

17-169/2

ISSN 0002-3124

АЗƏРБАЙЧАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ  
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

---

# ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ

---

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

3 • 1982

ЦНБ

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

★

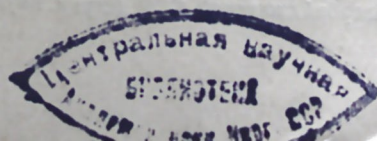
СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

3

1982

ЕЛМ НƏШРИЈАТЫ - ИЗДАТЕЛЬСТВО "ЕЛМ"  
БАКЫ - БАКУ



УДК 622.279.1/43

М. Т. АБАСОВ, Ш. Д. АБАСОВ, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

### ВЛИЯНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА НА ЕГО ИЗВЛЕЧЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ ИСТОЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Процесс разработки газоконденсатного месторождения характеризуется рядом факторов, определяющих его народнохозяйственную эффективность. Одним из важнейших показателей правильной разработки месторождения является обеспечение в рамках установленной экономической целесообразности максимально возможного извлечения газа и конденсата. Последнее принято оценивать величиной коэффициента извлечения соответствующих углеводородов. Так, уже на стадии определения запасов газа и конденсата последние для промышленных категорий утверждаются в виде запасов балансовых и извлекаемых. При этом наибольшие трудности в случае предполагаемой разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения (на газовом режиме) представляет определение коэффициентов извлечения конденсата. Опыт разработки многих газоконденсатных месторождений показывает, что на конденсатоотдачу залежей в отмеченных условиях влияет ряд природных факторов, главным из которых является начальное содержание конденсата в системе.

Изучению влияния начального содержания конденсата на конденсатоотдачу в процессе истощения газоконденсатных залежей посвящено значительное число исследований. Не останавливаясь на них конкретно, рекомендуем читателю обзор [3], в котором все эти работы систематизированы и подробно описаны. Общим для них является непосредственное использование для целей прогнозирования конечной конденсатоотдачи результатов термодинамических исследований. Такой подход, учитывая специфику выполнения работ на бомбе РVT, однозначно включает выпадающий в пласте в потери конденсат. Вместе с тем, нами на основании многочисленных исследований было установлено, что определенная часть выпадающего в пласт конденсата участвует в формировании уровней отбора конденсата из пласта. При этом жидкий, фильтрующийся в пластовых условиях конденсат составляет долю в общем дебите скважины по конденсату тем большую, чем выше его начальное содержание в системе. Тогда, имея в виду общую тенденцию к уменьшению извлечения конденсата с ростом начального конденсатосодержания, учет фильтрации выпадающего конденсата при определении конденсатоизвлечения представляется важным для повышения надежности прогнозирования.

Приводим результаты исследований по установлению влияния начального конденсатосодержания на извлечение конденсата в процессе истощения газоконденсатных залежей. Исследования выполня-

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

© Издательство «Элм», 1982 г.

Сдано в набор 26/XI-82 г. Подписано к печати 21.03.83

ФГ 15067. Формат бумаги 70×100 1/16. Бумага типографская № 1. Гарнитура шрифта академич. Печать высокая. Печ. лист 12,02. Уч. изд. лист 9,86.

Заказ 453. Тираж 555. Цена 1 руб. 20 коп.

Издательство «Элм». 370143 Баку-143, проспект Нариманова, 31, Академгородок,  
Главное здание

Типография АН Азербайджанской ССР. Баку, проспект Нариманова, 31.

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

лись с использованием методики, описанной в [1, 2]. При этом обеспечивался полный учет реальных свойств флюидов, массоперенос газа и конденсата в обеих фазах, массообмен между фазами. Для исключения влияния других факторов исследования проводились на газоконденсатных смесях, имеющих одинаковое давление начала конденсации, принимавшееся за начальное пластовое давление. Начальное содержание конденсата в системах изменялось от 100 до 300 г/м<sup>3</sup>. Численные расчеты выполнялись для следующих условий:  $P_0=39,2$  МПа;  $r_k=750$  м;  $r_c=0,15$  м;  $h=15$  м;  $m=0,2$ ;  $\rho_{св. в.}=0,2$ ;  $P_k-P_c=3,92$  МПа.

Результаты расчетов в виде зависимости конденсатоотдачи  $\eta_k$  газоконденсатной залежи от ее газоотдачи  $\eta_r$  для нескольких газоконденсатных систем с различным начальным конденсатосодержанием представлены на рис. 1. Как видно из рисунка, с увеличением начального содержания конденсата в пластовом газе коэффициент конденсатоотдачи существенно уменьшается. Этот эффект по мере истощения залежи растет и при газоотдаче равной 0,9 разница в  $\eta_k$  для залежей с начальным содержанием конденсата 100 и 300 г/м<sup>3</sup> составляет 11,4% по абсолютной величине.

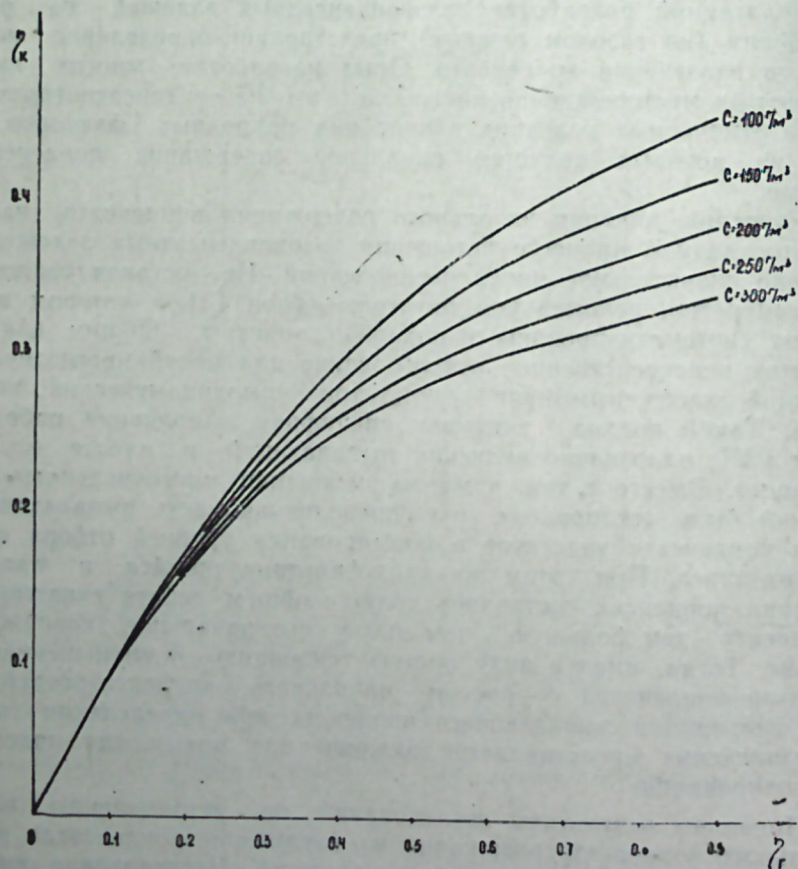


Рис. 1. Зависимость конденсатоотдачи от газоотдачи для систем с различным начальным конденсатосодержанием.

На рис. 2 результаты исследований представлены в виде зависимости конденсатоотдачи от начального конденсатосодержания для ряда фиксированных уровней отбора газа из пласта.

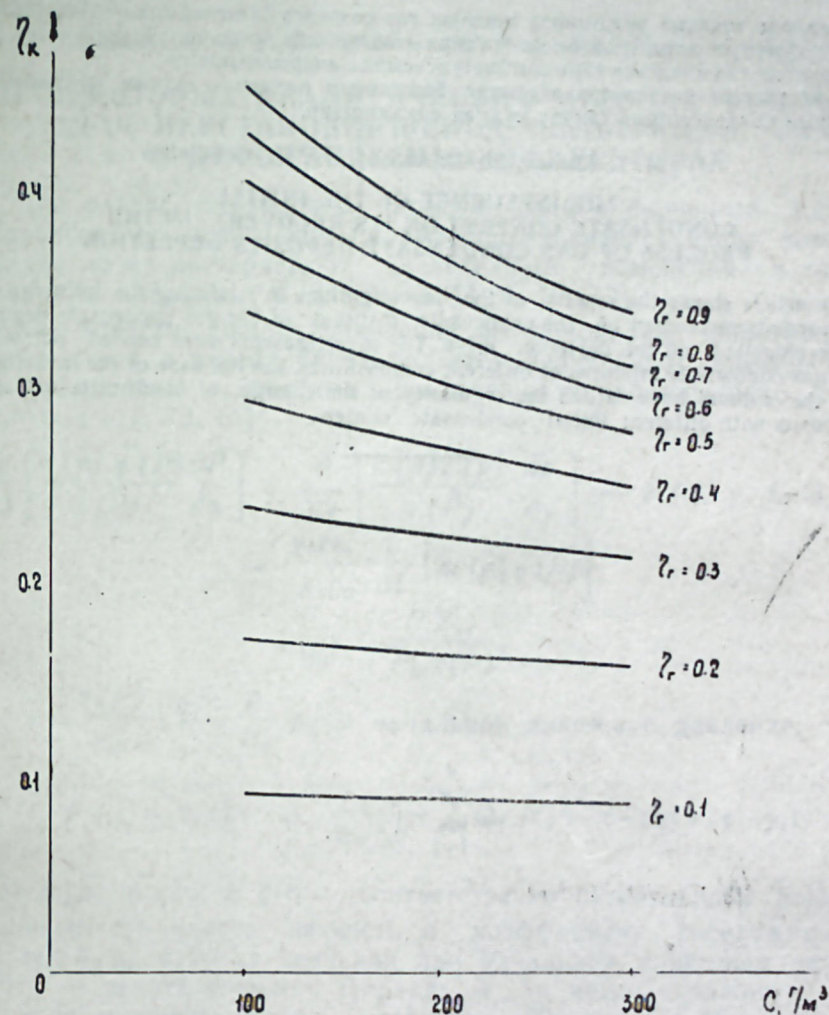


Рис. 2. Зависимость конденсатоотдачи от начального конденсатосодержания.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. «ДАН Азерб. ССР», 1966, № 4.
2. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. К разработке газоконденсатных месторождений на истощение. «Изв. АН Азерб. ССР», сер. наук о Земле, 1969, № 4.
3. Вопросы газо- и конденсатоотдачи продуктивных пластов. М., ВНИИОЭНГ, 1972.

ГАЗ КОНДЕНСЭ ЈАТАГЛАРЫНЫН ТҮКЭНМЭЈЭН ИШЛЭМЭ  
ПРОСЕСИНДЭ БАШЛАНҒЫЧ КОНДЕНСЭ ТУТУМУНУН  
ОНУН ЧЫХАРЫЛМАСЫНА ТӘСИРИ

Мәгаләдә түкәнмә режиминдә ишләјән газ-конденсә јатагларында башланғыч кон-денсә тутумунун конденсәвермәјә тәсири тәдгиг едилмишдир. Тәдгигатлар мүхтә-лиф тәркибли газ-конденсә гарышыглары әсасында апарылмышдыр.  
Тәдгигатларын нәтичәләри әсасында башланғыч конденсә тутуму мүхтәлиф олан јатагларын конденсәвермә гануну мүәјјән едилмишдир.

M. T. Abasov, Sh. D. Abasov, F. G. Orudjaliev

THE INFLUENCE OF THE INITIAL  
CONDENSATE CONTENT ON ITS RECOVERY IN THE  
PROCESS OF GAS CONDENSATE DEPOSITS DEPLETION

The article shows the results of the investigations in defining the influence of the initial condensate content on the condensate disposal of the gas condensate deposits at their development on the depletion drive. The investigations were carried out with the use of gas condensate mixtures of different compositions. On the base of the investigations results the authors have settled the regularity of the change of condensate disposal for the deposits with different initial condensate content.

УДК.622.276.21

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Г. И. ДЖАЛАЛОВ, А. М. МАМЕДОВ, С. С. САЛМАНОВА

О НЕКОТОРЫХ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДАХ РЕШЕНИЯ  
ЗАДАЧ НЕУСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА  
В ДЕФОРМИРУЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

При разработке газовых месторождений с большими пластовы-ми давлениями физические параметры, характеризующие породы и свойства газа, претерпевают значительные изменения и являются функциями координат и давления [4, 8, 10, 13].

Как известно, общее уравнение нестационарной фильтрации ре-альных газов в такой среде является нелинейным дифференциаль-ным уравнением в частных производных параболического типа и имеет вид [11, 13, 15]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\bar{\kappa}(\bar{p}) \bar{\rho}(\bar{P})}{\bar{\mu}(\bar{P})} \frac{\partial \bar{P}}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{\bar{\kappa}(\bar{p}) \bar{\rho}(\bar{p})}{\bar{\mu}(\bar{P})} \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} \right] - F(x, y, t, Q_j) =$$

$$= \frac{\nu_0 m_0}{\kappa_0 p_0} \frac{d}{dt} \left[ \bar{m}(\bar{p}) \bar{\rho}(\bar{P}) \right] \quad (1)$$

$$\rho(p) = \frac{P Z_{ar}}{P_{ar} \bar{Z}(\bar{P})}, \quad (2)$$

где  $\bar{\rho} = \frac{\rho(P)}{p_{ar}}$ ;  $\bar{P} = \frac{P}{p_0} p_0$  — начальное пластовое давление;

$$F(x, y, t, Q_j) = \frac{\nu_0 p_{ar}}{\kappa_0 p_0 b} \sum_{j=1}^N Q_j(t) \delta(x-x_j) \delta(y-y_j);$$

$\bar{m}(\bar{p})$ ,  $\bar{k}(\bar{p})$ ,  $\bar{\mu}(\bar{P})$ ,  $\bar{Z}(\bar{P})$  — соответственно безразмерные пористость, проницаемость пласта, вязкость и коэффициент сверхсжимаемости газа;  $m_0$ ,  $k_0$ ,  $\mu_0$ ,  $z_0$  — их значения при начальном пластовом давлении;  $\delta(z)$  — дельта функция Дирака;  $N$  — число скважин;  $b$  — мощность пласта, остальные обозначения общепринятые.

Аналитическое решение задачи в такой полной наиболее общей постановке с учетом указанных факторов представляется в настоя-щее время невозможным. В связи с этим в литературе появилось большое количество задач по этой общей проблеме с применением ЭВМ и некоторых приближенных методов [3, 11, 12, 13].

В работах [3, 4, 10 и др.] приводятся способы линеаризации уравнений неустановившейся фильтрации газов в деформируемых трещиноватых и пористых пластах, учитывающих изменения ре-альных свойств от давления, и приближенных их решений.

В [1, 2] на основе анализа фактических данных предложена линеаризация, позволяющая получить решение в более простом ви-

де. На основе этой линеаризации в [15] решена задача о нестационарной фильтрации реального газа к системе скважин в кусочно-однородном чистотрещиноватом пласте.

Как отмечено в [6, 14], при решении конкретных задач линеаризация нелинейного уравнения движения газа должна быть обоснована качественно и количественно. В каждой конкретной задаче применяемый приближенный метод линеаризации эффективен если он: а) не допускает выход ошибки за допустимые пределы и б) обеспечит минимальные затраты и время (например, при реализации на ЭВМ).

В настоящей работе в предположении, что фильтрация реального газа подчиняется уравнению (1), расширяется область применения способа линеаризации, предложенного в [4], и с помощью теоремы сравнения [14, 17] доказываются справедливость его применения.

Согласно работам [4, 10], уравнение (1) при  $\bar{m}(\bar{P}) = \text{const}$  переходит к виду:

$$\frac{d^2 \bar{p}}{dx^2} + \frac{d^2 \bar{p}}{dy^2} - \lambda F(x, y, t, O_j) = \frac{\lambda \mu_0 m_0}{k_0 P_0} \frac{d\bar{p}}{dt}, \quad (3)$$

где

$$\lambda = \frac{\ln \frac{\bar{P}_1 \bar{z}(\bar{P}_2)}{\bar{P}_2 \bar{z}(\bar{P}_1)}}{\int_{\bar{P}_2}^{\bar{P}_1} \frac{\bar{k}(\bar{P})}{\bar{\mu}(\bar{P})} d\bar{P}}; \quad (4)$$

$$\bar{p} = \frac{P_0 z_{ат}}{\rho_{ат} \bar{z}_0} \frac{\bar{P}_1}{\bar{z}(\bar{P}_1)} e^{-\lambda \int_{\bar{P}}^{\bar{P}_1} \frac{\bar{k}(\bar{P})}{\bar{\mu}(\bar{P})} d\bar{P}}. \quad (5)$$

Параметр линеаризации  $\lambda$  определен из уравнения состояния реального газа (2) в промежутке давлений  $\bar{P}_2 < \bar{P} < \bar{P}_1$ . Для численного определения  $\lambda$  необходимо либо знать эмпирические (табличные) значения  $\bar{k}(\bar{P})$ ,  $\bar{\mu}(\bar{P})$  и  $\bar{z}(\bar{P})$ , либо задать аналитические зависимости указанных параметров от давления.

1. В качестве тестовой задачи выбирается следующая. В ограниченном круговом чистотрещиноватом газовом пласте, на границе которого поддерживается постоянное давление, пущена в эксплуатацию скважина с постоянным забойным давлением  $P_c$ . Перед пуском скважины давление во всем пласте было равно  $P_0$ . Требуется определить давление в любой точке пласта в любой момент времени  $t > 0$ .

В этом случае необходимо проинтегрировать дифференциальное уравнение (3) для одномерного радиального случая:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \bar{p}}{\partial r} \right) = \frac{\lambda \mu_0 m_0}{\kappa_0 P_0} \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} \quad (6)$$

при следующих начальных и граничных условиях:

$$\bar{p}|_{t=0} = \bar{P}_0; \quad \bar{p}|_{r=R_k} = \bar{P}_0; \quad \bar{p}|_{r=R_c} = \bar{P}_c. \quad (7)$$

Согласно [8] считаем, что параметры  $\bar{k}(\bar{P})$ ,  $\bar{z}(\bar{P})$ ,  $\bar{\mu}(\bar{P})$  подчиняются степенному закону, т. е.

$$\bar{k}(\bar{P}) = (\bar{P})^{a_k}; \quad \bar{z}(\bar{P}) = (\bar{P})^{a_z}; \quad \bar{\mu}(\bar{P}) = (\bar{P})^{a_\mu}, \quad (8)$$

где  $a_k$ ,  $a_\mu$ ,  $a_z$  — соответственно коэффициенты изменения проницаемости, вязкости и сверхсжимаемости.

Точное аналитическое решение уравнения (6) при сформулированных выше условиях с учетом (4) и (8) имеет вид [18]:

$$\frac{\bar{P}_0 - \bar{p}(r, t)}{\bar{P}_0 - \bar{P}_c} = \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{R_c}} - \pi \sum_{v=1}^{\infty} \frac{J_0 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right) J_0(x_v) V \left( x_v \frac{r}{R_c} \right)}{J_0^2 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right) - J_0^2(x_v)} e^{-x_v^2 t_0}, \quad (9)$$

где

$$f_0 = \frac{\kappa_0 P_0}{\lambda \mu_0 m_0 R_c^2} t; \quad \lambda = \frac{(a_k - a_\mu + 1)(a_z - 1) \ln P_2}{1 - (P_2)^{a_k - a_\mu + 1}};$$

$$U \left( x_v \frac{r}{R_c} \right) = Y_0 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right) J_0 \left( x_v \frac{r}{R_c} \right) - Y_0 \left( x_v \frac{r}{R_c} \right) J_0 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right);$$

$x_v$  — корни уравнения

$$Y_0 \left( x \frac{R_k}{R_c} \right) J_0(x) - Y_0(x) J_0 \left( x \frac{R_k}{R_c} \right) = 0$$

По формуле (9) и при помощи (5) объемный дебит скважины в пластовых условиях для любого момента времени определяется в следующем виде:

$$Q_{об} = \frac{2\pi b k_0 P_0^2 z_{ат}}{\mu_0 \lambda P_{ат} Z_0} \left[ 1 - (\bar{P}_c)^{a_z - 1} \right] \left\{ \frac{1}{\ln \frac{R_k}{R_c}} + 2 \sum_{v=1}^{\infty} \frac{J_0^2 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right) e^{-x_v^2 t_0}}{J_0^2(x_v) - J_0^2 \left( x_v \frac{R_k}{R_c} \right)} \right\}. \quad (10)$$

2. Теперь предположим, что в ограниченном закрытом пласте скважина работает с постоянным дебитом. Граничное и начальное условия в этом случае для уравнения (6) запишутся в виде:

$$\bar{p}|_{t=0} = 1 \quad \left. \frac{d\bar{p}}{dr} \right|_{r=R_k} = 0 \quad (11)$$

$$\lim_{r \rightarrow R_c} \frac{2\pi b \kappa_0 P_0 K(\bar{P}) \bar{p}(\bar{P})}{\mu_0 \bar{\mu}(\bar{P})} r \frac{\partial \bar{P}}{\partial r} \frac{\partial \bar{p}}{\partial r} = Q_{об}.$$

Используя решение подобной задачи, данное в [17], с учетом (8), для значения функции  $\bar{p}$  на забое скважины получаем следующую формулу:

$$\bar{p}_c = 1 - \frac{Q_{об} \mu_0 \lambda P_{ат} Z_0}{2\pi b k_0 P_0^2 Z_{ат}} \left\{ \ln \frac{R_k}{R_c} - \frac{3}{4} + \right. \\ \left. + \frac{1}{2} \left( \frac{R_c}{R_k} \right)^2 + 2F_0 - 2 \sum_{v=1}^{\infty} \frac{J_0 \left( x_v \frac{R_c}{R_k} \right) e^{-x_v^2 F_0}}{x_v^2 J_0^2(x_v)} \right\}, \quad (15)$$

где  $F_0 = \frac{\kappa_0 P_0}{R_k^2 \lambda m_0 \mu_0} t$   $x_v$  — корни

уравнения  $J_1(x) = 0$ ;  $\bar{p}_c = (\bar{P}_c)^{1-a_z}$ ;  $\bar{P}_c = \frac{P_c}{P_0}$ .

3. Применение теоремы сравнения [14, 17]. Рассмотрим применение теоремы сравнения Вестфала для оценки решения задач, приведенных в предыдущих пунктах.

Согласно [14] с введением функции

$$\Phi = \int_{\bar{p}_c}^{\bar{P}} \frac{\bar{k}(\bar{P}) \cdot \bar{P}}{\mu(\bar{P}) \bar{Z}(\bar{P})} d\bar{P} \quad (15)$$

задачу 1 приводим к виду:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} = \bar{\varphi}(\bar{p}) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \bar{\Phi}}{\partial r} \right) \\ \Phi \Big|_{t=0} = \Phi_0, \quad \Phi \Big|_{r=R_k} = \Phi_c, \quad (16)$$

где

$$\bar{\varphi}(\bar{P}) = \frac{k_0 P_0}{\mu_0 m_0 (1-a_z)} \frac{\bar{k}(\bar{P}) \bar{P}}{\mu(\bar{P})} \\ \Phi_0 = \int_{\bar{p}_c}^1 \frac{\bar{k}(\bar{P}) \bar{P}}{\mu(\bar{P}) \bar{Z}(\bar{P})} d\bar{P}, \quad \Phi_c = 0, \quad \bar{P}_c = \frac{P_c}{P_0}.$$

Зная, что при условии  $p_c \leq p_0 \Rightarrow \frac{\partial p}{\partial t} \leq 0$ , из (13) следует, что

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} \leq 0. \quad (14)$$

Как в [6, 14], рассматриваются функции  $\Phi^{(1)}$  и  $\Phi^{(2)}$ , удовлетворяющие соответственно следующим уравнениям и условиям:

$$\frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} = \varphi_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial r} \right) \\ \Phi^{(1)} \Big|_{t=0} = \Phi_0; \quad \Phi^{(1)} \Big|_{r=R_k} = \Phi_c; \quad (15)$$

$$\frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial t} = \varphi_2 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial r} \right) \\ \Phi^{(2)} \Big|_{t=0} = \Phi_0, \quad \Phi^{(2)} \Big|_{r=R_c} = \Phi_c, \quad (16)$$

где

$$\varphi_1 = \varphi(p) \Big|_{p=p_0} = \frac{\kappa_0 P_0}{\mu_0 m_0 (1-a_z)};$$

$$\varphi_2 = \varphi(p) \Big|_{p=p_c} = \frac{\kappa_0 P_0}{\mu_0 m_0 (1-a_z)} (\bar{p}_c)^{1+a_k-a_\mu};$$

$\Phi^{(1)}$ ,  $\Phi^{(2)}$  — соответственно нижняя и верхняя оценки функции  $\Phi(r, t)$  при первом приближении;

$$\varphi(p_c) \leq \varphi(p) \leq \varphi(p_0) \quad (17)$$

Из (17) и (14) следует, что:

$$\frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} \leq \varphi(p) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial r} \right); \quad (18)$$

$$\frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial t} > \varphi(p) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial r} \right)$$

Тогда на основании теоремы сравнения следует, что

$$\Phi^{(1)} \leq \Phi \leq \Phi^{(2)}; \\ p^{(1)} \leq p \leq p^{(2)}; \quad (19)$$

Решение задач (15) и (16) получается в виде (9), в котором надо произвести следующие замены:

$$\bar{p}_0 \rightarrow \Phi_0; \quad \bar{p}(r, t) \rightarrow \Phi^{(1)}; \quad \bar{p}_c \rightarrow \Phi_c; \quad f_0 \rightarrow f_0^{(1)} = \frac{\varphi_1 t}{R_c^2}, \quad i = 1, 2.$$

Тогда для оценки объемного дебита скважины имеем формулу вида (10), в которой коэффициент, стоящий перед фигурными скобками, заменится на

$$\frac{2\pi b k_0 P_0^2 Z_{ат} \Phi_0}{\mu_0 Z_0 P_{ат}}$$

Аналогично строятся оценки решения задачи, приведенной во втором пункте. В этом случае для верхней и нижней оценки получим выражение вида (12), в котором  $1 - \bar{p}_c \rightarrow \Phi_0 - \Phi_c^{(1)}$ , а коэффициент перед фигурными скобками будет:

$$\frac{Q_{об} \mu_0 Z_0 P_{ат}}{2\pi b \kappa_0 P_0^2 Z_{ат}},$$

$$a F_0 \rightarrow F_0^{(1)} = \frac{\varphi_1 t}{R_k^2}, \quad i = 1, 2.$$

Переход от функции  $\Phi^{(1)}$  к  $P^{(1)}$  осуществляется с помощью формулы:

$$P^{(1)}(r, t) = P_0 e^{(\ln [a_p \Phi^{(1)} + (\bar{P}_0)^{a_p}] / a_p)},$$

где

$$a_p = 2 + a_k - a_{\mu} - a_z; \bar{P}_1 = \frac{P_1}{P_0},$$

Применяя теорему сравнения можно получить, что:

$$\Phi^{(1)} \leq \Phi \leq \Phi^{(2)}$$

$$P^{(1)} \leq P \leq P^{(2)}$$

На основе приведенных в работах [6, 14] исследований в дальнейшем можно улучшить точность получаемых решений с помощью последовательного применения теоремы сравнения.

Для сопоставления полученных решений по формулам (10), (21) и (12), (22) при следующих исходных данных:

$$P_0 = 600 \text{ кг/см}^2; P_c = 550 \text{ кг/см}^2; \kappa_0 = 0,1 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2;$$

$$P_1 = 300 \text{ кг/см}^2; \mu_0 = 0,0276 \cdot 10^{-8} \frac{\text{кг сек}}{\text{см}^2}; z_0 = 1,26;$$

$$Z_{ат} = 1; m_0 = 0,15; a_k = 1,5; a_{\mu} = 0,6; a_z = 0,6; b = 10^3 \text{ см};$$

$$R_k = 5 \cdot 10^4 \text{ см}; R_c = 10 \text{ см}$$

проведены расчеты и результаты соответственно приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

t, сек	5 10 <sup>2</sup>		10 <sup>3</sup>		5 10 <sup>3</sup>		10 <sup>4</sup>		5 10 <sup>4</sup>	
	Q, м <sup>3</sup> /сек	9,3788		65,8443		61,9505		61,3652		60,3576
По методу линеариза- ции	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
	66,579	67,438	63,308	64,147	59,804	59,944	59,237	59,377	58,321	58,3457
Δ %	3,4		3,2		3,3		3,3		3,3	

Pc	10 <sup>3</sup>		5 10 <sup>3</sup>		10 <sup>4</sup>		5 10 <sup>4</sup>	
	По методу линеариза- ции	0,982159		0,979001		0,976552		0,974372
По теореме сравнения	Н	В	Н	В	Н	В	Н	В
	0,99016	0,99016	0,988083	0,98886	0,9875	0,98831	0,98285	0,9863
Δ %	0,8		0,9		1,14		1,03	

Δ — относительная погрешность между решениями.

Результаты, приведенные в табл. 1 и 2, дают нам основание применять метод линеаризации для решения различных сложных задач, возникающих при разработке деформируемых газовых месторождений.

Так, применяя данную линеаризацию и считая, что проницаемость, вязкость и сверхсжимаемость изменяются от давления по степенному закону, решение задачи о фильтрации реального газа в недеформируемом полосообразном пласте, ограниченном с 4 сторон непроницаемыми границами [16], легко трансформировать в решение аналогичной задачи для деформируемого пласта. При этом в формуле (22) работы [16] вместо  $\bar{P}_c$ , А, х соответственно нужно принимать:

$$(\bar{P}_c)^{1-a_z}; \frac{\bar{P}_{ат} Q \lambda}{Z_{ат} b \kappa_0} \frac{\kappa_0 P_0}{m_0 \lambda}$$

В остальном вид формул останется таким же как в [16].

#### Литература

1. Абасов М. Т., Кулиев А. М. и др. Временное руководство по гидрогазодинамическим методам изучения фильтрационных свойств залежей нефти и газа, характеризующихся высокими пластовыми давлениями. Баку, «Элм», 1978.
2. Абасов М. Т., Кулиев А. М., Азимов Э. Х. Определение параметров трещиноватого газового пласта по данным наблюдениям нестационарной фильтрации в нем реального газа. «Изв. АН Азерб. ССР», 1976, № 2.
3. Баренблатт Г. Н., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М., «Недра», 1972.
4. Васильев Ю. Н. Линеаризация уравнения фильтрации сжимаемой жидкости при проницаемости и вязкости, зависящих от давления. Труды ВНИИГаза, вып. 45 (53), 1972.
5. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М., «Недра», 1981.
6. Джалалов Г. И., Мамедов А. М. О некоторых способах решения нелинейного дифференциального уравнения нестационарной фильтрации жидкости в деформируемых коллекторах. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1981, № 4.
7. Желтов Ю. П., Золотарев П. П. О фильтрации газа в трещиноватых породах. «Прикладная математика и техническая физика», 1962, № 5.
8. Зотов Г. М., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. М., «Недра», 1970.
9. Исаев Р. Г. О притоке пластового газа к скважинам трещиноватого коллектора. Сб. «Вопросы нефтепромыслового дела». Труды ГрозНИИ, № 28.
10. Коротаев Ю. П., Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., «Недра», 1981.
11. Коротаев Ю. П. и др. Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1979.
12. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1972.
13. Николаевский В. Н. и др. Механика насыщенных пористых сред. М., «Недра», 1970.
14. Огибалов Ц. М., Мирзаджанзаде А. Х. Механика физических процессов. Изд-во МГУ, 1976.
15. Салманова С. С. Нестационарные задачи фильтрации газа в неоднородных пластах. Канд. дисс., 1977.
16. Салманова С. С. О притоке реального газа к скважинам в ограниченном пласте. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1975, № 6.
17. Фридман А. Уравнения с частными производными параболического типа. «Мир», 1968.
18. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М., 1959.

**ДЕФОРМАЦИЈА ОЛУНАН СУХУРЛАРДА ГАЗЫН ГЭРАРЛАШМАМЫШ  
СУЗУЛМЭСИ МЭСЭЛЭСИННИН БИР НЕЧЭ АНАЛИТИК ҮСУЛЛА ҺӘЛЛИ**

Мәгаләдә деформација олунан сухурларда газын гэрарлашмамыш сузулма процесини гејри-хәтти дифференциал тәнлијини мұхтәлиф сәрһәд шәртләри дахилдә хәттиләшдирмә үсүлу илә һәлли верилмиш ва мұгајисә теоремини көмәји илә бу үсүлуи доғрулуғу сүбүт едилмишдир.

K. N. Djalilov, G. I. Djalalov, A. M. Mamedov, S. S. Salmanova

**ABOUT SOME ANALYTICAL METHODS OF SOLVING PROBLEMS OF  
UNSTABLE GAS FILTRATION IN DEFORMED COLLECTORS**

In this work the authors have used the linearization method at different boundary conditions for solving a non-linear differential equation of non-stationary gas filtration in deformed collectors. Further the truth of such a linearization is shown by means of the theorem of comparison.

УДК 622.279.34.001.5

Н. Д. ТАИРОВ, З. И. ДЖАЛИЛОВ, Б. М. ХАНЛАРОВ

**К ВОПРОСУ ИЗУЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ  
ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Экспериментальное изучение процесса вытеснения воды газом позволяет моделировать образование газовых залежей, а также оценивать целый ряд параметров, необходимых как при проектировании разработки газовых залежей, так и при создании подземных газохранилищ в заводненных и водоносных структурах.

Имеются работы, посвященные тем или иным аспектам этого вопроса. Так, в работе [2] определяется содержание связанной воды и остаточной газонасыщенности методом капиллярного вытеснения газа водой из образцов песчаников. По точке перегиба начальных прямолинейных участков кривых водопроницаемости и остаточной газонасыщенности можно определить содержание связанной воды в породе, остаточное газонасыщение.

Подробно зависимость коэффициента вытеснения воды газом от скорости фильтрации и скорости движения границы зоны газовой смеси изучена А. Л. Хейном, С. Н. Бузиновым, П. Я. Алтуховым в работе [3]. Показано, что коэффициент вытеснения довольно резко уменьшается с увеличением этих характеристик. Изучению динамической полезной емкости и содержания остаточной воды для образцов горных пород методом вытеснения воды азотом посвящена работа [1]. Эксперименты проведены при перепадах давления равных  $P = 0,25, 1,1$  МПа.

В отличие от предыдущих работ в данной работе моделируются процессы вытеснения воды газом из пластов различного минералогического состава при разных температурах, приводится сравнение полученных данных с данными по вытеснению воды моделью нефти.

Опыты проводились на моделях, созданных из отмытого соляной кислотой кварцевого песка в смеси с маршаллитом, с монтмориллоновой глиной и карбонатами. Процентное соотношение компонентов подбиралось таким образом, чтобы проницаемости по воздуху были одинаковыми. Длина моделей была 1 м, диаметр 0,02 м. Опыты по вытеснению дистиллированной воды природным газом, состоящим на 93% из метана, проводились при перепадах 0,01—1,2 МПа. В аналогичных условиях проводились и опыты по вытеснению воды моделью нефти. Создание и поддержание необходимой температуры осуществлялось стандартным термостатом с точностью до  $\pm 1^\circ\text{K}$ .

Результаты опытов по вытеснению воды газом показаны на рис. 1. Как и следовало ожидать, наименьшей водонасыщенностью обладают образцы, составленные из кварцевого песка и маршаллита, несколько больше водонасыщенность кварцевого песка с карбо-

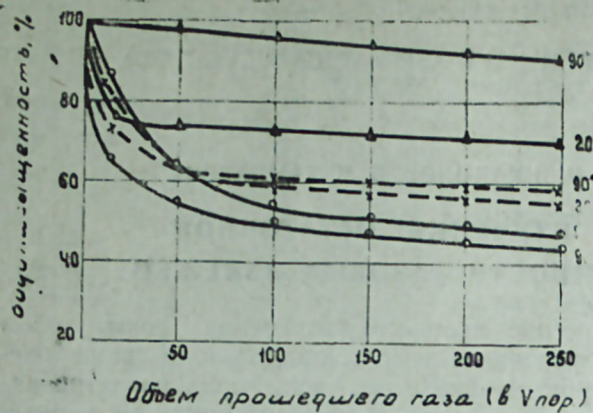


Рис. 1. Зависимость остаточной водонасыщенности от прошедшего газа через пористую среду:  
 $K_{в.пес.} + 15\%$  маршал;  
 $K_{в.пес.} + 15\%$  карбонат;  
 $K_{в.пес.} + 10\%$  глины;  
 $K_{в.пес.} = 2,1 \text{ мкм}^2$

Здесь также наибольшей водонасыщенностью обладают образцы с примесью глины, затем карбонатом и кварцевого песка с маршаллитом, но в отличие от случая вытеснения воды газом здесь во всех трех случаях с увеличением температуры остаточная водонасыщенность увеличивается. Необходимо также ответить, что в случае вытеснения воды моделью нефти не снижающаяся водонасыщенность достигалась по прохождению 8—10 объемов пор нефти, а в случае вытеснения воды газом — 200—250 объемов пор.

Обобщая вышесказанное, можно отметить следующее: произведена оценка содержания связанной воды в образцах породы с разным минералогическим составом при разных температурах. Выявлено, что минералогический состав оказывает влияние на количество остаточной воды и на закономерность изменения ее с температурой. Сравниваются данные по вытеснению воды газом с данными по вытеснению воды моделью нефти. При идентичных условиях для газовых залежей характерна большая водонасыщенность.

натами и самая большая водонасыщенность наблюдается в смеси кварцевого песка с глиной. Зависимость остаточной водонасыщенности от температуры получилась следующая: для смеси кварцевого песка с маршаллитом повышение температуры привело к уменьшению остаточной водонасыщенности. Для глины, наоборот, увеличение температуры привело к возрастанию остаточной водонасыщенности. С увеличением температуры вязкость газа увеличивается, а вязкость воды уменьшается, вследствие этого увеличивается соотношение  $\frac{\mu_r}{\mu_w}$ , улучшается вытеснение воды газом. Вследствие этого уменьшается остаточная водонасыщенность кварцевого песка в смеси с маршаллитом. Что касается смеси кварцевого песка с глиной, то в этом случае, по всей видимости, эффект от увеличения соотношения вязкости перекрывается эффектом набухания глины при высоких температурах, вследствие чего остаточная водонасыщенность возрастает. Для смеси кварцевого песка с карбонатами также наблюдается увеличение остаточной водонасыщенности с увеличением температуры.

На таких же моделях для тех же пород были проведены опыты по вытеснению воды моделью нефти очищенным керосином (рис. 2).

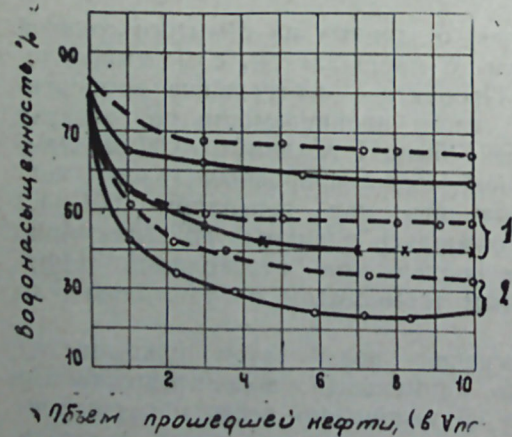


Рис. 2. Зависимость остаточной водонасыщенности от нефти, прошедшей через пористую среду.  
 1— $K_{в.пес.} + 15\%$  карбонатов  
 2— $K_{в.пес.} + 15\%$  маршал

### Литература

1. Багов М. С., Цой В. И. К определению динамической полезной емкости и содержания остаточной воды в образцах горных пород методом вытеснения жидкости газом. Тр. Грозн. нефт. ин-та, 1965, вып. 19.
2. Кондрат Р. М. Определение содержания связанной воды и остаточной водонасыщенности пород коллекторов по результатам капиллярного вытеснения газа водой. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Республ. межведомств., научно-техн. сб., вып. II, 1974.
3. Хейн А. Л., Бузинов С. Н., Алтухов П. Я. Экспериментальное исследование коэффициента вытеснения воды газом в связи с подземным хранением газа в водоносных структурах. Труды ВНИИГаз, вып. II (19), 1961.

Н. Ч. Таиров, З. И. Чалилов, Б. М. Ханларов

### ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНДА ГАЛЫГ СУ МЭСЭЛЭЛЭРИНИН ӨЈРЭНИЛМЭСИ

Мәгаләдә статистик јолла тәчрүби оларга газ јатагларынын галыг су мәсәләләри сабит тәзјигдә өјрәнилмишдир.

Сујун лајдан газ вә нефтлә сыхындырылмасы мүхтәлиф минераложии тәркибдә вә температурда мүгајисәли моделләшдирилмишдир.

Мүәјјән едилмишдир ки, мүхтәлиф температурларда минераложии тәркибин галыг суја тә'сири вардыр, һәм дә ејни шәраитдә нефт јатагына нисбәтән газ јатаглары үчүн јүксәк галыг сују олдуғу тәсдиғ едилмишдир.

N. D. Tairov, Z. I. Djalilov, B. M. Hanlarov

### TO THE QUESTION OF INVESTIGATION OF THE RESIDUAL WATER SATURATION OF GAS DEPOSITS

The authors of the article give the results of investigation of the residual water saturation in the conditions of constant pressure. The authors have simulated the process of water displacement by gas from the formations of different mineralogical compositions at different temperatures. They give the comparison of the received data with the data of water displacement by oil simulation.

The article brings us to the idea that the mineralogical composition effects on the quality of the residual water and on the regularity of its change with the temperature. The authors have defined the influence of temperature on the residual water saturation.

УДК 552.51:519.24

Ю. М. КОНДРУШКИН, Ч. А. СУЛТАНОВ, Л. Г. КРУТЫХ, Ф. Б. ДЖАВАД-ЗАДЕ

### ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУЛЛА-МОРЕ

Месторождение Булла-море характеризуется сложными горно-геологическими условиями: большие глубины залегания продуктивных горизонтов (6500 м), высокие пластовые давления (750 атм) и температуры (115°C), бурение глубоких разведочных скважин с отдельных морских оснований. Такие условия осложнили проводку разведочных скважин и сократили объем их исследований с целью получения информации о глубинном строении пород-коллекторов. Поэтому оценка емкостных и фильтрационных свойств пород потребовала решения вопроса нестандартными методами — это совместная статистическая обработка данных горизонтов и использование впервые накопленной информации по Апшеронской нефтегазосной области.

Для установления и обоснования кондиционных и средних значений параметров были изучены распределения коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также зависимости между ними. Малочисленность данных анализов<sup>1</sup> не позволила провести исследования отдельно для V и VII горизонтов. Однако, учитывая сходные условия осадконакопления в век продуктивной толщи и однотипность осадков, статистически были обработаны данные по продуктивным горизонтам совместно. Установление кондиционных значений коллекторских свойств также выполнено в целом, а средние данные для подсчета запасов определялись с соблюдением этих пределов для каждого горизонта в отдельности.

Пористость отложений изменяется от 1,1 до 29,9%. Распределение пористости представлено полимодальной кривой (рис. 1). Первый модальный интервал охватывает область низких значений пористости с модой 4,5%. Область второго максимума охватывает отложения с пористостью 7,5—13,5%, модальное значение 10,5%. Область третьего максимума охватывает интервал 16,5—22,5% с модальным значением равным 19,5%. Характер распределения пористости указывает на наличие в разрезе групп коллекторов, различающихся по своим емкостным свойствам.

По рядам распределения пористости можно условно выделить границу, отделяющую коллекторы от неколлекторов, которая намечается при пористости 7,5%.

Распределение проницаемости (в lg) представлено двухмодальной кривой (рис. 1). Область первого распределения находится в пределах lgKпр — 1,0—0 с модальным значением — 0,4 и характеризует группу неколлекторов. Область второго распределения охва-

<sup>1</sup> Исследования образцов кернов выполнялись в лаборатории АзВНИИгеофизики.

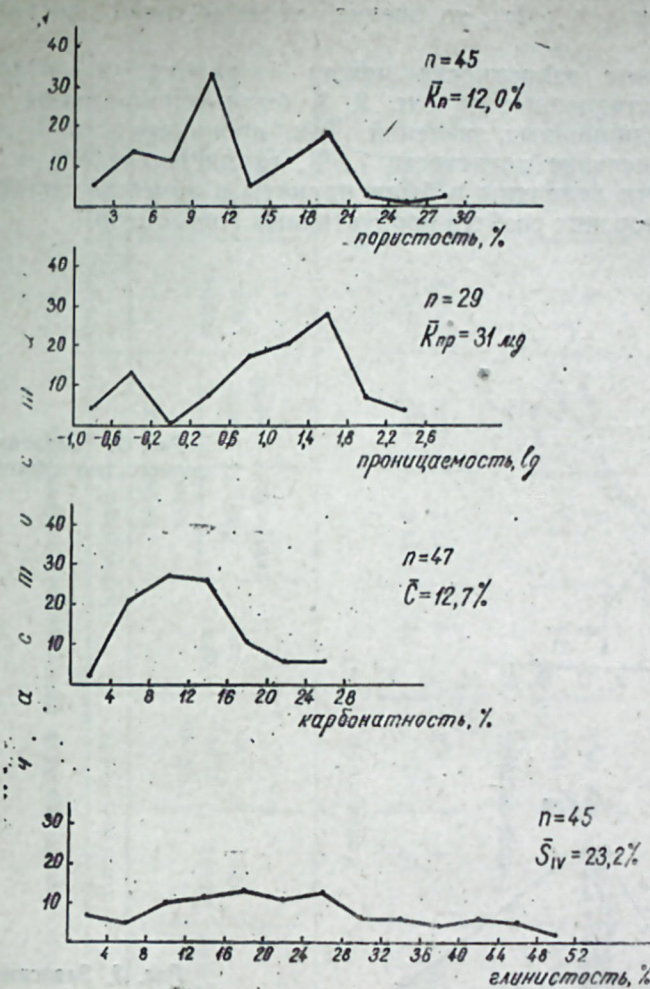


Рис. 1. Распределение параметров коллекторских свойств.

тывает интервал 0—2,0 с модальным значением 1,6 и характеризует группу коллекторов. Таким образом, намечаемый по рядам распределения нижний предел логарифма проницаемости составляет 0,0 или 1,0 мдарси.

Рассматриваемое месторождение является газоконденсатным и величина нижнего предела проницаемости, равная 1 мдарси, согласуется с существующими представлениями о кондиционных значениях проницаемости по другим газоконденсатным месторождениям. Такая же обработка выполнена по глинистости и карбонатности (рис. 1).

Для установления связи между коллекторскими свойствами пород были составлены корреляционные таблицы и вычислены коэффициенты корреляции для зависимостей пористости, карбонатности и глинистости с проницаемостью в полулогарифмической системе координат и карбонатности, глинистости с пористостью. Для оценки значимости корреляционных связей вычислены средние квадратические отклонения. В качестве критерия установлен двухсигмовый пре-

дел, т. е. если  $r > 2\sigma_r$ , то оценка тесноты связи достаточно надежная.

Построенные зависимости между параметрами коллекторских свойств, представленные на рис. 2, 3, были использованы для установления кондиционных значений. Так, проницаемости 1 мдарси соответствует значение пористости 7,5%, глинистости 36% и карбонатности 20%. Эти величины и были приняты в качестве граничных значений коллекторских свойств продуктивных горизонтов.

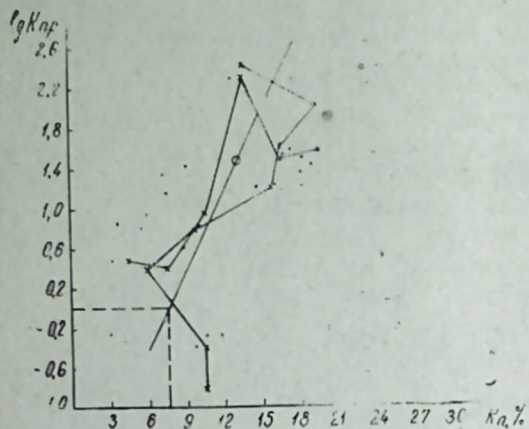


Рис. 2. Зависимость между пористостью и проницаемостью.

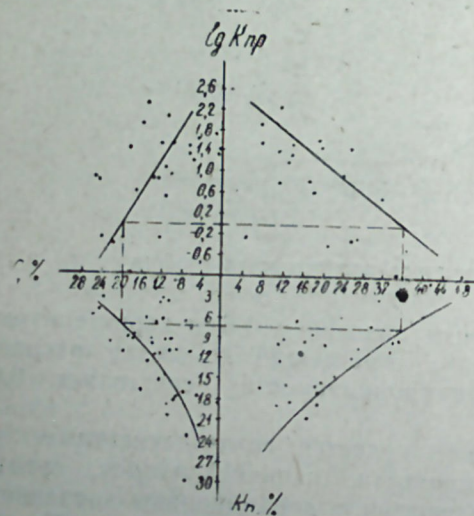


Рис. 3. Зависимости между параметрами коллекторских свойств.

Установленные граничные значения коллекторских свойств позволили произвести отбор анализов кернов, присущих только коллекторам, и рассчитать средние значения параметров коллекторов продуктивных горизонтов. Все образцы с проницаемостью и пористостью ниже, а глинистостью и карбонатностью выше указанных значений были отнесены к неколлекторам. В результате к числу коллекторов отнесены 25 образцов, а к неколлекторам 22.

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов

Горизонт	Градулометрический состав, %				Карбонатность		Пористость		Проницаемость	
	колич. опр.	> 0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	< 0,01	средн. знач., %	колич. опр.	среднее значение, %	колич. опр.	среднее значение, мдарси
								без поправки	с поправкой	
V	19	0,0	24,0	53,1	22,9	10,7	21	14,6	14	42
	4	3,0	26,7	47,2	23,1	8,8	4	17,2	3	42
V	12	0,3	4,7	59,6	35,4	14,0	14	7,0	8	2,3
	6	16,5	38,2	30,1	15,2	16,5	5	6,0	4	17
V 1										
V 11										
V										
V 1										

УДК 553.982:551.252

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ, Р. Ю. АЛИЯРОВ

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ГЕОФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Все пластовые флюиды находятся обычно под высоким давлением, о природе которого высказывается ряд гипотез. Наиболее распространенной является гипотеза седиментационного происхождения поровых вод и возникновения гидростатического давления за счет веса вышележащих горных пород, т. е. принимается во внимание литогенетическая или экзогенная природа давлений в отличие от геодинамической или эндогенной. Однако даже эта, наиболее распространенная гипотеза не имеет сколько-нибудь надежного количественного обоснования. В связи с этим нам представляется вполне актуальной разработка математической модели гидростатических давлений подземных вод, исходя из литогенетической природы их возникновения. Наиболее совершенным методом количественного исследования природных геологических процессов является вероятностно-детерминистский подход.

Механизм уплотнения осадков и формирования гидростатических давлений в элизионных водонапорных бассейнах сводится к следующему. Погружение дна бассейна седиментации приводит к накоплению осадков, увлекающих с собою поровые седиментационные воды. По мере увеличения погружения увеличиваются толща осадков и сжимающая нагрузка, происходит уплотнение пород, уменьшение их пористости, пористости и проницаемости, ухудшаются условия оттока поровой жидкости, что приводит к повышению давления в поровом пространстве пород с превышением над нормальным гидростатическим давлением, существовавшим на дне бассейна до отложения осадков. Колебательные движения на фоне перманентного погружения дна бассейна приводят к смене литологических типов осадков, песчаные пласты чередуются с глинистыми. Вследствие различной структуры глинистых и песчаных пластов в них по-разному происходит отток жидкости из сжимающегося порового пространства: из глинистых вод выжимаются менее интенсивно, чем из песчаных пластов. Происходит дифференциация осадков как по типам пород, так и по величинам гидростатических давлений. Давление в поровом пространстве глинистых пород (поровое давление), как правило, превышает давление в пластах-коллекторах (пластовое давление). В ряде случаев возникают давления, на много превышающие нормальное гидростатическое давление (АПВД и АВПоД). Чем более затруднен отток поровой жидкости, тем больше поровые и пластовые давления превышают нормальное гидростатическое давление. Однако при таком механизме образования гидростатических давлений не могут превышать горное давление, т. е. не могут быть больше веса всей водонасыщенной толщи пород при

V горизонт охарактеризован 21 анализом по 6 скважинам (табл. 1). Большинство образцов по гранулометрическому составу представлено группой алевритовых пород (53%), другая часть относится к группе песчаных пород (42%). Образцы относительно слабоцементированы, содержание карбонатов колеблется в пределах 2,5—14% и в среднем составляет 10,7% и только один образец содержит карбонатов 18,5%.

Пористость коллекторов V горизонта изменяется от 8,9 до 23,4% и в среднем составляет 14,6%. Пористость выделенных по гранулометрическому составу двух групп пород различна; так, по группе песчаных пород она составляет 17%, а по группе алевритовых пород — 12%.

Проницаемость коллекторов варьирует от 4 до 190 мдарси и в среднем (среднеарифметическая) составляет 42 мдарси.

VII горизонт представлен четырьмя анализами по трем скважинам (табл. 1). По гранулометрическому составу один образец представлен алевритом, два — группой песков и один — песчаным суглинком. Содержание карбонатов изменяется от 0 до 16,2% и в среднем составляет 8,8%. Пористость коллекторов варьирует от 15,8 до 18,3% и в среднем составляет 17,2%, проницаемость — 42 мдарси.

С целью учета влияния давления всестороннего сжатия и температуры в величины пористости и проницаемости вводились соответствующие поправки. При средней глубине залегания V и VII горизонтов соответственно, 4550 и 5600 м, при коэффициенте аномальности 1,2, поправка составила соответственно: для пористости — 6,4 и 7, для проницаемости — 43 и 47 относительных процентов. С учетом вводимых поправок пористость коллекторов V — VII горизонтов составляет, соответственно 13,7 и 16%, или 0,14 и 0,16 в долях единицы, а проницаемость — 24 и 22 мдарси.

Таким образом, исследования коллекторских свойств пород глубоководного месторождения Булла-море показали, что они обладают хорошими емкостными и фильтрационными характеристиками.

Л. М. Кондрушкин, Ч. Э. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Чавадзадэ

### БУЛЛА-ДЭНИЗ ЈАТАҒЫНЫН ФИЗИКИ-ЛИТОЛОЖИ ХАССЭСИННИ ӨҮРЭНИЛМЭСИ

Магаләдә Булла-дәниз дәрин газ-конденсат јатағында мәнсулдар горизонтларын коллектор хусусијәтләри өјрәнилмишдир. Коллектор хусусијәтләрин параметрләри арасындакы әлағәләр вә онларын орта вә кондисија гижәтләри мүәјјәнләшдирилмишдир.

Јатағын дәриндә јерләшмәснин нәзәрә алараг бу тәдгигатлар термобарин шәраитдә апарылмышдир.

Тәдгигатлар кәстәрмишдир ки, бу сүхурлар јүксәк тутумлулуг вә филтрасија хусусијәтләринә маликдирләр.

Yu. M. Kondrushkin, Ch. A. Sultanov, L. G. Krutykh, F. B. Djavad-zade

### PECULIARITIES OF PHYSICAL LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS STUDY OF COLLECTORS OF BULL-SEA DEPOSIT

The present article deals with collector characteristics of productive horizons of the deep-lying Bulla-sea deposit. The interactions between parameters of collector properties are studied, and conditional and average parameters values are determined. Taking into account deep submergence of the deposit the investigations were carried out with the consideration of thermobar conditions.

The investigations have shown that these formations possess good properties in volumetric capacity and filtration.

фиксированной их гипсометрии. Водонапорный бассейн, возникающий таким образом, носит название элизионного и характеризуется оттоком вод из центральных, наиболее погруженных частей бассейна к периферии. Элизионные бассейны являются первичными типами бассейнов подземных напорных вод.

Стабилизация дна бассейна седиментации, прекращение погружения и накопления новых порций осадков приводят к стабилизации параметров горных пород и гидростатических давлений, достигших соответствующих максимумов, превышающих нормальные гидростатические давления. Следует отметить, что стабилизация параметров пород (мощность, плотность, пористость, проницаемость) и, как следствие, гидростатических давлений происходит не сразу же после стабилизации дна бассейна, а с некоторым запаздыванием, во время которого продолжают процессы консолидации и роста плотности давления и снижение мощности, пористости и проницаемости. Дальнейшее развитие бассейна и изменение гидростатических напоров не может идти в двух направлениях.

В первом случае горные породы могут быть выведены на дневную поверхность. В результате подъема, обнажения и размыва пород давление в поровом пространстве значительно снижается. Усиливающийся отток жидкости нивелирует давления на уровне нормальных гидростатических давлений. В зависимости от гипсометрии областей питания и разгрузки элизионный бассейн может трансформироваться в инфильтрационный.

Другим вариантом развития элизионного бассейна является долговременная относительная стабилизация его гипсометрии. В этом случае гидростатические давления, превышающие нормальное давление столба воды, с течением времени снижаются вследствие естественной разгрузки порового пространства пород. Разгрузка может происходить по плоскостям тектонических разрывов, системам трещин, жерлам грязевых вулканов, вследствие явлений эффузии и фильтрации. Более интенсивно происходит потеря давлений в пластах-коллекторах вследствие большой проводимости поровых каналов. Разгрузка поровых давлений в глинах может происходить как по тем же дренажным каналам, что и для пластов-коллекторов, так и через соседние пласты-коллекторы по плоскостям напластования. Интенсивность потери поровых вод глинами зависит, в первую очередь, от толщины глинистых слоев и частоты их перемежаемости с дренирующими пластами пород-коллекторов.

Следует подчеркнуть, что в современную эпоху все существующие элизионные бассейны переживают период потери напоров и перехода в более стабильные типы бассейнов. Сохранившиеся аномальные пластовые и поровые давления меньше максимумов, имевших место в прежние эпохи, и находятся в интервале от  $P_{гдс \cdot max} (P_{гр})$  до  $P_{гдс \cdot н}$ . В зависимости от возраста бассейна и его геотектонической истории гидростатические давления будут ближе к одной из границ указанного интервала.

Описанный механизм изменения гидростатических давлений в зависимости от геологического времени для некоторой фиксированной конечной глубины залегания пластов может быть изображен в виде кривых  $P_{гдс} = f(t)$  начинающихся в начале координат при  $t = 0$  и  $P_{гдс \cdot 0} = P_{гдс \cdot н} \approx 0$ , достигающих максимума, заключенного между

нормальным гидростатическим и горным давлениями для данной глубины, а затем снижающихся до нормального гидростатического давления на заданной глубине (рис. 1а).

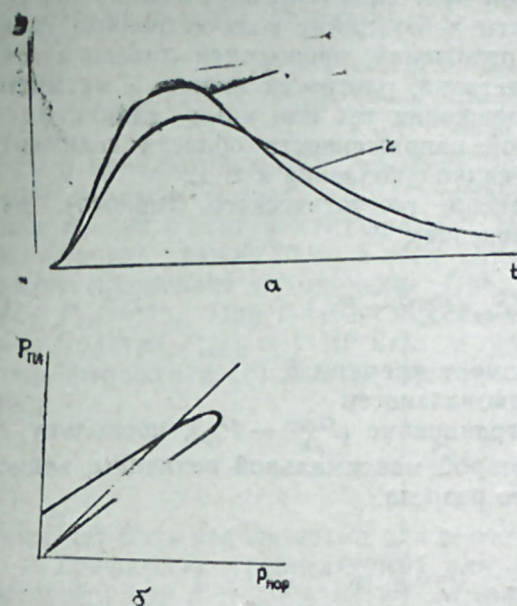


Рис. 1. Предполагаемые зависимости: а — порового (1) и пластового (2) давлений от времени и б — между (1) и (2).

Соотношение между поровыми и пластовыми давлениями изображается кривой, начинающейся в начале координат и оканчивающейся в точке нормально гидростатического давления для некоторой стабильной глубины, расположенной на биссектрисе координатного угла (рис. 1 б). Точка возврата соответствует точке наибольшего различия между поровым и пластовым давлениями (она может соответствовать точкам максимумов давлений).

В основу математических моделей процесса уплотнения осадков и формирования гидростатических давлений положена модель пропорциональных эффектов. Эта модель предполагает существование пропорциональности между скоростью изменения какого-либо параметра и самим его значением в данный момент времени. Иными словами, предполагается, что относительная скорость изменения какого-либо параметра есть величина постоянная.

Ранее нами модель пропорциональных эффектов была использована для описания процесса уплотнения осадков [1]. Исходя из принятой литогенетической природы гидростатических давлений, можно утверждать, что процесс уплотнения осадков и формирование гидростатических давлений, описываются сходными моделями, поскольку механизм этих процессов исходит из одних и тех же физико-геологических предпосылок.

Математическим описанием этого процесса является модель умножения численных выражений частных эффектов изменения параметров горных пород в процессе уплотнения под действием различных природных факторов [1], которая имеет вид

$$y = y_0 \prod_{i=1}^n x_i \quad (1)$$

Под влиянием этих факторов происходит преобразование осадков в горную породу. Коэффициенты  $x_i$  содержат количественные сведения о геологическом возрасте отложений, пропорциях литологического состава разреза, глубине залегания, плотности пород и насыщающих флюидов, температуре, содержания тех или иных глинистых и других минералов, тектонической напряженности области седиментации, геотектонических условий осадконакопления и т. д.

В развитие этих идей изменение геостатического (горного) давления может быть описано уравнением

$$\frac{dP_{гр}}{dt} = EP_{гр}(P_{гр}^{max} - P_{гр}) \quad (2)$$

где  $P_{гр}$  — горное давление в момент времени  $t$ ,

$E$  — коэффициент пропорциональности

В уравнение (2) введено ограничение  $(P_{гр}^{max} - P_{гр})$ , поскольку  $P_{гр}$  не может превышать некоторой максимальной величины, зависящей от состава пород изучаемого разреза.

Получаем:

$$P_{гр} = \frac{P_{гр.о} P_{гр}^{max} e^{EP_{гр}^{max} t}}{P_{гр}^{max} - P_{гр.о} (1 - e^{EP_{гр}^{max} t})} \quad (3)$$

Величина  $P_{гр.о}$  близка к единице, что соответствует гидростатическому давлению воды на глубине около 10 м, т. е. в момент начала погружения дна бассейна осадконакопления. Величина  $P_{гр}^{max}$  зависит от глубины погружения слоя осадочных пород и средней плотности пород над изучаемым слоем. Выражая  $P_{гр}^{max}$  через глубину залегания  $H$  и плотность пород  $\sigma_n$ , получим  $P_{гр}^{max} = 0,1 \sigma_n H$ . При  $\sigma_n = 2,7 \text{ г/см}^3$  имеем  $P_{гр}^{max} = 0,27 H$ . Учитывая сказанное, получим

$$P_{гр} = \frac{0,27 H e^{0,27 E H t}}{0,27 H + e^{0,27 E H t}} \quad (4)$$

Динамика роста гидростатического давления может быть описана уравнением

$$\frac{dP_{гдс}}{dt} = EP_{гдс}(P_{гр} - P_{гдс}), \quad (5)$$

где  $P_{гдс}$  — гидростатическое давление в момент времени  $t$

$P_{гр}$  — горное давление в тот момент времени, определяемое по формуле (3),

$E$  — коэффициент пропорциональности или коэффициент прироста давления за единицу времени ( $E > 0$ ).

Составляющая  $(P_{гр} - P_{гдс})$  вводит ограничение сверху на степень роста  $P_{гдс}$ , так как по условию образования давлений в эли-

зионных водонапорных бассейнах гидростатическое давление не может превышать горное. Предполагается, что коэффициент прироста давления в период опускания дна бассейна и накопления осадков одинаков как для горного, так и для гидростатического давления.

Из уравнения (5) получаем

$$P_{гдс} = \frac{P_{гдс.о} P_{гр} e^{EP_{гр}(t-t_0)}}{P_{гр} - P_{гдс.о} (1 - e^{EP_{гр}(t-t_0)})} \quad (6)$$

В начальный момент времени, при  $t = t_0$  начальное гидростатическое давление равно  $P_{гдс.о}$  соответствует глубине бассейна осадконакопления в этот момент времени. Начальную глубину бассейна можно принять равной 10 м, в этом случае  $P_{гдс.о} = 1 \cdot 10^2 \text{ кПа}$  или ненамного превышает это значение. При  $t \rightarrow +\infty$  имеет место верхний предел  $P_{гдс} = P_{гр}$ . При  $t \rightarrow -\infty$  имеет место нижний предел  $P_{гдс} = 0$ .

Полагая  $P_{гдс.о} = 1 \cdot 10^2 \text{ кПа}$  и учитывая, что  $P_{гр} \gg 1$ , знаменатель выражения (6) можно упростить. При  $t_0 = 0$  формула (6) примет вид

$$P_{гдс} = \frac{P_{гр} e^{EP_{гр} t}}{P_{гр} + e^{EP_{гр} t}} \quad (7)$$

и может быть использована для расчетов.

Графически уравнения (6) или (7) изображаются логистической кривой 1 при  $E = 0,004 \cdot 10^2 \text{ кПа (млн. лет)}^{-1}$  (см. рис. 3).

С течением времени гидростатическое давление в элизионных водонапорных бассейнах снижается вследствие проявления различных дренирующих процессов.

Процесс снижения гидростатического давления может быть описан уравнением

$$\frac{dP_{гдс}}{dt} = \gamma (P_{гр} - P_{гдс}) (P_{гдс} - P_{гдс.н}), \quad (8)$$

где  $\gamma$  — коэффициент снижения давления за единицу времени ( $\gamma < 0$ ).

Уравнение (8) является более общим, чем уравнение (5), и при  $P_{гдс.н} = 0$  (8) обращается в (5). Дополнительная составляющая  $(P_{гдс} - P_{гдс.н})$  вводит ограничение снизу на уровень снижения  $P_{гдс}$ , так как по условию существования элизионного бассейна гидростатическое давление не должно быть ниже нормального давления на некоторой глубине.

Из (8) получаем:

$$\ln C \frac{P_{гдс.н} - P_{гдс}}{P_{гр} - P_{гдс}} = -\gamma (P_{гр} - P_{гдс.н}) t, \quad (9)$$

где  $C$  — постоянная интегрирования.

При  $t = 0$  постоянная интегрирования

$$C = \frac{P_{гр} - P_{гдс.о}}{P_{гдс.н} - P_{гдс.о}}$$

Поскольку при  $t = 0$  имеет место  $P_{гдс.о} = P_{гр}$ , то  $C = 0$  и уравнение (9) не имеет других решений. При  $t \rightarrow \infty$ , т. е. при испытании другой конечной точки  $P_{гдс.н}$ , получаем

$$\ln C \frac{P_{гдс.н} - P_{гдс}}{P_{гр} - P_{гдс}} \rightarrow -\infty,$$

откуда следует, что

$$C \frac{P_{гдс.н} - P_{гдс} - \infty}{P_{гр} - P_{гдс} - \infty}.$$

Поскольку при  $t \rightarrow \infty$  имеет место  $P_{гдс} \rightarrow P_{гдс.н}$ , то для  $C$  нет определенного значения ( $C \cdot 0 = 0$ ).

Был использован другой прием аналитического выражения для снижения  $P_{гдс}$  в зависимости от времени  $t$  и коэффициента снижения  $\gamma$ . Для этого была использована формула (7). Начало координат, в которых строится логистическая кривая по (7), перенесено из точки  $(t_0, P_{гдс.о})$  в точку  $(t, P_{гдс.н})$ , а перед показателем степени  $(t - t_0)$  знак изменен на обратный. При этом  $P_{гр}$  заменяется на  $(P_{гр} - P_{гдс.н})$ , а  $(t - t_0)$  — на  $[t - t(P_{гдс.н})]$ . Таким образом получено:

$$P_{гдс} = P_{гдс.н} + \frac{(P_{гр} - P_{гдс.н}) e^{-\gamma(P_{гр} - P_{гдс.н})[t - t(P_{гдс.н})]}}{(P_{гр} - P_{гдс.н}) + e^{-\gamma(P_{гр} - P_{гдс.н})[t - t(P_{гдс.н})]}}. \quad (10)$$

При  $t \rightarrow +\infty$  имеет место нижний предел  $P_{гдс} = P_{гдс.н}$ .

При  $t \rightarrow -\infty$  имеет место верхний предел  $P_{гдс} = P_{гр}$ .

Таким образом, уравнение (10) удовлетворяет начальным и конечным условиям и может быть использовано для расчетов.

Поскольку процесс роста и снижения гидростатического давления является непрерывным, кривые 1 и 2 на рис. 2 должны соединиться в точке максимума, равному горному давлению.

Равенство решений (7) и (10) требует равенства конечного условия для (7) начальному условию для (10), т. е. в точке с абсциссой  $t = t(P_{гр})$  выражения (7) и (10) должны давать одно решение, равное  $P_{гр}$ . Это условие выполняется с некоторым приближением, поскольку  $P_{гдс} = P_{гр}$  по (7) при  $t \rightarrow +\infty$ , а по (10) при  $t \rightarrow -\infty$ . Однако вследствие асимптотического поведения функций  $P_{гдс} = f(t)$  с приближением к  $P_{гр}$ , условие равенства выполняется довольно точно.

Зависимость  $P_{гдс}$  от  $t$  может быть представлена одной моделью при условии, что коэффициенты прироста и снижения давления также зависят от времени. Математически модель представлена более сложной конструкцией, чем (7), и имеет вид:

$$P_{гдс} = \frac{P_{гдс \max} e^{\alpha P_{гдс \max} t^\alpha}}{P_{гдс \max} + e^{\alpha P_{гдс \max} t^\alpha}}, \quad (11)$$

где коэффициент пропорциональности  $\alpha > 0$  для участка возрастания  $P_{гд}$  до точки максимума и  $\alpha < 0$  для участка снижения  $P_{гд}$  от точки максимума. Для функции  $P_{гдс} = f(t)$  должно выполняться следующее условие:

$$P_{гдс} = f(t) = \begin{cases} P_{гдс \max}, & \text{если } t = t(P_{гдс \max}) \\ g(t), & \text{если } t \neq t(P_{гдс \max}) \end{cases}$$

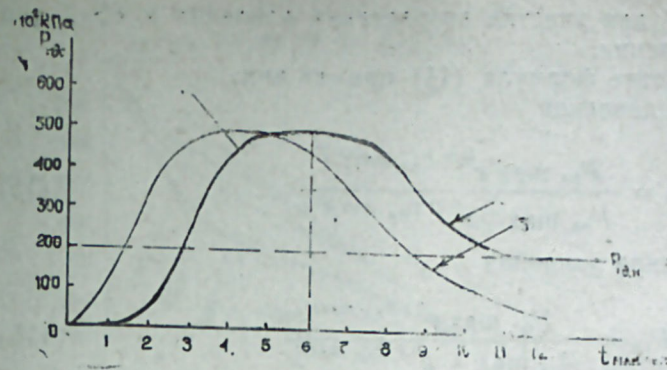


Рис. 2. Расчетные кривые зависимости гидростатического давления от времени: 1—по формулам (3) или (4); 2—по формуле (10); 3—по формулам (15) и (16).

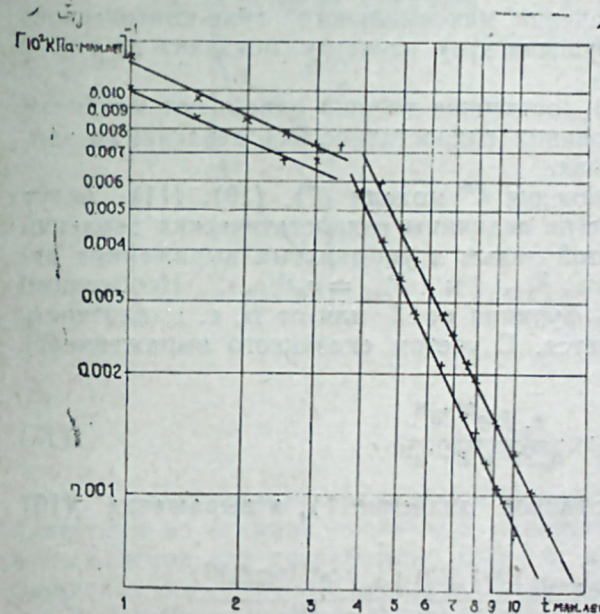


Рис. 3. Зависимость коэффициентов  $\epsilon$  и  $\gamma$  от времени

Зависимости коэффициентов пропорциональности от времени (рис. 3) для участка роста пластового давления аппроксимируются эмпирической формулой

$$E = \frac{0,0115}{t^{0,425}} \approx \frac{0,01}{\sqrt{t}}, \quad (12)$$

а для участка снижения пластового давления — формулой

$$\gamma = \frac{0,1}{t^{1,9}} \approx \frac{0,1}{t^2}. \quad (13)$$

Как видно, обе формулы имеют сходный вид и могут быть представлены таким выражением:

$$S = \frac{a}{t^b}, \quad (14)$$

где коэффициент  $\epsilon < 1$  для участка возрастания давления и  $\epsilon > 1$  для участка снижения давления,

В численном варианте формула (11) примет вид:  
для участка роста давления

$$P_{пл.} = \frac{P_{пл. \max} e^{0,01 P_{пл. \max} \sqrt{t}}}{P_{пл. \max} + e^{0,01 P_{пл. \max} \sqrt{t}}}, \quad (15)$$

для участка снижения давления

$$P_{пл.} = \frac{P_{пл. \max} e^{0,1 P_{пл. \max}/t}}{P_{пл. \max} + e^{0,1 P_{пл. \max}/t}} \quad (16)$$

Формулы (15) и (16) могут быть использованы для гипотетических расчетов при любом значении максимального гидростатического давления. Кривая, соответствующая этим расчетам, показана на рис. 2 (кривая 3).

Модели (7), (10) и (11) достаточно хорошо описывают механизм формирования и расформирования гидростатических давлений в элизионных водонапорных системах.

Для фиксированного значения  $t^*$  модели (7), (10), (11) могут быть использованы для расчетов величины гидростатических давлений на различных глубинах. С этой целью в упомянутых выражениях делаются подстановки:  $P_{гр} = \sigma_n H/10$  и  $P_{гдс} = \sigma_{ж} H/10$ . Необходимо учитывать также, что  $\sigma_n$  есть функция от  $t$  или от  $H$ , т. е. плотность пород с глубиной увеличивается. С учетом сказанного выражение (7) примет вид:

$$P_{гдс} = \frac{\sigma_n H e^{E' \sigma_n H}}{\sigma_n H + e^{E' \sigma_n H}}, \quad (17)$$

где  $E' = Et^*$  ( $t^*$  — фиксированное значение  $t$ ), а выражение (10) примет вид:

$$P_{гдс} = \frac{0,01 \sigma_{ж} (\sigma_n - \sigma_{ж}) H^2 + 0,1 \sigma_n H e^{\gamma' (\sigma_n - \sigma_{ж}) H}}{0,1 (\sigma_n - \sigma_{ж}) H + e^{\gamma' (\sigma_n - \sigma_{ж}) H}}, \quad (18)$$

где

$$\gamma' = -\gamma [t^* - t(P_{гдс.н})].$$

Численный пример. Положим, для  $H = 3000$  м,  $\sigma_n = 2,5$  г/см<sup>3</sup>,  $\sigma_{ж} = 1,1$  г/см<sup>3</sup>,  $\gamma = -0,006$ . Положим  $t^* = 9,5$  млн. лет, что дает  $[t^* - t(P_{гдс.н})] = 2,5$  млн. лет. Расчет (18) для  $H = 3000$  м дает следующее значение гидростатического давления: 474 кгс/см<sup>2</sup>, градиент гидростатического давления будет равен 0,158, а коэффициент аномальности 1,58.

Анализ выражения (18) показывает, что на больших глубинах  $P_{гдс.} = \sigma_n \cdot H/10 = P_{гр}$ .

На рис. 4 показаны расчетные значения  $P_{гдс.} = t(H)$  для  $\gamma = -0,004$ ;  $-0,006$  и  $-0,008$  с учетом  $\sigma_n = f(H)$ .

Как видно, расчетные кривые располагаются в координатах ( $H, P$ ) так же, как и многочисленные фактические кривые изменения пластового давления с глубиной [2], что может служить подтверждением правомочности полученных теоретических моделей.

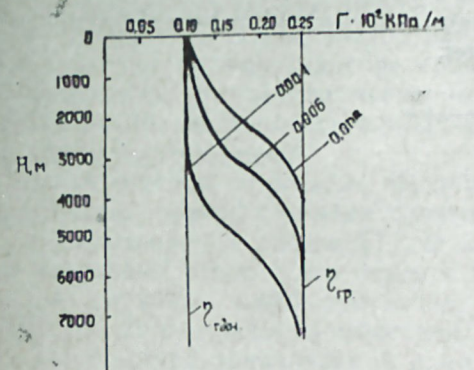
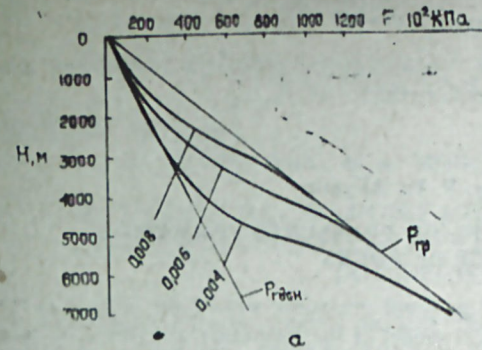


Рис. 4. Расчетные зависимости гидростатического давления (а) и градиента гидростатического давления (б) от глубины при различных значениях коэффициента снижения давления.

## Выводы

1. Предложенный аналитический подход определения характера изменения во времени поровых и пластовых давлений может послужить основой для разработки моделей количественных оценок геофлюидальных давлений в пластах-коллекторах и покрышках.

2. Наиболее простой из таких моделей является мультипликативная модель, каждый из компонентов которой содержит количественную оценку какого-либо природного фактора, влияющего на формирование геофлюидальных давлений.

## Литература

1. Буряковский Л. А., Джеваншир Р. Д. Теоретические модели уплотнения осадков. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1976, № 2.
2. Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960.

Л. А. Буряковский, Р. Ж. Элижаров

МЭСАМЭЛИ ДАГ СҮХУРЛАРЫНДА КЕОФЛУИДАЛ ТЭЗЛИГИН  
ЖАРАНМАСЫНЫН КЕОТЕРМИК МОДЕЛИ

Мағалә елизон субасғылы системли мөсамәли дағ сүхурларында кеофлуид тэз-  
лигин моделләшмәси мәсәләсинә һәср едилмишдир.

Даг сүхурларынын сыхлашмасы гипотезинэ асасланараг, детерминли-еһтимал јолу ила гидростатик вэ кеостатик тэзјигин заман эрзиндэ дэјишилмэсинин ријази модели гурулмушдур.

Кеостатик вэ гидродинамик тэзјиглэрин јаранмасынын ријази моделлэринин асасыны мүтанасиб эффектлэр модели тэшкил едир.

L. A. Buryakovsky, R. Yu. Aliyarov

#### THEORETICAL MODELS OF GEOFLUID PRESSURES FORMATION IN PORE SPACE OF ROCKS

The article is devoted to the problems of geofluid pressures simulation in pore space of rocks of water drive systems. A mathematical model of the formation of hydrostatic and geostatic pressures in time has been built on the base of the rock consolidation using a probable-determinate approach. A model of proportional effects is the basis of mathematical models of geostatic and hydrodynamic pressures.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ  
Јер елмлэри серијасы, 1982, № 3

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1982, № 3

УДК 622.276.038:532.585

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. А. МОВСУМЗАДЕ, М.М. МАМЕДОВ

#### ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОПЛАСТКОВ СЛОИСТОГО ПЛАСТА НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ ЕГО ЗАВОДНЕНИИ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

При вытеснении нефти водой система расположения гидродинамически связанных пропластков с разными значениями проницаемостей влияет на суммарную нефтеотдачу слоисто-неоднородных коллекторов, время вытеснения, расход рабочего агента и т. д. Влияние этого показателя на термозаводнение слоистого пласта не исследовано. Ниже приводятся результаты экспериментального исследования влияния расположения слоев слоистой модели пласта на коэффициент вытеснения нефти горячей водой.

Эксперименты проведены на двухслойной модели пласта с гидродинамически сообщающимися слоями. Модель изготовлена по методике, предложенной в работе [1]. В качестве пористой среды использован кварцевый песок и его смеси с маршаллитом. Вытесняемой жидкостью служила нефть вязкостью при 22°C 17,2 *снз*, отобранная в НГДУ им. 26 бакинских комиссаров.

Температура закачиваемой в модель воды равнялась 20 и 90°C, перепад давления 0,1 *атм*. Проницаемость более проницаемого слоя составила 26,3 *дарси*, а менее проницаемого слоя 9,3 *дарси*. При этом расположение слоев менялось. Слои с такими значениями проницаемостей располагали горизонтально на одном уровне, а также вертикально. Это позволяло исключить влияние гравитационных сил между слоями. Для оценки взаимодействия слоев замеры продукции, поступающей из них, брались раздельно.

Результаты экспериментов приведены в табл. 1—3. Как видно из табл. 1, при вытеснении нефти водой температурой 20°C в случае расположения высокопроницаемого слоя над менее проницаемым, суммарный коэффициент вытеснения выше, чем при обратном расположении. Противоположное явление наблюдается при вытеснении нефти горячей водой.

При вытеснении нефти водой температурой 20°C сопротивления фильтрации вязкой нефти по менее проницаемому слою по сравнению с более проницаемым слоем велики. Очевидно, под влиянием сил гравитации имеют место перетоки нефти из верхнего слоя в нижний. Об этом свидетельствуют высокие значения коэффициентов вытеснения из обеих слоев при расположении их на нижней части слоистой модели пласта. Нижний слой соответственно его проницаемости оказывает сопротивление перетоку жидкости из верхнего слоя. Чем меньше проницаемость нижнего слоя, тем больше сопротивление перетоку и тем меньше должна оказаться величина перетока. Можно предполагать, что чем больше опережение фронта в этом слое, тем больше проявляются силы гравитации и тем больше переток нефти. Продвижение фронтов раздела в слоях в соответствии с их проницаемостями ви-



зуально наблюдалось в работе [1]. В этой работе указывается, что это опережение по мере продолжения процесса фильтрации сокращается и уравнивается фронт раздела жидкостей в слоях. Это происходит за счет перетока жидкости из более проницаемого слоя в менее проницаемый. Очевидно последнее явилось причиной повышенного значения коэффициента вытеснения из менее проницаемого слоя при расположении его под более проницаемым слоем.

В опытах по вытеснению нефти водой температурой 90°C (табл. 1) под влиянием гравитационных сил также имеет место переток нефти в нижний слой. Нижний слой в любом случае имеет высокий коэффициент вытеснения. При расположении более проницаемого слоя под менее проницаемым коэффициент вытеснения нижнего более проницаемого слоя превышает единицу, что свидетельствует о наличии перетока нефти в нижний слой. Об этом также свидетельствуют коэффициенты вытеснения из менее проницаемого слоя 0,3 и 0,74 — соответственно при расположении его в верхней и нижней частях слоистой модели пласта.

При вытеснении нефти горячей водой из слоистых пластов она быстро продвигаясь по более проницаемому слою, прогревает менее проницаемый слой, который интенсивнее включается в разработку. Это наблюдается в обоих рассмотренных случаях расположения слоев.

Известно, что для достижения высокого коэффициента нефтеотдачи слоистого неоднородного пласта необходимо изыскать пути интенсивной разработки его менее проницаемого слоя.

Из сравнения послонных коэффициентов вытеснения нефти горячей и холодной водой следует, что при тепловой инежции, независимо от расположения, менее проницаемый слой разрабатывается интенсивнее и эффективнее. Это выражается в повышенных значениях коэффициентов вытеснения. Из табл. 1 также следует, что расходы рабочего агента во всех рассмотренных случаях наименьшие, когда нефть вытесняется горячей водой.

Результаты послонных коэффициентов вытеснения указывают на наличие перетоков нефти в нижний слой. При этом количество перетока зависит от расположения слоев разной проницаемости.

Для ясного представления механизма перетока жидкости проведены условные опыты. Условность заключается в том, что в этих опытах оба слоя слоистого пласта набивались кварцевым песком равной проницаемости (26,3 *дарси*), т. е. соотношение проницаемостей слоев равнялось единице. Процесс протекал как вытеснение нефти водой из однородной модели пласта. Разница заключалась в том, что в этом случае отбор продукции также брали раздельно, из условно верхнего и нижнего слоя. Цель такой постановки экспериментов заключалась в значительном ограничении роли капиллярных сил и оценки возможного действия сил гравитации при вытеснении нефти холодной и горячей водой из слоистой модели пласта.

Как видно из табл. 2, суммарный коэффициент вытеснения нефти горячей водой больше, чем холодной (0,78 и 0,59) при объемах закачки рабочего агента соответственно 11,7 и 15,3 объемов пор. Помимо этого, как и следовало ожидать, значения этих коэффициентов превышают те суммарные коэффициенты, которые получены в неоднородно-слоистых моделях (табл. 1).

Из сравнения результатов опытов (табл. 2) видно, что коэффициент вытеснения нефти холодной водой из верхнего слоя (0,51) превышает эту величину в случае вытеснения нефти горячей водой (0,46), а для нижнего слоя происходит обратное. Это указывает на интенсивность перетока нефти в нижний слой при горячем заводнении. Об этом также свидетельствует значение коэффициента вытеснения нефти горячей водой из нижнего слоя (1,1), который превышает единицу.

На основании сравнения результатов послонных коэффициентов вытеснения, приведенных в табл. 1 и 2, можно оценить проявление капиллярных и гравитационных сил в зависимости от расположения слоев слоистого пласта. Независимо от расположения слоев капиллярные силы должны оказывать влияние на переток нефти из более проницаемого слоя в менее проницаемый. При расположении более проницаемого слоя над менее проницаемым капиллярные силы направлены также, как и гравитационные, т. е. эти силы способствуют перетоку нефти из более проницаемого верхнего слоя к менее проницаемому нижнему. При обратном расположении слоев капиллярные силы противодействуют гравитационным. Очевидно, по этой причине коэффициент вытеснения из менее проницаемого слоя при его расположении под более проницаемым выше, чем при обратном расположении (табл. 1).

Заметим, что при сравнении результатов условных опытов с результатами опытов при различном расположении слоев недостаточно оценивается роль капиллярных сил, выраженная в виде изменения коэффициентов вытеснения. Вместе с тем, при расположении слоев на одном уровне, как горизонтальном, так и вертикальном, можно исключить влияние сил гравитации, которые действуют на переток жидкости из одного слоя в другой. При таком расположении слоев в процессе вытеснения более ярко проявляется роль капиллярных сил.

Проведено две серии опытов с холодной и горячей водой, когда слои с равными и разными значениями проницаемостей, (соответственно 26,3, а также 26,3 и 9,3 *дарси*) расположены как горизонтально, так и вертикально на одном уровне.

Результаты опытов по вытеснению нефти из слоистой модели пласта при расположении слоев на одном уровне приведены в табл. 3. Как видно из этой таблицы, при расположении слоев разной проницаемости на одном уровне суммарный коэффициент вытеснения (0,75) в случае закачки горячей воды больше, чем при закачке холодной воды (0,5). При вытеснении нефти горячей водой из слоистой модели пласта, слои которого находятся на одном уровне и расположены горизонтально, также имеет место переток нефти из менее проницаемого слоя в более проницаемый. Об этом свидетельствуют значения послонных коэффициентов вытеснения, где коэффициент вытеснения нефти горячей водой для более проницаемого слоя превышает единицу (1,1).

Представляет интерес исследование процесса вытеснения нефти водой из слоистой модели пласта при ее вертикальном расположении. Результаты опытов приведены в табл. 3. Суммарный коэффициент вытеснения нефти горячей водой при расположении слоистой модели пласта с равными и разными значениями проницаемостей слоев в

вертикальном положении (0,92 и 0,84) больше, чем при расположении таких же моделей в горизонтальном положении (0,85; 0,75). То же самое наблюдается при вытеснении нефти холодной водой (табл. 3).

Из сравнения послойных коэффициентов вытеснения нефти горячей водой при расположении слоев на одном уровне следует, что коэффициент вытеснения нефти горячей водой для менее проницаемого слоя в случае расположения модели вертикально выше, чем при горизонтальном расположении модели. Для более проницаемого слоя наблюдается обратное. Увеличение коэффициента вытеснения менее проницаемого слоя при вертикальном расположении модели во многом обусловлено влиянием капиллярных сил. При вертикальном расположении слоев высокие суммарные коэффициенты вытеснения получены при значительно малых объемах закачки рабочего агента.

Таким образом, из проведенных экспериментальных исследований следует, что при вытеснении нефти горячей и холодной водой из слоистого пласта расположение пропластков значительно влияет на нефтеотдачу. Результаты опытов в определенной степени проясняют характер действия возникающих в пласте сил в процессе вытеснения нефти холодной и горячей водой в зависимости от расположения пропластков.

#### Литература

1. Егорова И. И., Оганджаниянц В. Г. Моделирование процессов вытеснения нефти из слоистых сред. «Изв. АН СССР», ОТН, механика и машиностроение 1960, № 3.

Ч. Ш. Вәзиров, Ә. А. Мөвсүмзadə, М. М. Мәмәдөв

#### ГАТЛЫ ЛАЈЛАРА ИСТИ СУ ВУРДУГДА НЕФТВЕРМӘЈӘ ГАТЛАРЫН ЈАТЫМЛЫҒЫНЫН ТӘСИРИ

Мәгаләдә гатлы нефт ләјларындан, мұхтәлиф јатым формаларындан: горизонтал, горизонтал ејни сәвијјәдә вә вертикал һалында нефтин исти су илә сыхышдырылмасынын нәтичәләри верилр. Ләјчыглары бир-биринә нефт ахыны шәклиндәки әлә гәләринин онун јатым формасындан асылылығы гејд едилр. Исти сујун, гејд едилә формаларда јатан гатлы ләјлардан нефтин сыхышдырылмасы үчүн еффеktiv ишкәкент олмасы тә'јин едилмишдир.

D. Sh. Vesirov, A. A. Movsumzade, M. M. Mamedov

#### INFLUENCE OF STRATA DISTRIBUTION OF FLAKY FORMATION ON THE OIL RECOVERY AT ITS HOT WATER-FLOODING

The article gives us the results of oil displacement by hot water flooding from the flaky formation model at the horizontal distribution of the layers at one level (horizontally) and vertically.

The authors examine the problems of interaction of layers, expressed in the oil influx depending on its distribution.

The authors determine that the hot water is the effective working agent for the waterflooding of flaky-heterogeneous oil formations at the observed variant of accumulation.

УДК 622.279.031

З. Я. АББАСОВ

#### ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПО ДЕБИТУ СКВАЖИН

Нашими исследованиями [1, 2] установлено, что молекулярная масса газоконденсатной смеси ( $M_{см.}$ ) наиболее полно и точно отображает формирование давления в скважине. В связи с этим важное значение приобретает возможность ее оперативного определения по промысловым данным. Молекулярную массу смеси обычно определяют на специальных лабораторных установках на основании анализа проб, отобранных на устье скважин [3]. При этом исследуются компонентный состав смеси газа сепарации и газа дегазации и мольные доли отдельных газов, на основании чего вычисляется  $M_{см.}$  для системы по выражению:

$$M_{см.} = \sum m_i M_i, \quad (1)$$

где:  $m_i$ ,  $M_i$  — мольная доля и молекулярная масса  $i$ -го компонента; стабильный конденсат обычно участвует в компоненте  $C_{5+}$ .

Из сказанного видно, что без предварительного анализа состава газа не представляется возможным к настоящему времени определение молекулярной массы газоконденсатной смеси и, следовательно, пластового газа. В связи с этим представляет интерес нахождение этого параметра по замерам продукции скважины.

В работе [2] нами было получено выражение, которое позволяет вычислить объемную концентрацию жидкой фазы ( $V''$ ) в зависимости от термодинамических свойств газоконденсатной системы.

$$V'' = \frac{M_k P}{M_k P + \kappa z R T \rho_k}, \quad (2)$$

где:  $M_k$ ,  $\rho_k$  — молекулярная масса и плотность стабильного конденсата;

$\kappa$  — константа фазового равновесия;

$z$  — коэффициент сжимаемости газа;

$P$ ,  $T$  — давление и температура.

Решая уравнение (2) относительно  $\kappa$ , после замены:

$$V'' = \frac{Q_k}{Q_k + Q_r}$$

получаем:

$$\kappa = \frac{M_k P}{z R T \rho_k} \frac{O_r}{O_k}$$

или:

$$\kappa = \frac{M_k P}{z R T \rho_k} \Gamma \quad (3)$$

где:  $Q_r$ ,  $Q_k$  — дебит газа и конденсата;  
 $\Gamma$  — газоконденсатный фактор скважины.

Для мольных концентраций жидкой ( $V$ ) и газовой ( $L$ ) фазы имеем:

$$\begin{aligned} L + V &= 1 \\ \frac{L}{V} &= \kappa. \end{aligned} \quad (4)$$

Из (4) получаем:

$$L = \frac{\kappa}{\kappa + 1}; V = \frac{1}{\kappa + 1}. \quad (5)$$

Уравнения (5) с учетом (3) принимают вид:

$$L = \frac{M_k P \Gamma}{M_k P \Gamma + z R T \rho_k}; V = \frac{z R T \rho_k}{M_k P \Gamma + z R T \rho_k}. \quad (6)$$

Для нормальных условий:

$$\begin{aligned} z = z_0 = 1; T = T_0 = 293,15 \text{ K}; P = P_0 = 1,033 \cdot 98066,5 \text{ н/м}^2; \\ R = 8314,3 \text{ Дж/кмоль} \cdot \text{K} \end{aligned}$$

№№ скв.	Месторождение	Газоконденсатный фактор ( $\Gamma$ ) м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Молекулярная масса смеси (Мсм.), кг/кмоль		
			Расчетн. по (7)	Расчетн. по составу пласт. газа	Разность
89	Сангачалы-море Дуваный-море о. Булла	3258,4	21,45	21,56	0,11
87	Бахар	4845,6	19,45	19,8	0,35
22		7812,5	18,62	18,74	0,12
18		5682	21,14	21,2	0,12
67		8889	19,87	19,90	0,03
62		9259	19,6	19,55	0,05
70		9137	20,10	21,00	0,90
20		8333	19,60	20,10	0,50
63		1053	19,42	19,91	0,49
115		1050	19,49	19,6	0,43
26		7519	0,18	20,90	0,72
70		5016	20,16	20,30	0,14
155	Карадаг	633	18,90	18,93	0,03
212		8422	19,30	19,40	0,10

С учетом этих величин переписываем (6) в виде:

$$L = \frac{M_k \cdot \Gamma}{M_k \cdot \Gamma + \left(\frac{R T_0}{P_0}\right) \rho_k}; V = \frac{\left(\frac{R T_0}{P_0}\right) \rho_k}{M_k \cdot \Gamma + \left(\frac{R T_0}{P_0}\right) \rho_k}$$

или

$$L = \frac{M_k \cdot \Gamma}{M_k \cdot \Gamma + 24,06 \rho_k}; V = \frac{24,06 \rho_k}{M_k \cdot \Gamma + 24,06 \rho_k}. \quad (6a)$$

Рассчитав  $L$  и  $V$  по уравнениям (6a), определяем молекулярную массу газоконденсатной смеси (пластового газа) из выражения:

$$M_{см.} = M_r \cdot L + M_k \cdot V, \quad (7)$$

где:  $M_r$  — молекулярная масса газа.

В расчетах  $M_r$  принимается равно 17 кг/кмоль для чисто газовых и 18 для газоконденсатных скважин, а значение  $M_k$ ,  $\rho_k$  — по имеющимся лабораторным измерениям, так как они практически незначительно меняются за небольшое время разработки месторождения.

Покажем на примере порядок расчета молекулярной массы газоконденсатной смеси по дебиту газа и конденсата без предварительного анализа их состава.

Скважина № 89 (VIII горизонт, месторождение Сангачалы-море-Дуваный-море — о. Булла).

Дебит газа —  $Q_r = 500$  тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Дебит конденсата —  $Q_k = 153,45$  м<sup>3</sup>/сут.

Газоконденсатный фактор —  $\Gamma = 3258,4$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Молекулярная масса:

стабильного конденсата —  $M_k = 126$  кг/кмоль;

пластового газа (по результатам лабораторных исследований состава газа) —  $M_{см.} = 21,56$  кг/кмоль.

Плотность конденсата —  $\rho_k = 782$  кг/м<sup>3</sup>.

По формулам (6a) вычислены величины  $L$  и  $V$ , затем и  $M_{см.}$  по (7).

$L = 0,9548$ ;  $V = 0,0452$ ;  $M_{см.} = 21,45$  кг/кмоль.

Сравнивая значения  $M_{см.}$  полученные в результате расчетов и лабораторных исследований, видим, что они дают почти одинаковые результаты.

Аналогично описанному выше были вычислены значения  $M_{см.}$  и сравнены с фактическими определениями для ряда скважин различных газоконденсатных месторождений Азербайджана. Результаты расчетов показаны в таблице. Как видно, предложенный экспресс-метод расчета  $M_{см.}$  дает вполне приемлемые результаты и может быть рекомендован для широкого применения на практике.

## Выводы

Предложена новая методика расчета, которая дает возможность определить молекулярную массу газоконденсатной смеси (пластового газа) по текущему дебиту газа и конденсата без предварительного анализа компонентного состава системы.

## Литература

1. Аббасов З. Я. Методика определения неподвижного столба газа в газовых скважинах. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 4.
2. Аббасов З. Я. К исследованию объемной концентрации фаз и распределения давления по стволу газоконденсатных скважин. АНХ, 1981, № 7.
3. Амрян В. А., Васильева Н. П. Добыча газа. М., «Недра», 1974.

ИШЛӘЖӘН ГАЗ ГУЈУСУНДА ГУЈУДИБИ ТЭЗЈИГИН  
ТӘЈИН ОЛУНМАСЫ

Мәгаләдә истилијин мә'лум гијмәтинә әсасән енержинин сахланмасы ганунундан истифадә олунараг јени рекуррент тәнлик тәклиф олунар. Бу тәнлик газын пәгиги вәзијјәтинин гују боју дәјишмәсини нәзәрә алараг итерасија үсулу илә газ гујусунда гујудиби тәзјигин гијмәтинин тапылмасына имкан верир.

Z. Ya. Abbasov

EXPRESS-METHOD OF MOLECULAR MASS OF GAS-CONDENSATE  
MIXTURE DETERMINATION BY WELL PRODUCTION

The author has given a new approach to the molecular mass of gas-condensate mixture determination by well production. A new methodics for the calculation of a searching parameter of a system without preliminary analysis of its component composition is suggested.

УДК 622.276.038:532.5.

М. Т. АБАСОВ, Ә. Х. АЗИМОВ, С. С. САЛМАНОВА

О РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ В  
ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Аналитические исследования процесса фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах основаны на теории Г. И. Баренблатта — Ю. П. Желтова [4,5], основные уравнения которой записываются в виде:

$$\frac{K_1}{\mu} \Delta P_1 - \frac{\alpha}{\mu} (P_1 - P_2) = \beta_1^* \frac{\partial P_1}{\partial t}$$

$$\frac{K_2}{\mu} \Delta P_2 + \frac{\sigma}{\mu} (P_1 - P_2) = \beta_2^* \frac{\partial P_2}{\partial t}.$$

Здесь:  $K$  и  $\beta^*$  — соответственно проницаемость и упругость пласта;  $\mu$  — вязкость нефти;  $P$  — давление;  $t$  — время;  $\Delta = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r}$  —

оператор Лапласа;  $\alpha$  — безразмерный параметр, характеризующий интенсивность перетока между блоками и системой трещин. Индекс 1 — относится к системе трещин, индекс 2 — к пористым блокам.

При выводе (1) принималось, что интенсивность перетока из блоков в трещины явно не зависит от времени, т. е. он является квазистационарным и описывается формулой:

$$q = \frac{\alpha}{\mu} (P_2 - P_1) \quad (2)$$

Точная постановка задачи и решение системы уравнений (1) представляют значительные трудности и поэтому вначале были предложены различные решения системы (1) при разных упрощающих допущениях. Так, в [3, 5, 9 и др.] пренебрегалось упругостью системы трещин  $\beta_1^*$  и проницаемостью пористых блоков  $k_2$ , а в [2, 11 и др.]

не учитывалась только проницаемость блоков  $k_2$ .

Предпринимались также попытки получать решение полной системы уравнений (1), учитывающей и упругость трещин и проницаемость пористых блоков [1, 6, 8]. Так, в [1,8] задача о притоке к скважине в бесконечном пласте решена с использованием преобразования Лапласа, причем в качестве условия на стенке скважины задавалось равенство забойных давлений. В [1] по ходу решения принимается ряд допущений, облегчающих переход от изображений к оригиналам, что приводит к решению, справедливому только при малых проницаемостях блоков и упругостях системы трещин. В работе же [8] предлагается приближенный переход к оригиналам. В отличие от них в [6] рассматриваемая задача решена с использованием преобразования Ханкеля, где на стенке скважины задается суммарный

дебит, и принимается допущение, что приток из блоков в скважину пренебрежимо мал.

Таким образом, полученные в [1, 6, 8] решения не могут считаться точными, причем погрешность результатов трудно оценить. Поэтому в настоящей работе полная система уравнений (1) решается с использованием преобразования Ханкеля в постановке, позволяющей получить решение рассматриваемой задачи с оценкой его точности.

Пусть в бесконечном трещиновато-пористом пласте пущена в ход скважина с постоянным дебитом  $Q_0$ . Будем искать решение системы (1) при следующих начальных и граничных условиях:

$$P_1(r, 0) = P_2(r, 0) = 0 \quad (3)$$

$$P_1(\infty, t) = P_2(\infty, t) = 0 \quad (4)$$

$$r \frac{\partial P_1}{\partial r} \Big|_{r=0} = -\frac{q_1 \mu}{2\pi K_1 h}; \quad r \frac{\partial P_2}{\partial r} \Big|_{r=0} = -\frac{q_2 \mu}{2\pi K_2 h}, \quad (5)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  — доли дебита, поступающие в скважину соответственно по трещинам и блокам, которые являются пока неизвестными и подлежат определению;  $h$  — мощность пласта.

Отметим, что аналогичная задача для многопластовых месторождений, но при произвольно заданных дебитах из каждого пласта решена в работе [7].

Применяя к системе (1) преобразование Ханкеля с бесконечным пределом [10], т. е. переходя к функциям  $P_1 = \int_0^\infty P_1(r, t) J_0(\rho r) r dr$ , получим следующую систему обыкновенных дифференциальных уравнений 1-го порядка:

$$\begin{aligned} \frac{dP_1}{dT} + DP_1 - P_2 &= A_1 \\ \frac{dP_2}{dT} - \varepsilon_1 P_1 + EP_2 &= A_2 \end{aligned} \quad (6)$$

Здесь:

$$\begin{aligned} T &= t/\varepsilon_1 \tau; \quad D = 1 + x; \quad E = \varepsilon_1(1 + \varepsilon_2 x); \quad x = \rho^2 x \tau; \\ \varepsilon_1 &= \frac{\beta_1^*}{\beta_2^*}; \quad \varepsilon_2 = \frac{K_2}{K_1}; \quad x = \frac{K_1}{\mu \beta_2^*}; \quad \tau = \frac{\mu \beta_2^*}{\alpha}; \quad A_1 = \frac{q_1 \mu}{2\pi h \alpha}; \quad A_2 = \frac{q_2 \mu}{2\pi h \alpha} \cdot \varepsilon_1 \end{aligned}$$

Решение системы (6) с учетом (3) получается в виде:

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{A_1}{B_2 - B_1} [(D - B_1) G_2 - (D - B_2) G_1] - \frac{A_2}{B_2 - B_1} (G_2 - G_1) \\ P_2 &= \frac{A_1 \varepsilon_1}{B_2 - B_1} (G_1 - G_2) + \frac{A_2}{B_2 - B_1} [(D - B_1) G_1 - (D - B_2) G_2], \end{aligned} \quad (7)$$

где:

$$G_i = \frac{1 - e^{-B_i T}}{B_i}; \quad B_{i,2} = \frac{D + E}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{D - E}{2}\right)^2 + \varepsilon_i}; \quad i = 1, 2.$$

При  $q_2 = 0$  формулы переходят в соответствующие формулы работы [6].

Используя формулу обратного перехода [10]:

$$P_1(r, t) = \int_0^\infty P_1(\rho, t) J_0(\rho r) \rho d\rho,$$

получаем для оригиналов давлений следующие выражения:

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{q_1 \mu}{4\pi K_1 h} \int_0^\infty \frac{(D - B_1) G_2 - (D - B_2) G_1}{B_2 - B_1} J_0(\rho r) dx - \\ &\quad - \frac{q_2 \mu \varepsilon_1}{4\pi K_1 h} \int_0^\infty \frac{G_2 - G_1}{B_2 - B_1} J_0(\rho r) dx \\ P_2 &= \frac{q_1 \mu \varepsilon_1}{4\pi K_1 h} \int_0^\infty \frac{G_1 - G_2}{B_2 - B_1} J_0(\rho r) dx + \\ &\quad + \frac{q_2 \mu \varepsilon_1}{4\pi K_1 h} \int_0^\infty \frac{(D - B_1) G_1 - (D - B_2) G_2}{B_2 - B_1} J_0(\rho r) dx. \end{aligned} \quad (8)$$

Исследования поведения подинтегральных функций в выражениях (8) показывают, что при конечных в  $x=0$  и  $x \rightarrow \infty$  они не имеют особенностей. Однако при  $T \rightarrow \infty, vx=0$  указанные интегралы, вообще говоря, расходятся, т. е. стационарного продолжения данная задача не имеет. Строго рассуждая, соотношение между  $q_1$  и  $q_2$ , при котором указанные интегралы сходятся при любых  $T$ , имеется:  $q_1 = -q_2$  [7]. Но для трещиновато-пористого пласта это, очевидно, не имеет смысла. В то же время нетрудно показать, что разность  $P_1 - P_2$ , определенная из (8), не содержит расходящихся интегралов при любых  $q_1, q_2$  и  $T$ . В частности при  $T \rightarrow \infty$  из (8) получается:

$$P_1 - P_2 = \left( \frac{q_1 \mu}{2\pi K_1 h} - \frac{q_2 \mu}{2\pi K_2 h} \right) K_0(\gamma r), \quad (9)$$

где

$$\gamma = \frac{\alpha}{K_2} (1 + \varepsilon_2).$$

Теперь попробуем определить  $q_1$  и  $q_2$ . Одно соотношение, связывающее их, очевидно:

$$q_1 + q_2 = Q_0. \quad (10)$$

Получение точного второго соотношения представляется затруднительным. Однако зависимость (9) позволяет установить верхний и нижний пределы возможных значений  $q_2$ . Поскольку давление в трещинах не может превышать давления в блоках, из (9) следует неравенство:

$$0 \leq q_2 \leq q_1 \varepsilon_2 \quad (11)$$

Таким образом получается, что приведенное в [6] решение соответствует нижнему пределу (11). Получив решение для верхнего предела, можно утверждать, что строго точное решение будет заключено между двумя предельными. Следовательно, здесь примем:

$$q_2 = q_1 \cdot \varepsilon_2. \quad (12)$$

Тогда, преобразуя формулы (8) к виду, удобному для вычислений, с учетом (10) и (12) получим для  $P_1$  и  $P_2$  окончательно выражения в виде:

$$\begin{aligned} \bar{P}_1 = & \frac{1}{1+\varepsilon_2} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4x_1 t} \right) - \int_0^{x_1} \Phi_1(x) J_0(\rho r) dx - \right. \\ & \left. - \int_{x_1}^{x_2} \Phi_2(x) J_0(\rho r) dx - \varepsilon_2 \cdot \int_0^{x_1} \Phi_3(x) J_0(\rho r) dx \right]; \\ \bar{P}_2 = & \frac{1}{1+\varepsilon_2} \left[ \varepsilon_1 \int_0^{x_1} \Phi_4(x) J_0(\rho r) dx + \frac{1}{1-\varepsilon_1 \varepsilon_2} \int_{x_1}^{x_2} \Phi_5(x) J_0(\rho r) dx - \right. \\ & - \frac{1}{1-\varepsilon_1 \varepsilon_2} \int_{x_1}^{x_2} \Phi_6(x) J_0(\rho r) dx + \varepsilon_1 \varepsilon_2 \int_0^{x_1} \Phi_7(x) J_0(\rho r) dx + \\ & \left. + \varepsilon_1 \varepsilon_2 \int_{x_1}^{x_2} \Phi_8(x) J_0(\rho r) dx - Ei \left( -\frac{r^2}{4x_2 t} \right) \right]. \end{aligned} \quad (13)$$

Здесь

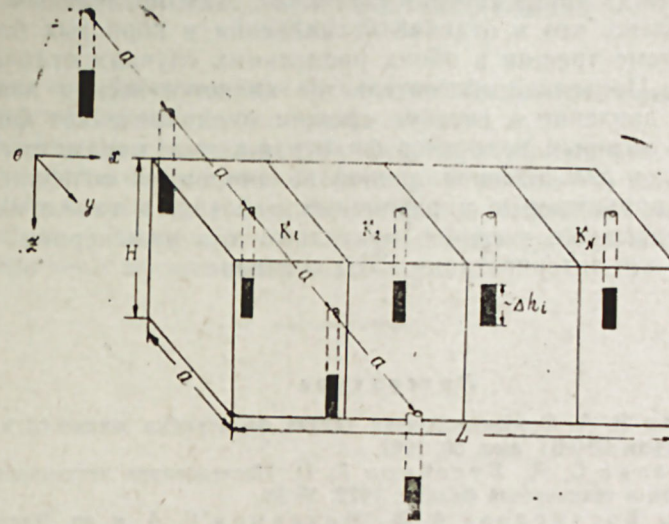
$$\begin{aligned} \Phi_1(x) = & \frac{1-e^{-x\Gamma}}{x} - \frac{D-B_1}{B_2-B_1} G_2 - \frac{D-B_2}{B_2-B_1} G_1; \quad \Phi_2(x) = \frac{1-e^{-x\Gamma}}{x} - \\ & - \frac{1-e^{-(1+x)\Gamma}}{1+x}; \quad \Phi_3(x) = \frac{\varepsilon_1}{B_2-B_1} (G_2-G_1); \quad \Phi_4(x) = -\frac{\Phi_3(x)}{\varepsilon_1}; \\ \Phi_5(x) = & -\frac{1-e^{-\varepsilon_1(1+\varepsilon_2 x)\Gamma}}{(1+\varepsilon_2 x) \left( \frac{1-\varepsilon_1}{1-\varepsilon_1 \varepsilon_2} + x \right)}; \quad \Phi_6(x) = -\frac{1-e^{-(1+x)\Gamma}}{(1+x) \left( \frac{1-\varepsilon_1}{1-\varepsilon_1 \varepsilon_2} - x \right)}; \\ \Phi_7(x) = & \frac{D-B_1}{B_2-B_1} G_1 - \frac{D-B_2}{B_2-B_1} G_2; \quad \Phi_8(x) = \frac{1-e^{-\varepsilon_1(1+\varepsilon_2 x)\Gamma}}{\varepsilon_1(1+\varepsilon_2 x)} - \frac{1-e^{-\varepsilon_1 \varepsilon_2 x \Gamma}}{\varepsilon_1 \varepsilon_2 x}; \\ \bar{P}_1 = & \frac{4\pi Kth}{Q_0 \mu} P_1, \quad x_1 = x/\varepsilon_1; \quad x_2 = x \cdot \varepsilon_2; \quad x_1 = \frac{-1+\varepsilon_1+200\sqrt{\varepsilon_1}}{1-\varepsilon_1 \varepsilon_2}; \\ & x_2 = 10^4; \quad x_2' = 10^4 \cdot \frac{1}{\varepsilon_2}. \end{aligned}$$

Обоснование пределов интегрирования такое же, как и в [6]. Составлена программа для расчетов на БЭСМ-6 давлений в системе трещин и пористых блоков по формулам (12), реализованная

при  $x = 10^4 \text{ см}^2/\text{сек}; \frac{\kappa_1 h}{\mu} = 10^3 \text{ дсм/спз}; Q_0 = 12566 \text{ см}^3/\text{сек};$

$r_c = 10 \text{ см}$  и различных значениях  $\varepsilon_1, \varepsilon_2$  и  $\tau$ .  $P_1$  и  $P_2$  были также вычислены и по формулам работы [6], не учитывающим приток к скважине из блоков. Как было указано выше, истинные значения давлений в блоках и трещинах будут находиться между двумя найденными.

Результаты расчетов представлены в виде кривых восстановления давления (КВД), некоторые из которых приводятся на рис.



Теоретические формы КВД в скважине;

- + в пористых блоках без учета притока по блокам;
- в системе трещин без учета притока по блокам;
- △ в пористых блоках с учетом притока по блокам;
- в системе трещин с учетом притока по блокам.

Анализ полученных кривых показывает, что с увеличением  $\varepsilon_2$  разница в забойных давлениях в системе трещин и пористых блоков уменьшается. При малых значениях  $\varepsilon_2$  неучет притока к скважине из блоков почти не влияет на величину давления в системе трещин, однако с ростом  $\varepsilon_2$  влияние притока из блоков на давление в системе трещин становится заметным и неучет его приводит к завышенным значениям  $P_1$ , а условие (12) — к заниженным. Сопоставление полученных кривых также показывает, что выбор того или иного условия для притока в скважину из блоков очень сильно сказывается на величине давления в блоках при любых  $\varepsilon_2$ .

Как видно из рис., изменение  $\varepsilon_1$  не столь значительно влияет на форму КВД. С увеличением  $\varepsilon_1$  уменьшается только разница в величинах давлений блоков и системы трещин.

При очень малых значениях  $\tau$  (в нашем случае, когда пьезопроводность блоков фиксирована, это соответствует малым их геометрическим размерам), среда ведет себя практически как однородная, т. е. давления в блоках и трещинах, вычисленных как с учетом, так и без учета притока по блокам в скважину, совпадают. Разница между забойными давлениями в трещинах и пористых блоках становится

заметной с ростом  $\tau$ . Абсолютная же величина этой разницы в начальный момент от  $\tau$  не зависит и определяется, как было указано выше, значением  $\varepsilon_2$ . Неучет притока по блокам, как и следовало ожидать, приводит к тому, что при больших  $\tau$  и малых  $t$  давление в блоках оказывается равным начальному.

Таким образом, установлены два предельно возможных случая задания в качестве граничного условия притока к скважине по блокам. Показано, что точное решение задачи о притоке жидкости с постоянным дебитом к скважине в бесконечном трещиновато-пористом пласте находится между двумя соответствующими этим предельным случаями.

Установлено, что в отличие от давления в пористых блоках давление в системе трещин в обоих предельных случаях отличается незначительно. Последнее обстоятельство является весьма важным, так как именно давление в системе трещин предопределяет форму КВД скважин, по которым находятся фильтрационные параметры пласта.

Найденная для решения данной задачи вилка позволяет оценить допущения, принимаемые в различных работах, а также найти обобщенно упрощенные решения, пригодные для инженерных расчетов, в частности, для интерпретации КВД скважин.

#### Литература

1. Авакян Э. А. Осесимметричная задача фильтрации жидкости в трещиноватых пластах. Труды ВНИИ, вып. 50, 1967.
2. Багир-заде С. Н., Гусейнов Г. П. Исследование нестационарной фильтрации жидкости и технической физики. 1972, № 56.
3. Бан А., Богомолова А. Ф., Максимов В. А. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. М., Госгонтехиздат, 1962.
4. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. «ДАН СССР», 1960, № 3.
5. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. «Прикладная математика и механика», 1960, т. XXIV, вып. 5.
6. Временное руководство по гидродинамическим исследованиям трещиновато-пористых коллекторов. МНП, ВНИИ, М., 1977.
7. Гусейн-заде М. А., Колосовская А. К. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах. М., «Недра», 1972.
8. Кутляров В. С. Об определении параметров трещиновато-пористых пластов по данным нестационарного притока жидкости к скважинам. Труды ВНИИ, вып. 50, М., «Недра», 1967.
9. Медведский Р. И. Об изменении давления в оставленной скважине пористо-трещиноватого коллектора. НТС по ДН, вып. 34, «Недра», 1968.
10. Трантер К. Дж. Интегральные преобразования в математической физике. ГРТИ, 1956.
11. Worren J. E., Root P. J. The behaviour of naturally fractured reservoirs. Soc. Petr. Eng. Journal, Vol. Sept, 1963.

М. J. Аббасов, Е. X. Эзимов, С. С. Салманова

#### НЕФТИН ЧАТЛЫ-МЭСАМЭЛИ ЛАЈДА СУЗУЛМЭСИ МЭСЭЛЭСИНИН ҺЭЛЛИ

Мәгаләдә Ханкел чевирмәсидән истифадә етмәклә, сонсуз чатлы-мәсамәли лајда гујуја нефт ахынынын дифференциал тәһликләр системн һәлл олунмушдур. Чатлы системдә вә мәсамәли блокларда тәзјигин пәјланмасы дүстурлары мјәјјән олун-

муш вә онларын көмәјилә илкин лај параметрләринини мұхтәлиф гүјмәтләриндә һесабат апарылмышдыр.

Һесабат нәтичәләринә көрә тәзјигин бәрпа әјриләри гурулмуш вә мәсамәли блокларла гујуја ахынын бу әјриләрә тәсири тәһлил олунмушдур.

M. T. Abbasov, E. H. Azimov, S. S. Salmanova

#### ABOUT THE SOLUTION OF THE PROBLEM OF OIL FILTRATION IN FRACTURED-POROUS COLLECTORS

In the given work the authors solve the full system of differential equations describing oil filtration to a well in infinite fractured-porous collectors.

The considered problem has been solved by using Hankel's transformation. The formulae for pressure distribution in the system of fractures and porous blocks have been deduced. According to these formulae the program for the BESM-6 computer has been constituted. The analysis of the influence of consideration and nonconsideration of oil in flux to a well along the porous blocks has been carried out.

### О ФУНКЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТРУБОК ТОКА В КОНЕЧНОМ ПЛАСТЕ

Исследованием распределения потоков по трубкам тока занимается ряд авторов. Во многих случаях эти задачи рассматривались в приближенной постановке или на электроинтеграторе. При наличии в пластах рядов нагнетательных и добывающих скважин движения частицы жидкости по любой линии тока для одножидкостной системы исследованы в [1, 4]. Далее диапазон этих исследований расширен с учетом неоднородности по проницаемости вдоль площади и мощности пластов различия в вязкостях нефти и воды и различных сеток размещения скважин и т. д. [2, 5, 6]. Результаты позволяют построить функцию распределения потока жидкости по трубкам тока.

Как известно, при движении жидкости к рядам эксплуатационных скважин образуются криволинейные трубки тока. Исследование движения границы нефть—вода и процесса обводнения скважин в таких трубках тока связано с большими теоретическими трудностями. Во избежание этой особенности криволинейные трубки разной поперечной площади заменяются равновеликими прямолинейными, для чего приравнивается время прорыва воды каждой криволинейной и соответствующей ей прямолинейной трубки. При этом управляющим параметром оказывается так называемая приведенная проницаемость.

Такой принцип был выбран при исследовании метода аналитического построения функции распределения движения жидкости по трубкам тока в полубесконечном однородном пласте для одной скважины при наличии контура питания в [3].

В данной статье указанная задача рассматривается в условиях ограниченного пласта при наличии в нем батарей добывающих и нагнетательных скважин. Область фильтрации представлена трубками тока, по которым сохраняется постоянство расходов жидкости.

Характерный элемент полосообразного пласта с трех сторон ограничен непроницаемой границей, а с четвертой — контуром питания (рис. 1).

Для рассматриваемого случая зависимость времени перемещения частицы жидкости от угла обводнения выражается формулой [1]:

$$\tau = \frac{\pi + 2\theta}{4} \operatorname{tg} \theta - \frac{\eta_0}{2}, \quad (1)$$

где

$$\tau = \frac{\pi q t}{4 m \sigma^2 h}; \quad \eta_0 = \frac{\pi (y_0 - y_1)}{2\sigma}, \quad (2)$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \frac{\pi}{2},$$

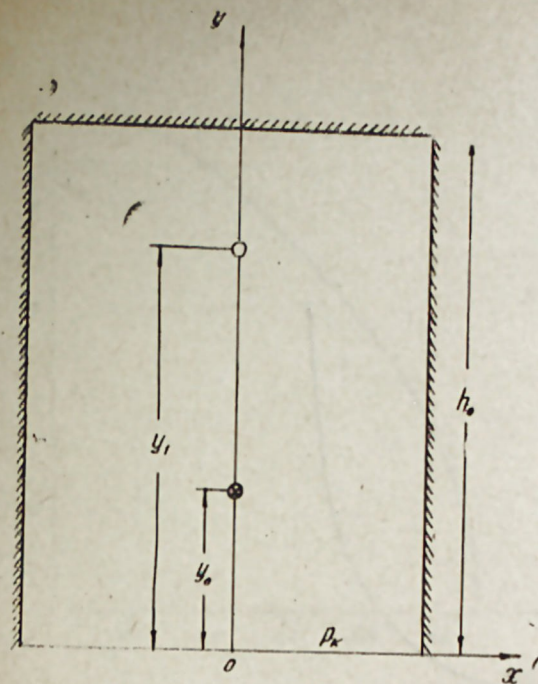


Рис. 1. Схематическое изображение рассматриваемого элемента пласта.

$\theta$  — угол обводнения  $y_0$  и  $y_1$  — соответственно расстояния начального контура нефтености и центра добывающей скважины от начала координат,  $\tau$  — безразмерное время,  $h$  — мощность пласта,  $q$  — дебит скважины,  $m$  — пористость,  $2\sigma$  — расстояние между скважинами.

Время движения частицы жидкости по главной линии будет:

$$\tau_{\text{пр}} = 0,5(1 - \eta_0). \quad (3)$$

На рис. 2 построена кривая зависимости времени движения частицы жидкости от угла обводнения скважин при следующих расчетных данных:  $y_0 = 100$  м;  $y_1 = 400$  м;  $2\sigma = 200$  м.

Время движения частицы жидкости по прямолинейной трубке определяется по формуле

$$t_{\text{пр}} = \frac{2\sigma}{V} = \frac{4\sigma^2 \mu}{K \Delta P} \quad (4)$$

или

$$t_{\text{пр}} = \frac{2\sigma^2}{qK^*},$$

где

$$K_0 K^* = K_1,$$

$K_0$  — проницаемость рассматриваемого пласта,

$K_1$  — приведенная проницаемость.

Приравнивая (1) и (4) с учетом (2), получаем:

$$K_1 = \frac{\pi \sigma K_0}{4mh} \left[ \left( \frac{\pi}{2} + \theta \right) \operatorname{tg} \theta - \eta_0 \right]. \quad (5)$$

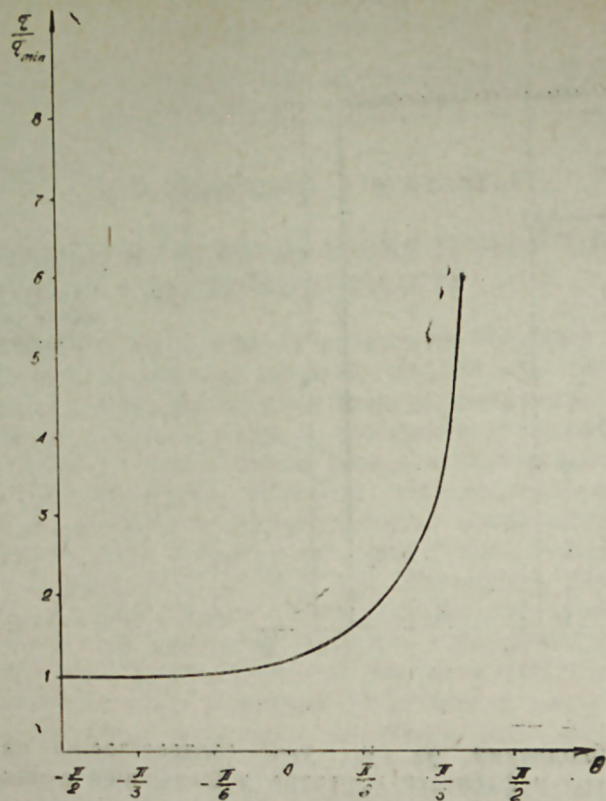


Рис. 2. Кривая зависимости времени движения частицы жидкости от угла обводнения скважин.

Формула (5) выражает зависимость приведенной проницаемости от угла обводнения  $\theta$ . Минимальное значение  $K_1$  соответствует значению  $\theta = \frac{\pi}{2}$ , а максимальное —  $\theta_0 = -\frac{\pi}{2}$ .

Вероятность попадания жидкости в одну из трубок тока является случайной функцией. Поэтому приведенная проницаемость носит случайный характер и используется в качестве параметра функции распределения движения жидкости по трубкам тока. Определив нормирующий множитель в виде

$$\nu = \frac{2m}{1,19 \pi \sigma K_0}$$

функцию распределения для рассматриваемого случая представим так:

$$\gamma(K_1) = \nu f(U),$$

где  $U$  — безразмерный параметр; равный  $\frac{2mhK_1}{\pi K_0 \sigma}$ . Функция  $f$  выражается неявно (5).

$f$  — есть функция распределения потоков по трубкам тока, которая

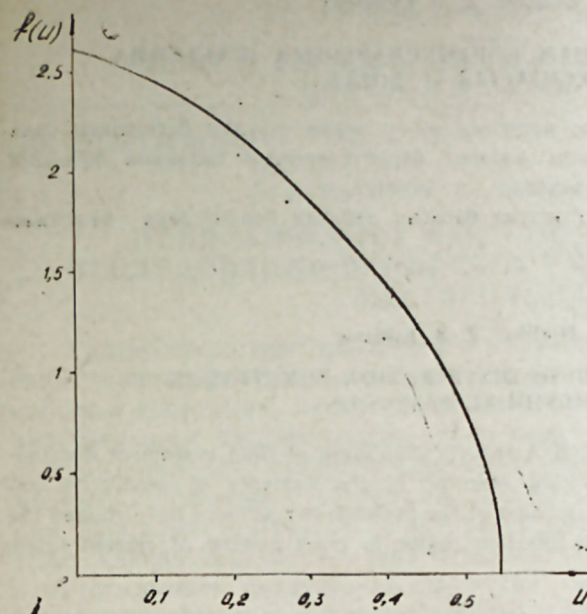


Рис. 3. Зависимость функции распределения потоков по трубкам тока от безразмерного параметра.

представлена на рис. 3. Наибольшее значение этой функции соответствует нулевому значению приведенной проницаемости, а с увеличением значения последней, уменьшаясь, пересекает ось абсцисс.

Указанная расчетная схема позволяет легко следить за процессом обводнения скважин и определить текущую нефтенасыщенность при исследовании движения смеси по прямолинейным трубкам тока с разными проницаемостями.

Известно, что процесс вытеснения нефти водой с учетом зоны водонефтяной смеси до момента прорыва воды в скважины можно рассматривать как поршневое вытеснение. Используя метод неизменяемых трубок тока, указанным путем можно решить задачи, связанные с вытеснением нефти водой с учетом водонефтяной смеси в неоднородных пластах. Эти задачи легко обобщаются для условий многопластовых нефтяных месторождений.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гаджиев М. Д., Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д., Эфендиев Р. М. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях. Баку, «Элм», 1980.
2. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. «Недра», 1976.
3. Васильевский В. Н., Зайцев С. И., Никитина Т. Б. Теоретическая функция распределения трубок тока в полубесконечном пласте. Сб. научных трудов ВНИИ, вып. 64, 1978.
4. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. Баку, «Элм», 1974.
5. Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д. Об обводнении скважин в системе многорядных батарей. «ДАН Азерб. ССР», т. XXIV, 1978, № 8.
6. Джафаров Н. Д. Об учете зоны водонефтяной смеси при работе системы скважин. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 4.

Г. Н. Чэлилов, З. Б. Гулијева

СОНЛУ ЛАЈДА ЧЭРЭЖАН БОРУЧУГЛАРЫНЫН ПАЈЛАНМА  
ФУНКЦИЈАСЫ ҲАГГЫНДА

Мәгаләдә сонлу лај шәраитиндә истисмар вә су вуран гујулар батарејасы, мөвчуд олдугда маје һәрәкәти заманы чэрәжан боручугларынын пајланма функцијасынын аналитик гурулмасы тәдгиг едилир.

Мәсәләннин һәлиндә сүзүлмә саһәсинин барабар дебитли боручуглара бөлүнмәси принципиндән истифадә едилмишдир.

K. N. Djalilov, Z. B. Kulieva

ON CURRENT TUBING DISTRIBUTION FUNCTION IN  
THE RESIDUAL RESEVOIR

The authors investigate the method of analytical building of fluid movement distribution function in the conditions of restricted reservoir in the presence of productive and injection wells batteries in it. At the decision of the problem the authors have chosen the principle of the dividing of the whole filtration region in great number of current tubing with equal expenses.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ

Јер елмләри серијасы, 1982, № 3

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

Серия наук о Земле, 1982, № 3

УДК 553.982:51.011.57.

Б. А. БАГИРОВ, И. М. АЛЛАХВЕРДИЕВ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИ  
ИССЛЕДОВАНИИ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сущность метода факторного анализа состоит в переходе от описания некоторого множества изучаемых объектов, заданного большим набором косвенных, непосредственно измеряемых признаков, к описанию меньшим числом максимально информативных переменных, отражающих наиболее существенные свойства явления. Такого рода переменные, называемые факторами, представляют собой некоторые функции исходных признаков. Факторный анализ представляет исследователю адекватный инструмент анализа системы признаков. Он позволяет вскрывать логическую структуру сложного явления, отделять взаимозависимые и взаимозаменяемые признаки от независимых, существенные от несущественных, обосновать выбор той или иной системы признаков, оценивать ее информативность, проверять или выдвигать гипотезы о взаимосвязях в рассматриваемой сложной системе признаков [1, 3, 4, 6, 8, 10].

Алгоритм факторного анализа позволяет перейти от большого числа разрозненных частных показателей, находящихся в сложных взаимосвязях друг с другом, к строго определенному числу независимых факторов [9]. Это достигается также и с помощью метода главных компонент (МГК), который мы рассматриваем в качестве некоторой разновидности собственно факторного анализа [4]. Модель МГК имеет вид:

$$X_i = \sum_{j=1}^r \omega_{ij} Z_j \quad \begin{matrix} (i = 1, 2, \dots, m) \\ (j = 1, 2, \dots, r) \\ r \leq m \end{matrix}$$

где:  $Z_j$  — искомые факторы (компоненты);

$\omega_{ij}$  — коэффициент, отражающий нагрузку  $i$ -ой переменной на  $j$ -й фактор;

$m$  — число переменных;

$r$  — число факторов (компонент).

В настоящей работе для выявления особенностей разработки месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, был впервые применен метод главных компонент. Расчеты были осуществлены в ВЦ ВНИГРИ по программе ФАКАН, являющейся элементом «АСОИ-ВНИГРИ», при консультации М. Д. Белонина.

Применяя факторный анализ, можно успешно решать такие задачи нефтепромысловой геологии, как выявление параметров, оказывающих влияние на процессы разработки, и установление при этом взаимосвязей между ними, осуществление группирования залежей нефти по степени однородности на разных этапах эксплуатации.

Рассмотрим использование факторного анализа при изучении особенностей разработки месторождения Карачухур. Карачухурское месторождение является многопластовым, в разрезе которого разрабатываются самостоятельно 28 объектов продуктивной толщи (средний плиоцен). Месторождение введено в разработку в 1928 г. При решении данной задачи использовались значения следующих параметров залежей: эффективная мощность, площадь, пористость, проницаемость, песчанность, количество цементирующих веществ, расчлененность, плотность и вязкость нефти, плотность сетки скважин, текущее пластовое давление, текущий процент обводненности продукции и текущий коэффициент нефтеотдачи.

Анализ разработки месторождения не позволяет однозначно судить о характере протекающих процессов, выявлять параметры или совокупности параметров, оказавших контролирующее влияние на текущий коэффициент нефтеотдачи.

Таблица 1  
Матрица факторных нагрузок, рассчитанных по данным геолого-эксплуатационных характеристик месторождения Карачухур

Признак	I фактор (интенсивность разработки)	II фактор (фильтрация жид- кости)	III фактор (неоднород- ность пород- коллекторов)
Эффективная мощность	0,261	0,811	-0,108
Площадь	-0,423	0,148	0,196
Пористость	0,816	-0,317	0,240
Проницаемость	0,702	0,342	0,459
Песчанность	0,267	0,378	0,738
Цементирующее вещество	-0,191	-0,598	-0,024
Расчлененность	-0,779	0,129	0,402
Плотность нефти	0,341	0,649	-0,455
Вязкость нефти	-0,847	-0,403	-0,113
Плотность сетки скважин	-0,839	0,250	0,090
Текущее пластовое давление	0,009	0,935	-0,173
Текущий процент обводненности	0,694	-0,184	-0,063
Текущий коэфф. нефтеотдачи	0,913	0,248	0,090
Вес фактора, %	38,3	23,2	10,0

Факторные нагрузки отличаются от нуля с достоверностью 95% при значении  $\leq 0,374$ .

По этим данным с привлечением МГК нами была предпринята попытка получить ответы на интересующие нас вопросы. Как видно из таблицы факторных нагрузок (табл. 1), при разработке объектов месторождения взаимосвязь между параметрами залежей согласно критерию Кайзера [9] может быть объяснена воздействием трех факторов

$$n = \sum m \left( \frac{1}{6} \div \frac{1}{3} \right),$$

где  $n$  — число факторов;  $m$  — число признаков.

Для нашего условия  $n = 12 \left( \frac{1}{6} \div \frac{1}{3} \right) = 2-4$ . Вес первых трех факторов составляет 71,5%.

Первый фактор весом 38,3% имеет положительные значимые факторные нагрузки на следующие параметры залежей: текущий коэффициент нефтеотдачи, вязкость нефти, пористость и проницаемость пород-коллекторов и текущий процент обводненности. Этот фактор интерпретируется нами как фактор интенсивности разработки, обусловленный коллекторскими свойствами отложений и плотностью сетки скважин. В структуре первого фактора с отрицательными значимыми факторными нагрузками отмечаются такие признаки, как плотность сетки скважин, расчлененность пластов и площадь нефтеносности. Если учесть, что увеличение плотности сетки скважин ( $га/скв.$ ) означает разреженность сетки разработки, а уменьшение расчлененности однородность отложений, то отрицательные значения факторных нагрузок этих признаков указывают на их положительное влияние на интенсивность разработки. Геологическая интерпретация наблюдаемого явления сводится к тому, что в условиях месторождения Карачухур достижению высокого коэффициента нефтеотдачи способствовали коллекторские свойства пород (пористость и проницаемость), однородность разреза, активность пластовой воды и уплотненность сеток скважин. В этих условиях уменьшение площади нефтеносности и увеличение вязкости (она на этом месторождении небольшая — 0,08 — 0,20 МПа.С) не препятствовали увеличению степени выработанности объектов.

Второй фактор весом 23,2% интерпретируется как фактор фильтрационных способностей объектов. Фильтрация — это движение жидкости и газов в пористой среде — может быть с определенными допущениями изучена на основе таких признаков, как текущее пластовое давление, проницаемость и песчанность пород, удельный вес нефти, имеющих положительные значимые факторные нагрузки.

Важно отметить, что на Карачухурском месторождении, где залежи обводнены на 80—97%, на степень фильтрации жидкости отрицательного влияния не оказывали такие признаки, как процент цементирующего вещества и вязкость нефти. Такое явление может быть объяснено значительной активностью пластовых вод, поступающих из законтурных областей.

Третий фактор весом 10,0% имеет положительные факторные нагрузки на такие признаки, как песчанность, проницаемость, расчлененность и пористость, то есть параметры, характеризующие неоднородность пластов.

Итак, выявленные три фактора охватывают и характеризуют различные аспекты, влияющие на разработку залежей нефти Карачухурского месторождения. Следовательно, применение МГК дало возможность снизить размерность до трех независимых (ортогональных) факторов, с помощью которых можно успешно установить рациональные пути доработки Карачухурского месторождения.

Теперь рассмотрим возможность решения классификационной задачи на основе описанных выше трех факторов (компонент). Для этого воспользуемся значениями факторов по эксплуатационным объектам (табл. 2).

Для графического представления местонахождения каждой точки (объекта) с учетом трех факторов воспользуемся методом координат в пространстве. В этом случае, как известно [11], оси координат ОХ, ОУ и ОZ, взятые попарно, определяют три взаимоперпендикулярные плоскости, которые делят все пространство на восемь частей (октант).

Таблица 2  
Значения факторов по объектам месторождения Карачухур

Объект	Фактор			Октанты
	I	II	III	
II	0,253	-1,029	0,162	IV
p(II-III)	-0,213	-1,125	-0,770	VII
III	0,426	-0,597	0,390	IV
p(III-IV)	0,394	-0,936	-0,924	VIII
IV+IVa	0,661	-0,383	-0,131	VIII
p(IVa-IVb+IVв)	0,382	-0,843	0,298	IV
IVc	0,462	-1,512	-1,136	VIII
p(IVc-IVd)	0,062	-1,534	-1,390	VIII
IVd	0,386	-0,986	0,705	IV
IVe	0,556	-0,741	0,085	IV
V	0,918	-0,078	1,011	IV
p(V-VI)	0,273	-0,931	-0,836	VIII
VI	1,298	0,610	1,793	I
VII+VIIa	1,116	0,390	1,077	I
VIII+VIIIa	0,874	0,412	0,517	I
IX	0,963	1,076	0,554	I
НКГ	-0,209	-0,081	-1,620	VII
НКП	0,599	1,063	1,116	I
I КС	-1,416	-0,408	0,945	III
II КС	-2,043	-0,235	0,708	III
III КС	-1,793	-0,175	0,774	III
IV КС	-2,281	-0,031	1,005	III
V КС	-1,571	0,777	0,817	II
PK <sub>1</sub>	-0,194	0,698	-0,372	VI
PK <sub>2</sub>	0,768	1,443	-0,508	V
PK <sub>3</sub>	0,637	1,411	-0,763	V
KaC <sub>1</sub>	-0,211	2,120	-1,431	VI
KaC <sub>2+3</sub>	-1,101	1,628	-2,075	VI

В соответствии с этим, матрица данных разделяется на октанты (табл. 2). Однако при этом нахождение места точек (объектов) затрудняется наличием отрицательных значений факторов. Поэтому все значения факторов с отрицательными знаками превращены в положительные. Эта операция легко выполняется путем перемещения каждой оси системы координат на величину максимального отрицательного значения. Таким образом, определяем положение всех точек (объектов) в пространстве согласно принадлежности их к октантам (рис. 1).

Группирование объектов осуществлено следующим образом: если точки отдельного октанта представляют собой облако достаточной густоты, то эти объекты считаются однородными с учетом трех факторов. В случае сильного разброса точек принадлежность их к определенным группам устанавливается путем сравнения расстояний между каждой точкой и близлежащими точками соседних групп. Меньшее расстояние предопределяет отнесение этой точки к ближе расположенной группе.

Расстояние между точками в пространстве подсчитано по формуле:

$$d_{1,2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2 + (z_1 - z_2)^2}.$$

Такой подход к решению классификационной задачи позволил на Карачухурском месторождении выделить семь однородных групп объектов. При этом одна из групп представлена лишь одним объек-

том (точка № 17 — НКГ). Ниже приводится геологическая трактовка полученных результатов.

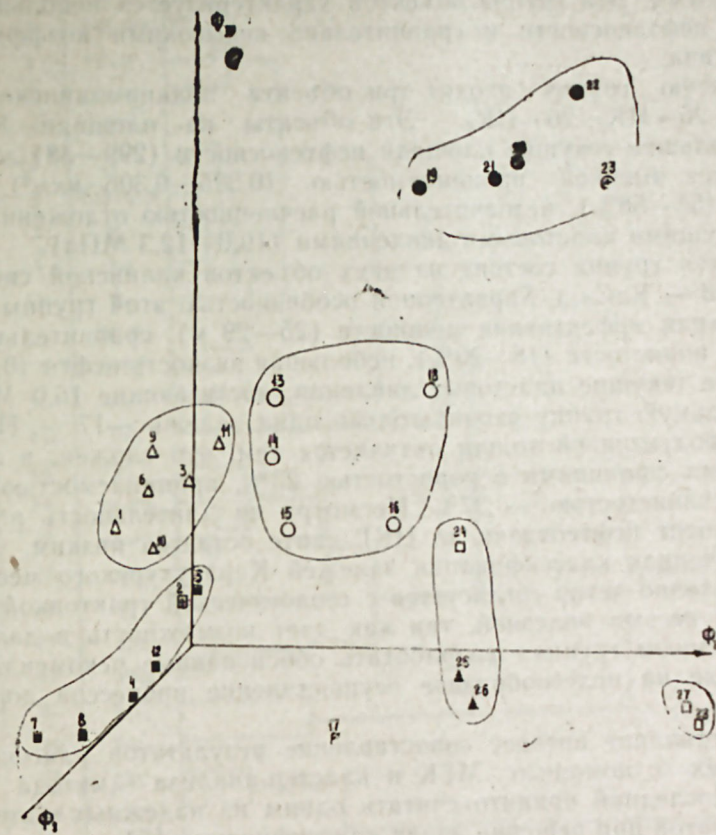


Рис. 1. Распределение залежей Карачухурского месторождения в зависимости от значения трех факторов.

Условные обозначения точек по октантам

I	○—13, 14, 15, 16, 18;	V	△—2, 26;
II	○—23;	VI	□—24, 27, 28;
III	○—19, 20, 21, 22;	VII	□—2, 17;
IV	△—1, 3, 6, 9, 10, 11;	VIII	□—4, 5, 7, 8, 12;

В первую группу входят пять объектов: 13—VI горизонт; 14—VII+VIIa; 15—VIII+VIIIa; 16—IX и 18—НКП свита. Эти объекты характерны тем, что имеют небольшую текущую площадь нефтеносности (50—166 га), высокую песчаность, проницаемость (0,311—0,486 мкм<sup>2</sup>) и наибольшую нефтеотдачу.

Во вторую группу входят объекты кирмакинской свиты с сильной расчлененностью отложений и исключительно низкими значениями текущих коэффициентов нефтеотдачи. Это следующие объекты: 19—I КС; 20—II КС; 21—III КС; 22—IV КС; 23—V КС.

В третью группу входят пять объектов сабунчинской свиты: I—II горизонт; 3—III горизонт; 6—p (IVa—IVв) + IVв; 9—IVd; 10—IVe; 11—V горизонт балаханской свиты, отличающиеся высокой песчаностью 52—73% и сравнительно большими текущими площадями нефтеносности (132—260 га).

К четвертой группе относятся шесть объектов, из которых четыре являются глинистыми разрезами: 2—р (II—III); 4—р (III—IV); 8—р (IVc—IVd) и 12—р (V—VI); и два песчаных горизонта: 5—IV+IVa и 7—IVc. Эта группа объектов характеризуется небольшими площадями нефтеносности и сравнительно невысокими коэффициентами нефтеотдачи.

В пятую группу входят три объекта подкирмакинской свиты: 24—ПК; 25—ПК<sub>2</sub>; 26—ПК<sub>4</sub>. Эти объекты на площади Карачухур имеют большие текущие площади нефтеносности (299—381 га), характеризуются высокой проницаемостью (0,225—0,306 мкм<sup>2</sup>), песчанистостью (56—58%), незначительной расчлененностью отложений и высокими текущими пластовыми давлениями (10,0—12,3 МПа).

Шестая группа состоит из двух объектов калинской свиты: 27—КаС<sub>1</sub> и 28—КаС<sub>2+3</sub>. Характерной особенностью этой группы является значительная эффективная мощность (25—29 м), сравнительно низкие значения пористости (18—20%), небольшая вязкость нефти (0,1 МПа·с) и высокие текущие пластовые давления, достигающие 16,0 МПа.

В седьмую группу входит только одна залежь — 17 — НКГ. Этот объект продуктивной толщи отличается тем, что сложен, в основном, глинистыми фракциями с пористостью 23%, проницаемостью — 0,083 мкм<sup>2</sup>, песчанистостью — 37%. Несмотря на длительность разработки коэффициент нефтеотдачи по НКГ свите остается низким.

Полученная классификация залежей Карачухурского месторождения достаточно четко согласуется с геологической трактовкой и может оказаться весьма полезной, так как дает возможность в дальнейшем по выделенным группам разработать обоснованные рекомендации, направленные на целесообразное осуществление процессов доработки.

Представляет интерес сопоставление результатов классификаций, полученных с помощью МГК и кластер-анализа (метода анализа групп). Последний принято считать одним из надежных математических аппаратов при решении задач классификации [5].

При группировании объектов методом кластер-анализа, результаты которых представляются в виде дендрограмм, была использована корреляционная метрика. Вычисление  $n$  — мерной матрицы коэффициентов сходимости и построение дендрограмм выполнялись на ЭВМ «БЭСМ-6» по программе, разработанной в ИПГНГМ АН Азерб. ССР на языке Фортран-Дубна, по алгоритму, описанному в [5]. Алгоритм предусмотрен расчет  $N$  или  $M$ -мерной симметричной матрицы коэффициентов корреляции и построение на ее основе дендрограммы методом средневзвешенного попарного группирования.

Результаты расчетов кластер-анализа по Карачухурскому месторождению на основе данных, используемых при факторном анализе, представлены на рис. 2. Как видно из этого рисунка, в первую группу входят 12 однородных объектов (коэффициент корреляции между ними более 0,84). Проводить более детальное группирование не представляется возможным. К тому же к первой группе примыкают, хотя с несколько низкими значениями коэффициента корреляции, объекты НКГ (0,71) и ПК<sub>1</sub> (0,62).

Вторая группа состоит из 7 объектов, из которых четыре относятся к балаханской свите, один — к НКП и два — к ПК (ПК<sub>2</sub> и ПК<sub>4</sub>). Коэффициент корреляции — 0,70. Третья и четвертая группы идентич-

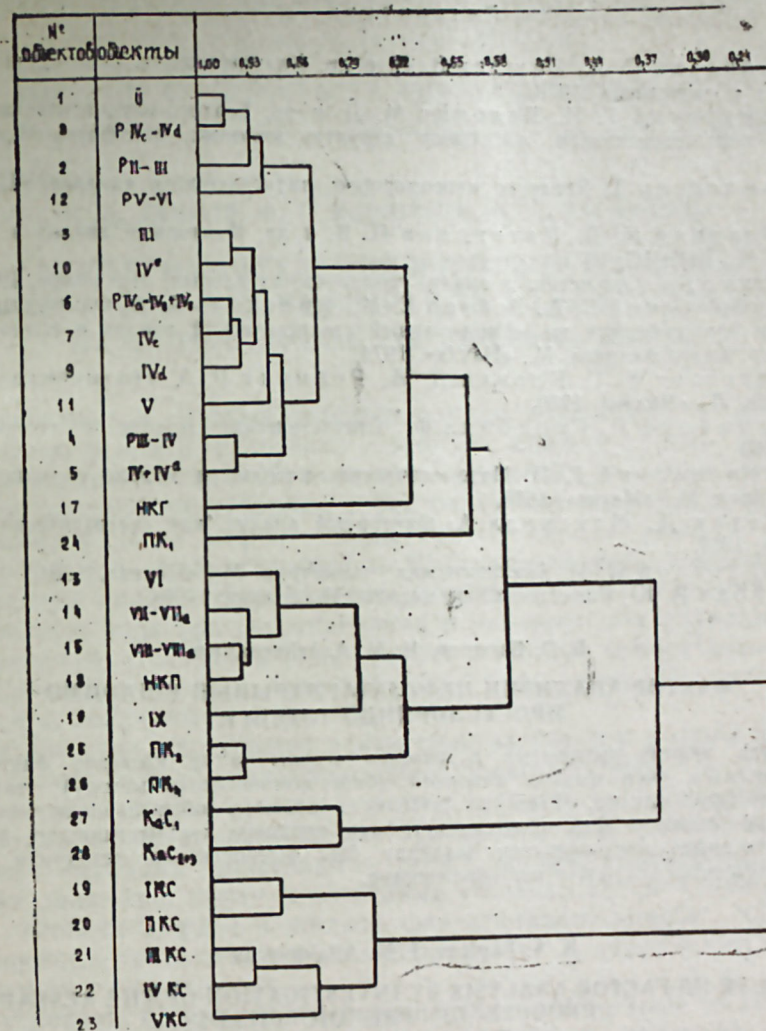


Рис. 2. Дендрограмма по 28 залежам Карачухурского месторождения.

ны группировке факторного анализа (в третьей сгруппированы объекты калинской свиты, а в четвертой — кирмакинской).

Как видно, кластер-анализ отражает лишь в общих чертах характер группирования объектов месторождения, установленный факторным анализом. Однако по степени детализации группирования уступает ему.

Таким образом, факторный анализ: 1) способствует получению более детальной классификации геологических объектов, характеризующихся разнородными параметрами; 2) является мощным инструментом по изучению внутренней структуры происходящих процессов в объектах разработки. В связи со сказанным факторный анализ и его разновидности — МГК могут быть широко использованы при исследовании месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, для решения задач по определению научно обоснованных направлений доработки месторождений.

1. Айвазян С. А., Бежаев З. И. и др. Классификация многомерных наблюдений. М., «Статистика», 1973.
2. Амурский Г. И., Белонин М. Д. и др. Геолого-математические методы прогноза нефтегазоносности локальных структур молодых платформ. М., «Недра», 1980.
3. Андерсон Т. Введение многомерного статистического анализа. М., Физмат, 1963.
4. Белонин М. Д., Татаринев И. В. и др. Факторный анализ в нефтяной геологии. М., ВИЭМС, 1971.
5. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. М., «Мир», 1977.
6. Дубровский С. А., Зейгер Е. М., Френкель А. А. Факторный анализ. Методы и приложения в кн. «Многомерный статистический анализ в социально-экономических исследованиях». М., «Наука», 1974.
7. Йереског К. Г., Клован Д. И., Реймент Р. А. Геологический факторный анализ. Л., «Недра», 1980.
8. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Статистические модели в геологии. М., «Мир», 1969.
9. Ломовацкий Г. И. Математические методы и модели в экономических исследованиях. М., «Наука», 1980.
10. Лоули Д., Максвелл А. Факторный анализ, как статистический метод. М., «Мир», 1967.
11. Привалов И. И. Аналитическая геометрия. М., «Наука», 1964.
12. Урбах В. Ю. Биометрические методы. М., «Наука», 1964.

Б. Ә. Бағыров, И. М. Аллахвердиев

#### ФАКТОР АНАЛИЗИН НЕФТ ЖАТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭНМЭ ПРОСЕСЛЭРИНДЭ ТЭТБИГИ

Мәгаләдә нефтин чыхарылма дәрәҗәсінә әсаслы тәсир кәстәрән факторларын ашкар едилмәси үчүн фактор анализин (баш компонентләр методу) тәтбигинин нәтиҗәләри шәрһ едилди. Чохлајлы јатагларда ишләнмә объектләринин тәснифаты үчүн мүәјјән едилмиш факторлардан истифадә едилмәси кәстәрилмишди. Мәгаләдә бахылан тәснифат мәсәләләринин һәллиндә баш компонентләр методунун кластер-анализ методундан үстүнлү кәстәрилмишди.

B. A. Bagirov, I. M. Allahverdiev

#### THE USE OF FACTOR ANALYSIS BY INVESTIGATION OF THE RESEARCH PROCESS OF THE OIL FIELDS

The article shows us the results of the factor analysis use (the method of main components) for the revealing of factors which influence greatly on the rate of oil recovery. The authors show the possibility of the use of the revealed factors for the classification of the research objects within multi-bedded fields.

The authors demonstrate the advantage of the method of main components over the cluster analysis by the solving of the classification problems which are shown in the article.

УДК 622.276.1

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

#### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ НА КАПИЛЛЯРНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ

В нефтяных и газовых залежах породы насыщены в одних случаях нефтью и водой, в других — нефтью, водой и газом, в третьих — газом и водой. Таким образом, в естественных условиях нефтяные и газовые залежи представляют собой различные многофазные системы с границами раздела: нефть — вода, вода — порода, нефть — порода, газ — порода, газ — вода, газ — нефть. В таких условиях вследствие малого размера поровых каналов поверхностные явления играют весьма существенную роль при формировании и эксплуатации нефтяных и газовых залежей. Поэтому в ряде случаев процессы совместного движения жидкостей и газов в пористой среде в значительной степени определяются капиллярными явлениями.

Как известно, применение искусственных методов воздействия позволяет полнее использовать природные запасы нефти. В настоящее время имеются большие возможности для значительного увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений. Для этой цели наряду с другими методами применяются также методы уменьшения сопротивления движению нефти в пластовых условиях путем изменения физических свойств твердой и жидкой фаз нефтяного пласта, изменения поверхностных свойств нефтяного коллектора и капиллярных сил на границе фаз в пласте.

В условиях искусственного воздействия на нефтяные пласты, когда есть возможность активного вмешательства и управления процессом извлечения нефти из недр, исследование капиллярных явлений, которые можно отнести к основным факторам, определяющим коэффициент нефтеотдачи, представляет большой интерес. При заводнении нефтяных коллекторов растворами кислот капиллярные силы также должны проявлять себя. Как известно, добавка к закачиваемой в пласт воде соляной кислоты, наряду с уменьшением поверхностного натяжения, улучшает смачивание раствором поверхности минералов. В зависимости от пластовых условий капиллярное вытеснение нефти растворами соляной кислоты будет происходить различными темпами. Известны работы [3], где приводятся данные о влиянии растворов кислот на капиллярное вытеснение углеводородных жидкостей.

Для дальнейшего рассмотрения этого вопроса были проведены экспериментальные исследования капиллярного вытеснения нефти месторождения Кюровдаг (Азербайджан) в смеси с керосином (50% нефти + 50% керосин) растворами соляной кислоты различной концентрации в зависимости от температуры. Вытеснение нефти проводилось дистиллированной водой, 7 и 10%-ными растворами соляной

кислоты в воде. Опыты проведены на стеклянных колонках длиной 40 см и диаметром 3 см, загруженных гидрофильным кварцевым песком проницаемостью 10 дарси и оборудованных по обоим концам колпачками.

После создания модели пористой среды и замера ее проницаемости она под вакуумом насыщалась моделью нефти. Затем проводилось капиллярное вытеснение нефти водой и раствором кислоты.

Изучено прямоточное и противоточное капиллярное вытеснение. Приведем некоторые свойства использованной нефти:

Площадь отбора	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Динамическая вязкость, спз	Содержание нафтеновых кислот, %	Содержание смол, %	Содержание асфальтенов, %
Кюровдаг I горизонт	0,9279	0,97	1,1	20	7,8

Вытеснение нефти раствором соляной кислоты проводилось при температурах 20 и 50°C, которые поддерживались постоянными в течение всего процесса капиллярного вытеснения как в модели, так и в системе подвода рабочего агента.

Полученные в результате экспериментов данные свидетельствуют о существенном влиянии температуры на прямоточное и противоточное капиллярное вытеснение нефти из пористой среды различной концентрации растворами соляной кислоты в воде.

На рис. 1 и 2 приведены характерные кривые зависимости коэффициента нефтеотдачи прямоточного и противоточного капиллярного вытеснения углеводородной жидкости водой и 7 и 10%-ными растворами соляной кислоты в воде при 20°C и 50°C от продолжительности процесса. Как видно из рисунков, эта зависимость имеет общеизвестный вид — по мере увеличения времени вытеснения до определенного предела коэффициент нефтеотдачи резко возрастает, а затем стабилизируется. При этом ясно видно влияние температуры и концентрации кислоты на вытеснение нефти — по мере возрастания их величины коэффициент нефтеотдачи увеличивается.

Повышение температуры улучшает капиллярное вытеснение нефти дистиллированной водой и раствором соляной кислоты. Так, при 50°C (рис. 2) 7%-ным раствором соляной кислоты прямоточно вытесняется 58% содержащейся в пористой среде нефти, а 10%-ным раствором — 73%. Дистиллированной водой при этой температуре вытесняется около 38% нефти.

На рис. 3 и 4 приведены кривые зависимости коэффициента нефтеотдачи, а на рис. 5 по сравнению с вытеснением дистиллированной водой дополнительно полученной нефти от концентрации кислоты в воде при температурах 20 и 50°C. Как видно, независимо от температуры с увеличением концентрации кислоты в воде коэффициент нефтеотдачи как при прямоточном, так и при противоточном капиллярном вытеснении возрастает. Однако это возрастание больше при температуре 50°C. При 20°C добавка к воде кислоты сильнее влияет на прямоточное капиллярное вытеснение нефти раствором. Так, если в случае противотока дополнительно получено около 7% нефти при кон-

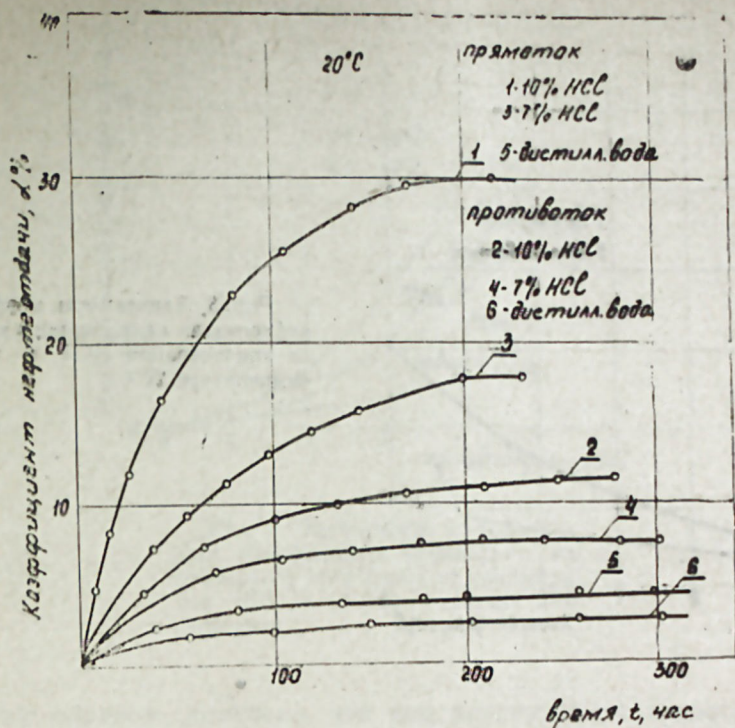


Рис. 1. Зависимость коэффициента нефтеотдачи капиллярного вытеснения нефти растворами HCl от времени при 20°C.

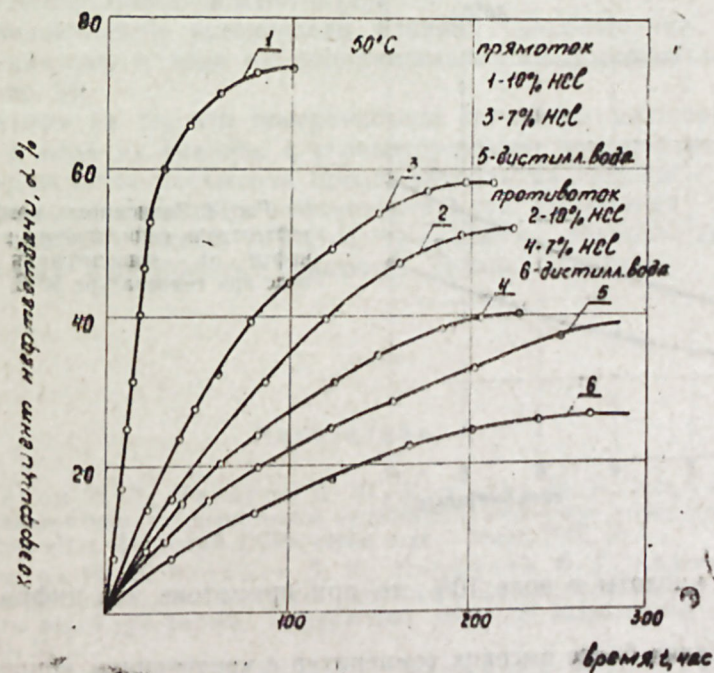


Рис. 2. Зависимость коэффициента нефтеотдачи капиллярного вытеснения нефти растворами HCl от времени при 50°C.

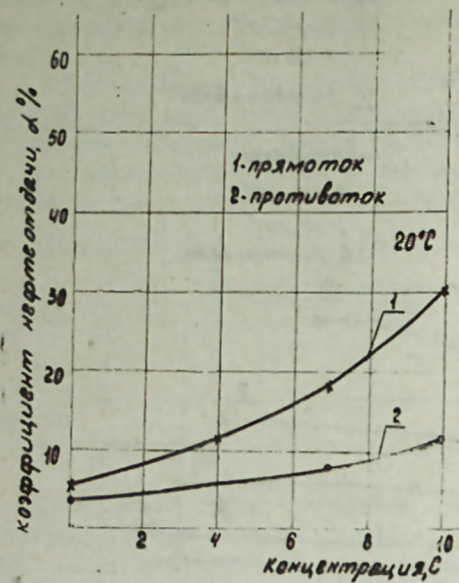


Рис. 3. Зависимость коэффициента нефтеотдачи капиллярного вытеснения от концентрации HCl в воде при температуре 20°C.

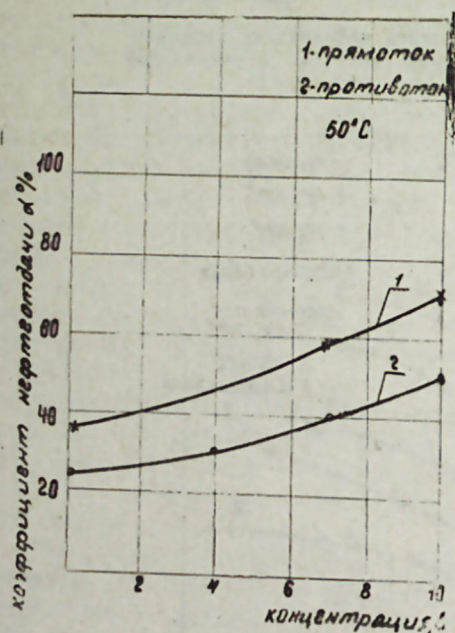


Рис. 4. Зависимость коэффициента нефтеотдачи капиллярного вытеснения нефти от концентрации HCl в воде при температуре 50°C.

концентрации кислоты в воде 10%, то при притоке эта цифра равна 25%.

В условиях более высоких температур с увеличением концентрации кислоты в воде уменьшается разница в дополнительно полученной нефти при притоке и противотоке.

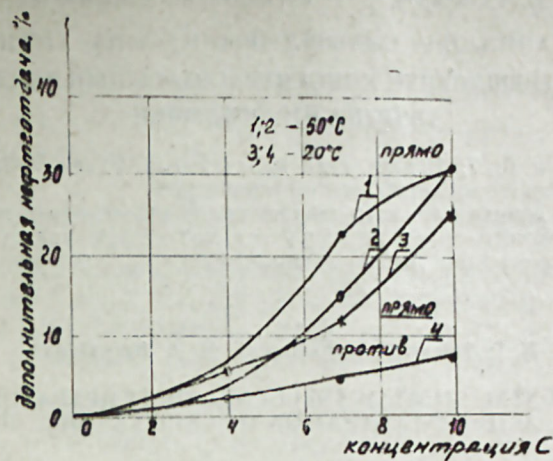


Рис. 5. Зависимость дополнительного коэффициента нефтеотдачи капиллярного вытеснения от концентрации HCl в воде при разных температурах.

Таким образом, получено, что при концентрации кислоты в воде 10% и при притоке и при противотоке получено около 30% дополнительной нефти (при 50°C).

Механизм влияния температуры на капиллярное вытеснение нефти подробно описан в работе [1].

Исследованиями установлено влияние концентрации раствора соляной кислоты в воде на дополнительное капиллярное вытеснение нефти (рис. 5).

Несмотря на то, что поверхностное натяжение раствора соляной кислоты в воде на границе с углеводородными жидкостями больше, чем поверхностное натяжение щелочной воды на границе с теми же жидкостями, коэффициент нефтеотдачи при вытеснении раствором соляной кислоты больше [2]. Это, по-видимому, объясняется хорошей вымывающей способностью раствора соляной кислоты.

#### Литература

1. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Коджаев Ш. Я., Керимова Ф. Г. Влияние температуры на приточное капиллярное вытеснение углеводородных жидкостей водой. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1970, № 5.
2. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Керимова Ф. Г., Барякина М. А. Влияние концентрированных растворов щелочи на приточное капиллярное вытеснение нефти водой при высоких температурах. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1981, № 1.
3. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Керимова Ф. Г., Браславцева О. А. Влияние свойств воды на капиллярное вытеснение из пористой среды. ВИНТИ. Регистрац. номер 4298—72. Деп. от 11.IV.1972 г.

Н. Ч. Таиров, Ф. Н. Кәрімова, М. А. Барјакина

НЕФТИН КАПИЛЛАР СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНА ТЕМПЕРАТУРУН  
ВӘ НСІ ТУРШУСУНУН КОНЦЕНТРАСИЈАСЫНЫН ТӘСІРИНИН  
ТӘЧРҮБИ ӨЈРӘНИЛМӘСИ

НСІ туршусунун 0; 7; 10%-ли суда мәнлулу илә 20 вә 50°-дә нефтин дүз вә әкс ахымлы капиллар сыхышдырылмасы өјрәнилмишдир.

Тәчрүбәләрдән алынған нәтичәләр көстәрмишдир ки, температура Кировдаг нефтинин мүхтәлиф консенсрацијалы туршунун сүд мәнлуллары илә дүз вә әкс ахымлы капиллар сыхышдырылмасына јахшы тәсир көстәрир.

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

EXPERIMENTAL STUDY OF INFLUENCE OF TEMPERATURE AND  
HYDROCHLORIC ACID CONCENTRATION ON CAPILLAR OIL DISPLACEMENT

Direct and countercurrent flow capillar oil displacement with hydrochloric acid solutions in water of 0; 7; 10% at temperatures of 20 and 50°C was carried out.

The results, obtained due to the performed experiments, state the essential influence of temperature on direct and countercurrent flow capillar oil displacement from a porous medium of the Kyurovdag area with solutions of hydrochloric acid in water of different concentration.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1982, № 3

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1982, № 3

УДК 553.981/2(479.24):551.781.4:550.3

С. Г. САЛАЕВ, Б. М. АВЕРБУХ, З. Р. ГАДЖИЕВ

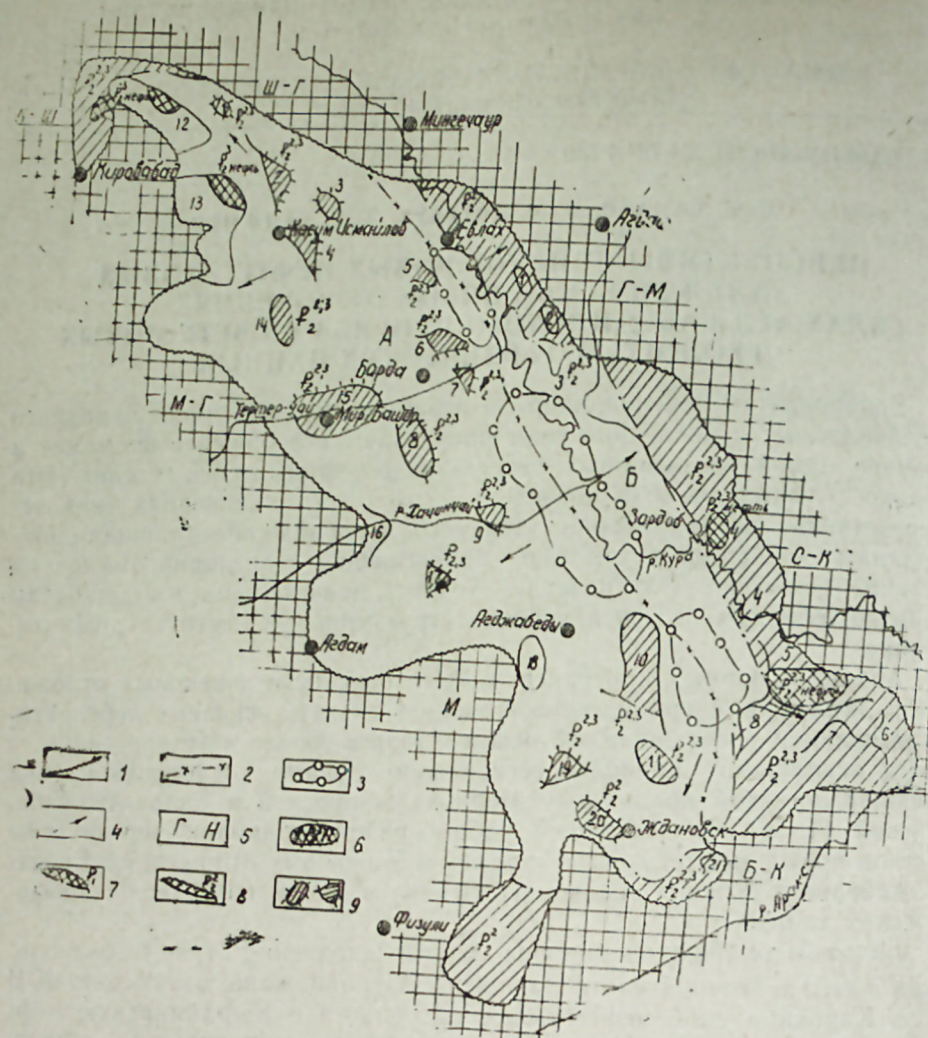
ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ  
ЗАЛЕЖЕЙ В ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ  
ЕВЛАХ-АГДЖАБЕДИНСКОГО ПРОГИБА В СВЕТЕ НОВЫХ  
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Эоценовые отложения, широко развитые на территории Западного Азербайджана, в последние годы привлекают все большее внимание в качестве одной из основных перспективно-нефтегазоносных свит. Это связано с выявлением за последние годы в этих отложениях как непосредственно на территории Западного Азербайджана (площади Мурадханлы — Зардоб), так и на прилегающей территории Восточной Грузии (Самгори—Патардзеули—Телети), значительных по запасам и высокодебитных залежей нефти в структурных и неструктурных ловушках.

Анализ основных критериев нефтегазоносности эоценовых отложений в Западном Азербайджане позволяет связать основные перспективы выявления новых залежей нефти и газа в эоцене в этом регионе с двумя основными палеодепрессионными зонами осадконакопления Средне-Куринской впадины — Иори-Аджиноурской и Евлах-Агджабединской [1, 4]. В настоящей работе рассматриваются перспективы поисков новых нефтегазовых залежей в эоценовых отложениях Евлах-Агджабединской зоны осадконакопления в свете новых геологическо-геофизических данных.

Евлах-Агджабединская зона осадконакопления (рис.) расположена в юго-восточной части Западного Азербайджана, охватывает ЮВ часть Кировабадской нефтегазоносной области и Кюрдамирскую нефтегазоносную область. Эта зона имеет форму неправильного овала, простирается в СЗ—ЮВ направлении, охватывая значительные части Мильской и Ширванской степей. Наиболее интенсивный район прогибания зоны расположен на участке междуречья Тертерчая и Хачинчая, где мощность осадочного чехла составляет более 14 км, в том числе мощность эоцена — около 2000 м.

Указанная зона осадконакопления относится к высокоперспективной территории для нефтегазообразования и нефтегазонакопления в эоценовых отложениях, поскольку в ее пределах имели место особенности геологического строения и развития, обусловившие благоприятные сочетания основных условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Эта зона в течение всего мезокайнозойского цикла осадконакопления представляла собой палеовпадину, характеризовавшуюся значительными размерами (порядка сотен километров по периметру) и устойчивым прогибанием (погружением отложений эоцена в осевых частях зоны составляло до 8—9 км). Накопление эоценовых осадков происходило, в основном, в субаквальной среде с анаэробной геохимической обстановкой.



1 — схематические границы Евлах-Агджабединского прогиба; 2 — границы подзон Евлах-Агджабединского прогиба (А — юго-западная, Предмалокавказская подзона; Б — северо-восточная, Саатлы-Мингечаурская подзона); 3 — районы максимальных прогибаний и мощностей эоценовых отложений — возможные зоны нефтегазообразования; 4 — направления воздымания эоценовых отложений; 5 — древние мезозойские выступы и поднятия двух порядков, ограничивающие Евлах-Агджабединский прогиб (К—Ш—Кировабад-Шамхорский; Ш—Г—Шамхор-Геокчайская перемычка; Г—М—Геокчай-Мингечаурский; С—К—Саатлы-Кюрдамирский; Б—К—Белясувар-Карадонлинский; М — Мартунинский; М—Г — Муганлы-Гюлягагский); 6 — выявленные залежи нефти в эоценовых отложениях (нефтеносные горизонты указаны индексами) в пределах антиклинальных поднятий; 7 — залежи нефти в горизонтах эоцена (указаны индексами), выявленные в зонах региональных выклиниваний и стратиграфических несогласий; 8 — перспективно-нефтегазоносные участки по эоценовым отложениям в зонах региональных выклиниваний и несогласий (перспективные горизонты эоцена указаны индексами); 9 — перспективно-нефтегазоносные по эоцену локальные складки и выступы по отдельным горизонтам эоцена (указаны индексами) с возможными залежами в ловушках структурного и неструктурного типов (А—ЮЗ, Предмалокавказская подзона: 1) Бозеринская антиклиналь; 2) Борсунлинский выступ; 3) Дуздагская антиклиналь; 4) Гедакбозская антиклиналь; 5) Евлахский выступ; 6) Айриджинский выступ; 7) Бардинский выступ; 8) Ширванлинская антиклиналь; 9) Лемберанский выступ; 10) Аг-

Эти отложения содержат в своем разрезе потенциально нефтегазопроизводящие комплексы, представленные глинистыми осадками, образовавшимися в бассейне седиментации, характеризовавшимися обильным накоплением исходного органического материала для преобразования их в углеводороды.

В пределах Евлах-Агджабединской зоны осадконакопления в качестве основных перспективно-нефтегазоносных горизонтов эоцена, в которых уже выявлена промышленная нефтеносность, по ряду площадей этой зоны выделяются: карбонатная (терригенно-карбонатная) пачка, охватывающая весь объем среднего эоцена (трещинный коллектор) и песчано-алевролитовая пачка (трещинно-поровый коллектор, пачка частого чередования пластов песчаников, алевролитов, иногда мергелей — с пластами глин), стратиграфически соответствующая низам верхнеэоценовых отложений (аналоги III-го Казанбулагского горизонта или надмергельная пачка — низы среднефораминиферовых слоев) [1, 4].

В юго-западной, Предмалокавказской подзоне указанной зоны (рис), в ее бортовой части отложения среднего эоцена имеют резко сокращенные мощности (12—50 м), в них отсутствуют зоны трещиноватости и нефтегазонасыщения, а на отдельных площадях (Аджидере, Гюллюджа, Али-Ушаги) эти отложения выклиниваются на СВ крыльях этих поднятий и отсутствуют на сводах и ЮЗ крыльях. Палеотектонические условия для нефтегазонасыщения были здесь неблагоприятными: начиная с верхов миоцена и до конца среднего плиоцена в крайней ЮЗ бортовой части прогиба имело место равномерное воздымание, в результате которого мел-палеогеновые образования приобрели моноклиальное падение на СВ, головные части этих пластов подвергались денудации, а затем, после акчагыльской трансгрессии были с резким несогласием перекрыты грубообломочными и маломощными породами акчагыла-антропогена, что отрицательно повлияло на сохранность углеводородных флюидов в карбонатном коллекторе среднего эоцена и, поэтому, этот участок малоперспективен по отложениям среднего эоцена. Что касается песчано-алевролитовых коллекторов низов верхнего эоцена (надмергельная пачка или III Казанбулагский горизонт), то эти пласты появляются лишь на северо-восточных крыльях ряда локальных поднятий, развитых в СЗ части бортовой полосы указанной подзоны (Дальмамедлы, Казанбулаг, Аджидере). В связи с небольшим перерывом в осадконакоплении, имевшим место на границе среднего и верхнего эоцена в пределах указанных локальных поднятий, произошел частичный размыв карбонатных отложений в их сводовых частях, а при последующей трансгрессии верхнеэоценового моря были сформированы локальные стратиграфические ловушки на участках несогласного прилегания песчано-алевролитовых пород низов верхнего эоцена (III Казанбулагский горизонт) к мергельной пачке среднеэоценового возраста. Последующее перекрытие глинами верхов верхнего

гильский выступ; 11) Советлярская антиклиналь; 12) Дальмамедлинская; 13) Казанбулаг-Аджидеринская; 14) Нафталанская; 15) Мирбаширская; 16) Гюллюджинский выступ; 17) Гиндархский выступ; 18) Агджабединская антиклиналь; 19) Кебирлинский выступ; 20) Ждановская антиклиналь; 21) Карадонлинский выступ;

Б—СВ Саатлы-Мингечаурская подзона: 1) Западно-Амирархская антиклиналь; 2) Амирархская; 3) Пиразинский выступ; 4) Зардобский выступ; 5) Мурадханлинский выступ; 6) Мильский выступ; 7) Восточно-Ширинкумский выступ; 8) Ширинкумский выступ.

эоцена участков несогласного прилегания коллекторов III Казанбулагского горизонта к мергельной пачке окончательно сформировало локальные стратиграфические ловушки на этих поднятиях.

Разведочные работы в пределах указанных локальных стратиграфических ловушек хотя и выявили в их пределах залежи нефти стратиграфического типа, однако все они оказались небольшими по размерам и по запасам. Кроме того, из-за низкой проницаемости коллекторов эти залежи характеризовались быстрой падениями дебитов и оказались нерентабельными для промышленной эксплуатации. Все изложенное отрицательно характеризует перспективы нефтегазоносности верхнеэоценовых отложений в рассматриваемой полосе ЮЗ борта Евлах-Агджабединского прогиба.

Значительно большие перспективы нефтегазоносности как по среднему, так и по верхнеэоценовым отложениям рассматриваемой подзоны связываются нами с районами СЗ и ЮВ центриклинальных замыканий, попадающих на территорию этой подзоны, а также приосевыми участками, расположенными вблизи от районов нефтегазообразования.

В пределах СЗ центриклинального замыкания прогиба, по данным бурения в СЗ части Дальмамедлинской площади, установлено наличие резкого несогласия между вулканогенным комплексом верхнемелового возраста и эоценовыми отложениями, в результате которого в гипсометрически повышенных участках несогласного прилегания песчаных коллекторов низов верхнего эоцена к вулканогенным породам верхнего мела в стратиграфических ловушках образовалась залежь нефти.

Возможно, что на погружениях этого вулканогенного выступа вниз по падению пластов появляется также трансгрессивно примыкающие к нему терригенно-карбонатные коллекторы среднего эоцена, в которых могут формироваться залежи нефти стратиграфического типа.

Аналогичные перспективы связываются с районами сочленения ЮВ центриклинального замыкания Евлах-Агджабединского прогиба с Беясувар-Карадонлинским мезозойским выступом, где 20—25 км к юго-востоку и юго-западу от пл. Ждановск по данным бурения на площадях Ждановск и Худаферин—Бегманлы, а также по материалам интерпретации грави-магниторазведочных исследований [5] выявлены локальные погребенные вулканогенные мезозойские поднятия (Первомайское, Бегманлинское), на склонах которых возможно развитие неструктурных ловушек и связанных с ними залежей нефти и газа в среднем и верхнем эоцене. Наибольшие перспективы нефтегазоносности среднего и верхнего подотделов эоцена связываются нами с приосевыми и прибортовыми участками, расположенными вблизи от районного наибольшего погружения эоценовых отложений.

По данным бурения на площадях Борсунлы, Гедакбоз, Дуздаг, Мирбашир, Ширванлы, Агджабеды-восточный, Советляр установлено нарастание мощностей среднеэоценовых осадков — до 300—400 м, а в осевой части прогиба предполагается увеличение мощностей этих отложений — до 500 м при сохранении их литолого-фациальной характеристики (карбонатные и терригенно-карбонатные образования). Известно, что для трещиноватых массивных коллекторов районы увеличения их мощностей являются наиболее благоприятными для развития зон повышенной трещиноватости и улучшения их коллекторских свойств. Кроме того, в указанном районе со среднеэоценовыми отложе-

ниями были связаны интенсивные нефтегазопроявления на площадях Советляр, Агджабеды-восточный, Аггель, Борсунлы, Ширванлы, Мирбашир, Дуздаг.

В пределах верхнеэоценовых отложений отмечается также резкое возрастание мощностей к осевым частям впадины — до 900—1200 м с одновременным возрастанием мощностей песчано-алевролитовых разностей, особенно в районе площадей Мирбашир и Ширванлы, а на площадях Агджабеды-восточный появляются и мощные пачки мергелей, что позволяет рассматривать здесь эти отложения в качестве перспективных. Надежной покровкой как для коллекторов среднего, так и верхнего эоцена являются мощные глинистые толщи верхнего эоцена и майкопские глины.

Исходя из всего изложенного, в качестве перспективно-нефтегазоносных по отложениям среднего и верхнего эоцена в этих осевых районах Предмалокавказской подзоны следует считать выявленные в эоцене локальные структурные ловушки (антиклинальные складки): Бозеринскую, Дуздагскую, Гедакбозскую, Ширванлинскую, Советлярскую, Мирбаширскую, Нафталанскую, Ждановскую (по среднему эоцену), а в качестве перспективных для поисков структурных и неструктурных залежей в этих отложениях — Борсунлинский, Лемберанский, Аггельский, Кебирлинский выступы (рис.)

Эоценовые отложения в пределах северо-восточной (Саатлы-Мингечаурской) подзоны (рис. ) вскрыты и изучены бурением по ряду площадей (Мурадханлы, Мильская, Зардоб, Ширинкум, Амирарх); в этих отложениях выявлены крупные залежи нефти литолого-стратиграфического типа — на площади Мурадханлы — в терригенно-карбонатной (мергельной) пачке среднего эоцена и в песчано-алевритовой надмергельной пачке низов верхнего эоцена.

Мощный фонтан нефти из низов верхнеэоценовых отложений получен при испытании пластоиспытателем скв. № 3 на площади Зардоб. Промышленные притоки нефти получены также из среднего эоцена в скв. № 4 и 7. Указанные трещинные и поровые коллекторские пачки являются основными перспективно-нефтегазоносными горизонтами эоцена в пределах всей рассматриваемой подзоны.

В результате анализа основных критериев нефтегазоносности в Саатлы-Мингечаурской подзоне наибольшие перспективы связываются нами с СВ бортовой частью Евлах-Агджабединской депрессионной зоны и ее северо-восточными участком ЮВ центриклинального замыкания, где происходит сочленение указанной депрессии со склонами Геокчай-Мингечаурского, Саатлы-Кюрдамирского и Белесувар-Карадонлинского мезозойских выступов (рис.). Такая оценка перспектив нефтегазоносности этой подзоны обосновывается следующими особенностями ее геологического строения и развития: указанная подзона нефтенакопления в геологическом отношении представляет собой полосу сочленения СВ борта Евлах-Агджабединского прогиба Среднекуринской впадины и ЮЗ склонов Геокчай-Мингечаурского, Кюрдамирского-Саатлинского и Беясувар-Карадонлинского погребенных выступов двух порядков, входящих в состав крупного Талыш-Вандамского поперечного поднятия, разделяющего Средне-Куринскую и Нижне-Куринскую впадины. Все эти выступы в течение большей части мезокайнозойского времени испытывали тенденцию к воздыманию и выступали в качестве областей поднятий и размыва, оказывая существенное влия-

яние на распределение фаций и мощностей в пределах Евлах-Агджабединского прогиба Средне-Курунской впадины.

Евлах-Агджабединский прогиб в противоположность описанному времени испытывал тенденцию устойчивого прогибания и являлся областью интенсивного осадконакопления. Граничная зона между этими структурными элементами в процессе мезокайнозойской истории попеременно испытывала то погружения, то воздымания. Знакопеременные тектонические напряжения, существовавшие длительное время в этой зоне, привели к образованию здесь сети длительно развивавшихся глубинных разломов и к периодическому проявлению вулканической активности (в основном, в мезозойский период). В палеогене эти особенности геологического развития привели, с одной стороны, к накоплению терригенно-карбонатных коллекторов и мощных глинистых покровов, а с другой, — к образованию обширных зон региональных несогласий и выклиниваний, что в совокупности обусловило формирование ловушек литолого-стратиграфического типа в этой зоне нефтенакпления [2, 6].

Вероятной зоной нефтегазообразования, послужившей источником углеводородных флюидов для рассматриваемой региональной полосы нефтенакпления, явилась центральная часть Евлах-Агджабединского прогиба, где в течение большей части мезокайнозойской истории отмечалось устойчивое прогибание и накопление мощной толщи эоценовых отложений, откуда и произошла миграция нефти в ловушки литолого-стратиграфического типа, приуроченные к зоне несогласного прилегания терригенно-карбонатных коллекторов эоцена к эродированной поверхности эффузивных образований верхнего мела.

Образование литологических залежей нефти в зонах повышенной трещиноватости реголитовой поверхности эффузивных пород верхнего мела — в своде поднятия произошло в результате боковой миграции и частичного перетока нефти из коллекторов эоцена ЮЗ крыла и ЮВ периклинали — по зонам выветривания и трещинам.

Выявленная промышленная нефтеносность средне- и верхнеэоценовых отложений на одной из площадей этой региональной полосы нефтенакпления (Мурадханлы), сходное геологическое строение Ширинкумской, Мильской, Зардобской и Амирархской площадей и зафиксированные в процессе бурения и опробования ряда скважин нефтегазопроявления, а также получение в последнее время притоков нефти в скв. № 3, 4 и 7 на пл. Зардоб не оставляют сомнений в том, что как к СЗ, так и к ЮВ от Мурадханлинской площади могут быть выявлены запасы нефти и газа литолого-стратиграфического типа в указанной полосе регионального выклинивания и стратиграфического несогласия, приуроченные к терригенно-карбонатной пачке среднего эоцена (трещинно-поровый коллектор) и к песчано-алевритовым пластам низов верхнего эоцена (поровые коллекторы). В этом районе главенствующими факторами, определяющими нефтенасыщенность эоценовых отложений, являются форма изгиба в плане линии стратиграфического срезания этих отложений на склонах локальных мезозойских погребенных поднятий и наличие регионального восстания пластов эоцена в направлении их срезания и выклинивания. Поэтому развитые в этой полосе малоамплитудные выступы и антиклинальные поднятия (Амирархская и Западно-Амирархская складки, Пиразинский, Зардобский, Мильский, Восточно-Ширинкумский и Ширинкум-

ский выступы) не имеют особого значения при распределении нефти насыщения в эоценовых отложениях этой полосы нефтенакпления СВ борта Евлах-Агджабединского прогиба.

На рис. показаны перспективно-нефтегазоносные участки, приуроченные к фестонообразным изгибам линии выклинивания и несогласного прилегания эоценовых отложений, к эрозийным выступам погребенных поднятий мелового возраста. Положение линии выклинивания в плане определено по данным бурения и сейсморазведочным работам, а линия предполагаемого контура нефтенасыщения — по наибольшим отметкам кровли среднего эоцена, на которых еще отмечается нефтенасыщенность по данным бурения на площади Мурадханлы.

Исходя из сравнительного анализа условий нефтегазообразования в пределах Евлах-Агджабединского прогиба по эоценовым отложениям, к наиболее перспективным участкам для проведения первоочередных поисково-разведочных работ на нефть и газ в рассматриваемых отложениях следует отнести СВ бортовую часть этого прогиба (площади Зардоб, Амирарх, Мильская).

#### Литература

1. Авербух Б. М., Мамедов С. Б., Чиковани Э. В. Литофациальные критерии оценки перспектив нефтегазоносности палеогеновых отложений депрессионных зон Западного Азербайджана. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1980, № 3.
2. Гусейнов А. Н., Ахмедов А. М., и др. Нефтегазоносность Среднекурунской впадины и перспективы дальнейших разведочных работ. АЗИНТИ. Обзорная информация, серия «Нефтедобывающая промышленность», 1977.
3. Салаев С. Г., Авербух Б. М., Чиковани Э. В. Литофациальные особенности эоценовых отложений Западного Азербайджана в связи с оценкой перспектив их нефтегазоносности. «ДАН Азерб. ССР», 1979, т. XXXV.
4. Метакса Х. П. АНХ, 1978, № 1.
5. Шихлинский А. Ш., Авербух Б. М., и др. «Уч. зап. АЗИНЕФТЕХИМа», 1975, сер. IX, № 7.

С. Г. Салаев, Б. М. Авербух, З. Р. Хачижев

#### ЖЕНИ КЕОЛОЖИ-КЕОФИЗИКИ МƏЉУМАТЛАР ƏСАСЫНДА ЈЕВЛАХ—АГЧАБƏДИ ЧӨКƏКЛИНИН ЕОСЕН ЧӨКҮНТҮЛƏРИНДƏ ЖЕНИ НЕФТ-ГАЗ ЈАТАГЛАРЫНЫН АХТАРЫШ ПЕРСПЕКТИВЛИЈИ

Жени кеоложи-кеофизики мəљуматлар кəстəрпир ки, Јевлах—Агчабəди чөкəклинин Еосен чөкүнтүлэри жени нефт-газ јатаглары ахтарыш чəһəтинчə перспективли зонадыр. Бу чөкүнтүлэрин нефтлик-газлыгы перспективлији чөкəклинин шимал-гəрб вə чəнуб-шəрг јамачларында вə мəржəзи һиссəсиндə јерлэшən саһəлэрлə əлагəдардыр.

Еосен чөкүнтүлэринин нефтлик-газлыгы перспективлији қəритəси тəртиб едилмишдир. Һəмин хəритəдə жени нефт-газ јатаглары ашкар етмəк үчүн ахтарыш-кəшфијјат ишлэри тəвсијə едилэн Көјчəј—Минкəчевир, Саатлы—Күрдəмир, Белəсувар—Гарадолу Мезозој галхымларынын јамачлары өз əксини тапмышдыр.

S. G. Salayev, B. M. Averbukh, Z. R. Hadzhiyev

#### PERSPECTIVES OF NEW OIL AND GAS POOLS PROSPECTINGS IN EOCENE DEPOSITS OF YEVLAKH-AGDZHABEDY DEPRESSION IN THE LIGHT OF NEW GEOLOGO-GEOPHYSICAL DATA

In this work on the result of new geologo-geophysical data the most perspective territories within researched zone are distinguished on which conducting of immediate prospecting for exposure of new oil and gas pools in Eocene is recommended.

The map of perspectives of oil and gas content of Eocene deposits of researched zone is given.

Г. Г. ГАБУЗОВ, Э. В. КОГАН, Г. М. ЭФЕНДИЕВ, Б. И. ЕСЬМАН

ПОЛУЭМПИРИЧЕСКАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
 ЗАБОЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО  
 БУРОВОГО РАСТВОРА

В настоящее время известен целый ряд аналитических зависимостей, предназначенных для расчета температуры циркулирующего бурового раствора в скважинах, бурящихся при установившемся тепловом режиме промывки.

Различаясь между собой в способах определения отдельных величин, входящих в исходное дифференциальное уравнение, эти зависимости в неявной форме могут быть записаны следующим образом (для температуры восходящего потока  $\tau$  в затрубном пространстве):

$$\tau = f \left[ \left( t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 \right); a_2; \lambda; H; \Gamma; Z \right]. \quad (1)$$

Здесь  $t_0$  — средняя температура нисходящего потока промывочной жидкости на устье скважины;  $\Gamma$  — геотермический градиент;  $a_1$ ;  $a_2$  — характеристики теплообмена соответственно нисходящего и восходящего потоков;  $\theta_0$  — температура пород на устье скважины;  $\lambda$  — некоторая функция, причем  $\lambda = \varphi(a_1, a_2)$ ;  $H$  — глубина скважины;  $Z$  — текущая координата по глубине.

Однако расчеты по аналитическим зависимостям достаточно сложны и требуют знания трудноопределяемых характеристик теплообмена  $a_1$  и  $a_2$ . С другой стороны, нахождение температуры по эмпирическим зависимостям, составленным на базе обобщения промысловых замеров устьевых и забойных температур, хотя и намного проще, но при этом не учитываются многие влияющие факторы. Исходя из этого возникает необходимость в методике расчета, сочетающей достоинства аналитического и эмпирического подходов.

Такую методику возможно построить на базе статистической обработки промыслового материала по замеру температуры и нахождению многофакторного уравнения между безразмерными комплексами, полученными с помощью теории подобия из аналитических зависимостей. При этом появляется возможность исключить из расчета трудноопределяемую величину  $a_2$ . С этой целью перепишем зависимость (1) для условия устья, т. е. при  $Z=0$ .

В этом случае  $\tau = \tau_0$  и из (1) получаем:

$$(\tau_0 - \theta_0) = f_1 \left[ \left( t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 \right); a_1; a_2; \Gamma; H \right]. \quad (2)$$

Для условий забоя, когда  $Z=H$ , то  $\tau = \tau_n$ .

$$\theta_0 + \Gamma H - \tau_n = f_2 \left[ \left( t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 \right); a_1; a_2; \Gamma; H \right]. \quad (3)$$

Определив из каждого уравнения  $a_2$  и приравняв правые части, после исключения повторяющихся членов получим:

$$F \left[ (\tau_0 - \theta_0); \Delta; \left( t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 \right); a_1; \Gamma; H \right] = 0,$$

где

$$\Delta = \theta_0 + \Gamma H - \tau_n; a_1 = \frac{\kappa_1 \pi d_m}{Q \cdot \rho C_p};$$

$d_m$  — расчетный диаметр бурильных труб  $d_m = d_e + \delta$ ;  $\delta$  — толщина стенки;  $Q, \rho, C_p$  — объемный расход, удельный вес и теплоемкость промывочной жидкости соответственно;  $\kappa_1$  — коэффициент теплопередачи, который определяется по обычным формулам (см. напр. [2]).

Принимая в качестве основных величин с независимой размерностью  $a_1$ , и  $(\tau_0 - \theta_0)$ , с помощью  $\pi$ -теоремы получим:

$$F_0(\pi_1; \pi_2; \pi_3; \pi_4) = 0, \quad (4)$$

где

$$\pi_1 = \frac{\Delta \cdot a_1}{\Gamma}; \pi_2 = \frac{\tau_0 - \theta_0}{t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0}; \pi_3 = \frac{\Gamma}{a_1(\tau_0 - \theta_0)}; \pi_4 = a_1 H.$$

Поскольку в  $\pi_1$  входит величина  $\Delta$ , включающая в себя искомую температуру восходящего потока на забое  $\tau_n$ , то в качестве выходного параметра примем именно этот критерий, т. е.  $\pi_1$ , а математическую модель выразим в виде:

$$\pi_1 = b_1 \pi_2^{b_2} \pi_3^{b_3} \pi_4^{b_4}, \quad (5)$$

где  $b_1$  — коэффициент, учитывающий влияние всех факторов, оставшихся при проведении промысловых наблюдений постоянным;  $b_i$  ( $i=2,3,4$ ) — неизвестные показатели степеней, характеризующие интенсивность влияния критериев  $\pi_2, \pi_3, \pi_4$  на  $\pi_1$ .

Предварительный анализ данных показал, что с целью упрощения вычислительных операций можно ввести обозначение  $\pi_5^{b_5} = \pi_3^{b_3} \pi_4^{b_4}$ .

Тогда

$$\pi_1 = b_1 \pi_2^{b_2} \pi_5^{b_5}. \quad (6)$$

Для нахождения конкретных значений коэффициентов использовались фактические данные по замеру забойной температуры, полученные различными авторами [1, 2] и показанные в табл. 1.

Подвергая промысловый материал статистической обработке, после определения коэффициентов  $b_i$  из выражения (6) получаем:

$$\pi_1 = 1,41 \pi_2^{1,63} \pi_5^{0,96}. \quad (7)$$

Если считать, что критерий  $\pi_1$  может быть принят за выходную переменную, а  $X = \pi_2^{1,63} \pi_5^{0,96}$  за входную, то обработка данных, приведенных в табл. 2, показывает, что коэффициент корреляции равен 0,91, что говорит о тесной связи между рассматриваемыми критериями. Если ошибку выразить в процентах, то при доверительной вероятности, равной 0,95, расчетные температуры будут отличаться от истинных значений в среднем на 8%. Вместе с тем осуществление

критериального подхода облегчает процесс оценки и определения искомой температуры.

После нахождения зависимости в виде безразмерных критериев можно перейти к ее представлению в явном виде. С этой целью подставляя значения  $\pi$  — членов в выражение (7) получим:

$$\tau_n = \theta_0 + \Gamma H - \frac{1,41 (\tau_0 - \theta_0)^{0,7} \cdot \Gamma^2 \cdot H}{a_1 \left( t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 \right)^{1,7}} \quad (8)$$

Следует заметить, что в полученном выражении (8) показатели степени округлены: 0,67 до 0,7; 1,96 до 2,0; 1,63 до 1,70; 0,96 (показатель степени при  $H$ ) до 1,0. Такое округление, не приводя к существенной ошибке, в то же время значительно упрощает все расчеты и сохраняет общую размерность формулы.

В таком виде уже легко оценить роль и влияние отдельных величин на значение выходного параметра — забойной температуры раствора.

Рассмотрим использование выражения (8) на примере определения глубинной температуры  $\tau_n$  в скважине 2 площади Мирская на глубине 3313 м.

Таблица 1

Площадь	$H$ , м	$\theta_0$ , °C	$\tau_0$ , °C	$t_0$ , °C	$\frac{\Gamma}{a_1}$ , °C/м	$\tau_n$ , °C
Юбилейная	2560	13,0	44,0	41,5	363	67,0
Мирская	3313	"	62,0	58,8	377	87,0
Платнировская	3074	"	67,7	64,5	380	74,6
	3209	"	63,0	60,0	374	83,5
Мирная Балка	2440	"	41,8	39,5	274	48,0
Глубокий Яр	3325	"	52,0	48,7	273	61,6
Мирская	3756	"	59,0	55,0	362	104,5
Куколовская	2519	"	52,0	49,5	385	56,4
Юбилейная	3960	"	62,0	58,0	346	92,0
Северо-Казанская	3420	"	70,6	67,2	380	98,6
Карадаг	3000	23,5	41,0	38,0	178	50,0
Тегчай	2030	14,5	53,5	50,0	336	62,0
	3750	14,5	57,0	53,0	336	83,0

Таблица 2

$a_1 \cdot 10^4$ 1/м	$\pi_1$	$\pi_2$	$\pi_3$	$\pi_4$
18,5	1,99	0,65	0,63	4,73
19,51	2,62	0,78	0,40	6,46
5,42	0,79	0,45	1,28	1,67
11,96	1,58	0,64	0,63	3,88
12,35	1,44	0,59	0,77	3,01
12,69	1,97	0,68	0,55	4,22
13,98	1,72	0,68	1,56	5,25
7,84	1,09	0,45	1,26	1,98
9,01	1,51	0,60	1,00	3,57
14,41	1,68	0,71	0,47	4,93
4,3	0,65	0,31	2,35	1,29
8,5	0,66	0,52	1,01	1,72
12,5	2,49	0,64	0,63	4,70

Значения необходимых для расчета величин берем из табл. 1 и 2, а именно:  $H=3313$  м;  $(\tau_0 - \theta_0) = 49^\circ\text{C}$ ;  $\Gamma = 377 \cdot 10^{-4}$  °C/м;  $\theta_0 = 13^\circ\text{C}$ ;  $t_0 + \frac{\Gamma}{a_1} - \theta_0 = 64^\circ\text{C}$ ;  $a_1 = 19,5 \cdot 10^{-4}$  1/м. Подстановка этих величин в (8) дает:

$$\tau_n = 13 + 377 \cdot 10^{-4} \cdot 3313 - \frac{1,41 \cdot 49^{0,7} (377 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 3313}{19,5 \cdot 10^{-4} \cdot 64^{1,7}} = 13 + 125 - 45 = 93^\circ\text{C}.$$

По табл. 2 выясняем, что в результате замеров для данного случая была получена забойная температура равная  $87,2^\circ\text{C}$ . Сопоставляя расчетные значения с фактическими находим, что относительная ошибка равна 5,7%, что находится в пределах допустимого.

### Литература

1. Дейкин В. В., Коган Э. В., Проселков Ю. М. О величине коэффициента теплопередачи в бурящихся скважинах. Труды ВНИИБТ. Промывка и технология крепления скважин. М., 1973.
2. Кулиев С. М., Есьман Б. И., Габузов Г. Г. Температурный режим бурящихся скважин. М., «Недра», 1968.

Г. Г. Габузов, Е. В. Коган, Г. М. Эфендиев, Б. И. Есьман

### СИРКУЛЈАСИЈА ЕДАН ГАЗМА МЭЛУЛУ ГУЈУДИБИ ТЕМПЕРАТУРУНУН ТЭЈИНИ ҮЧҮН ЈАРЫМЕПИРИК АСЫЛЫЛЫГ

Мөгаләдә мәлум олан нәзәри дүстурлара дахил едилән вә чәтинликлә тәјин олуна параметрин тәчрүби мә'лумат васитәсилә мә'лум параметрләрлә әвәз олуна масы көстәрилир. Нәтичәдә јарымемпирик тәнлик алыныр ки, һәммин тәнлик бура хыла билән дәгигликлә газма мәлулу гују дибиндәки температурун тәјин едилмәси үчүн истифадә олуна биләр.

G. G. Gabusov, E. V. Kogan, G. M. Efendiev, B. I. Esman

### SEMI-EMPIRICAL DEPENDENCE FOR THE DEFINING OF BOTTOM TEMPERATURE OF THE CIRCULAR MUD

The authors suggest the methods of summarizing of field data on temperature regime of the drilling wells by the way of founding of multifactor regression equation between the sizeless complexes received by means of the theory of similarity out of analytical dependencies. The methodics simultaneously refuses the necessity of calculation of the non-stationary heat change factor. The authors received the regressior equation similar to functional dependence. The relative temperature calculation error with calculus of probability 0,95 is valued  $8 \pm 4\%$ .

УДК 622.244.6.05

А. Э. КУЛИЕВ, А. П. МАНСУРОВ

### КРИТЕРИИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ ПРОХОДИМОСТЬ ПАКЕРА В ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Одним из важных резервов повышения добычи нефти и газа является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) многопластовых месторождений. Практика нефтедобычи показала эффективность этого метода эксплуатации скважин как с технической, так и с экономической стороны. Применение ОРЭ особое значение приобретает при разработке морских месторождений, где бурение и эксплуатация наклонно-направленных скважин с большими отклонениями от вертикали осуществляется с отдельной платформы или же с отдельного основания. При этом, сроки службы этих платформ являются весьма ограниченными.

Основным звеном в конструкции указанных скважин является пакер, работающий в сложных условиях. Так, практика применения пакера с разъединителем в эксплуатационных колоннах в морских месторождениях показала, что при спуска-подъемных операциях часто происходит его заклинивание. Срок службы пакера зависит от его геометрической формы, сил трения, усилия передаваемого на него колонной труб, давления и температуры пластовой жидкости, угла искривления скважины и т. п.

Определение условия проходимости пакера с разъединителем в эксплуатационной колонне является одним из основных вопросов при проектировании наклонно-направленных морских скважин со значительным отклонением и интенсивностью искривления ствола, предназначенных для ОРЭ. Одним из этих условий является соблюдение необходимого зазора между пакером и колонной при их концентричном расположении, что требуется при расчетах конструкции искривленной колонны.

По данным ряда исследователей, величина зазора между пакером и обсадной колонной должна находиться в пределах 2—6 мм [1]. Так, для 168 мм эксплуатационной колонны диаметр пакера должен быть не менее 138 мм, а для 146 мм — не менее 121 мм. Длина существующих пакеров колеблется в пределах 1300—1800 мм, а внутренний диаметр в пределах 76—90 мм. Другим важным условием проходимости пакера является выбор минимального радиуса кривизны колонны с точки зрения обеспечения необходимой ее прочности и геометрического расположения пакера в искривленной части колонны.

Таким образом, нахождение критерия, характеризующего условия свободного прохождения пакера в искривленной части эксплуатационной колонны, предназначенной для ОРЭ, имеет важное теоретическое и практическое значение.

Настоящая статья посвящена определению критерия, характеризующего проходимость пакера в искривленной части эксплуатационной

колонны, спускаемой в наклонно-направленную скважину для ОРЭ, с учетом вышеуказанных условий.

С целью определения минимального значения радиуса кривизны колонны авторами использован типовой профиль скважины, широко распространенный на морских месторождениях Азербайджана, состоящий из вертикального участка, участка плавного набора максимального угла искривления, прямолинейного наклонного участка и участка плавного снижения угла искривления ствола, продолжающегося до проектной глубины.

Преимущество указанного профиля заключается в том, что бурение с использованием отклонителя происходит на больших глубинах, что приводит к сокращению бурения с использованием отклонителя. Помимо того, в связи с работой отклонителя на больших глубинах, где встречаются сравнительно устойчивые породы, уменьшается вероятность образования желобов, приводящих к затылкам и авариям инструмента. Этот профиль является рациональным также и с точки зрения последующей эксплуатации скважины.

Расчет эксплуатационной колонны, спускаемой в скважины с указанным профилем, должен производиться с учетом условия прохождения пакера с разъединителем в ее искривленной части.

С целью обеспечения необходимой прочности эксплуатационной колонны напряжение, возникающее на ее искривленном участке, не должно превышать предела текучести. Следовательно, минимальное значение радиуса кривизны колонны определяется по формуле [2]:

$$R_{\min}^{(1)} = \frac{D_n E}{2\sigma_T}, \quad (1)$$

где  $D_n$  — наружный диаметр трубы;  $E$  — модуль упругости материала трубы;  $\sigma_T$  — предел текучести материала трубы.

С другой стороны, минимальное значение радиуса искривления колонны находим исходя из геометрического расположения пакера в ее искривленной части.

Согласно приведенного рисунка, зазор между пакером и нижней стенкой обсадной колонны равен:

$$h = R - \sqrt{R^2 - 0,25 l^2}, \quad (2)$$

где  $R$  — радиус кривизны искривленного участка колонны;  $l$  — длина пакера.

Для определения величины зазора между пакером и нижней стенкой обсадной колонны также можно написать:

$$h = d_T - (d_n + \delta), \quad (3)$$

где  $d_T$  — внутренний диаметр обсадной трубы;  $d_n$  — наружный диаметр пакера;  $\delta$  — зазор между пакером и верхней стенкой обсадной колонны.

Допуская, что  $\delta = 0$ , из совместного решения (2) и (3) определяем минимальное значение радиуса искривления колонны:

$$R_{\min}^{(2)} = \frac{(d_T - d_n)^2 + 0,25 l^2}{2(d_T - d_n)}. \quad (4)$$

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

## К ВОПРОСАМ ИСТОЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ЛЕГКИХ НЕФТЕЙ

Вопросы фильтрации легких нефтей в пористой среде стали разрабатываться в последние годы в связи с открытием и вводом в промышленную разработку залежей этого типа. Специфика процессов протекающих в залежах легких нефтей, а также в газоконденсатных залежах привела к необходимости создания новой модели течения в пористой среде многофазных углеводородных жидкостей [1—7 и др.].

В [2] нами была показана эффективность предложенной в [1] системы дифференциальных уравнений для описания процесса фильтрации в пористой среде легких нефтей. При этом были установлены некоторые характерные особенности рассмотренного процесса. В частности были описаны закономерности изменения со снижением пластового давления средней нефтенасыщенности, газового фактора, подынтегрального выражения обобщенной функции Христиановича. Были выполнены сравнения среднепластовых характеристик процесса истощения определенных на основе бинарной модели [1] и модели газированной нефти.

В [2, 3] приводились некоторые результаты разработки залежей легкой нефти на режимах истощения и водонапорном.

Ниже будут даны результаты исследований процесса истощения, позволяющие оценить влияние массопереноса нефти в газовой фазе на основные показатели процесса истощения. Расчеты проводились для тех же условий, что и в [2], и следующих исходных данных:

$$P_0 = 34,42 \text{ МПа}; m = 0,2; h = 15 \text{ м}; r_k = 1000 \text{ м}; r_c = 0,1 \text{ м}; k = 0,05 \text{ мкм}^2.$$

На рис. 1—3 иллюстрируется процесс истощения залежи легкой нефти при трех различных депрессиях на пласт (соответственно 1,96 МПа, 3,92 МПа и 7,84 МПа). На рис. 4—6 даются одноименные показатели истощения той же залежи при тех же условиях эксплуатации, но определенные по методике расчета, описывающей фильтрацию газированной нефти. Сопоставляя соответствующие зависимости рис. 1 и 4, 2 и 5, 3 и 6, отмечаем характерные элементы несовпадения.

Дебит скважины по нефти  $q_n$  в начальный период эксплуатации (на рис. 1 и 4 до 1,5 года) при учете массопереноса нефти (рис. 1) несколько ниже, чем без учета (рис. 4). Весь остальной период эксплуатации дебит нефти при учете массопереноса существенно выше. Это связано со следующим обстоятельством. На первом этапе снижения пластового давления выделившийся из нефти газ мало подвижен. Вместе с тем газ этот, выделившись из нефти, сам растворяет в себе некоторое количество потенциально жидких углеводородов. Растворение некоторой массы нефти в газовой фазе является причиной несколько более высоких текущих значений газового фактора в первый период и значительно более низких газовых факторов в последующий [1].

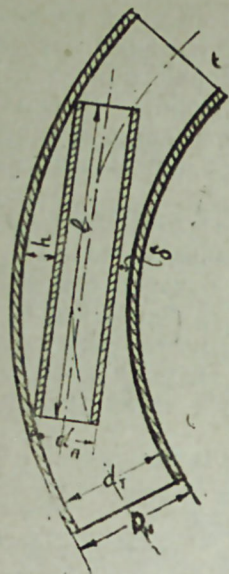


Схема расположения пакера с разъединителем в искривленной части колонны.

Сопоставление выражений (1) и (4) показывает, что радиусы искривления, определяемые исходя из условия обеспечения необходимой прочности колонны и геометрического расположения пакера в ней отличаются друг от друга. Следовательно, для свободного прохождения пакера на искривленном участке обсадной колонны радиус искривления должен удовлетворять следующему неравенству:

$$R > \max \{R_{\text{min}}^{(1)}, R_{\text{min}}^{(2)}\}, \quad (5)$$

т. е. радиус искривления колонны необходимо выбрать с таким расчетом, чтобы его величина была больше величин, рассчитанных по формулам (1) и (4).

### Литература

1. Максатов Р. А., Доброскок Б. Е., Зайцев Ю. В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых месторождений. М., Недра, 1974.
2. Тимошенко С. П. Соппротивление материалов, т. I, М., Наука, 1965.

А. Э. Гулиев, Э. П. Мансуров

### ПАКЕРИН ГУЛУ КӨВДЭСИНИН ЭЈИЛМИШ ЊИССЭСИНДЭН КЕЧМЭСИНИ ХАРАКТЕРИЗЭ ЕДЭН МЕ'ЈАР

Мәгалә истисмар кәмәринин эјилмиш һиссәсиндән пакерин ајрычы илә сәрбәст кечмәсини өдәјән минимал эјринин радиусунун кәмәрин мөһкәмлик вә һәндәси характеристикалары әсасында тапылмасы мәсәләсинә һәср едилмишдир. Тәклиф едилән ме'јар манли гујуларда јералты аваданлыг элементлеринин лажһәләшдирилмәси үчүн әһәмијјәт кәсб едир.

A. E. Kuliev, A. P. Mansurov

### THE CRITERION CHARACTERIZING PACKER PENETRATION IN CROOKED WELLS

The article determines minimal value of a radius of casing string curvature taking into consideration solid and geometrical characteristics of its crooked part for the penetration of a packer with a separator.

The suggested criterion is of interest while projecting the elements of subterranean equipment for slant holes.

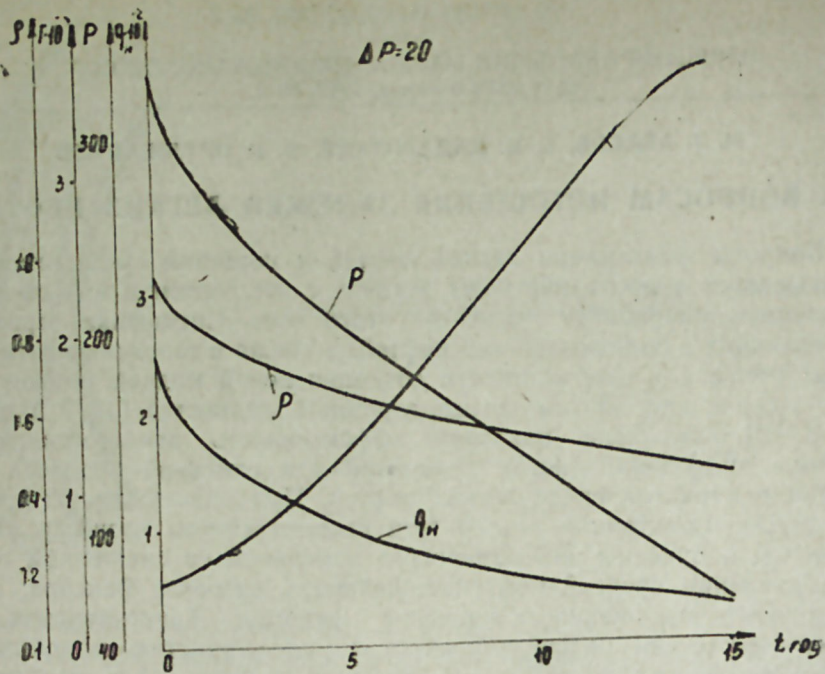


Рис. 1. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 20$ , бинарная модель течения).

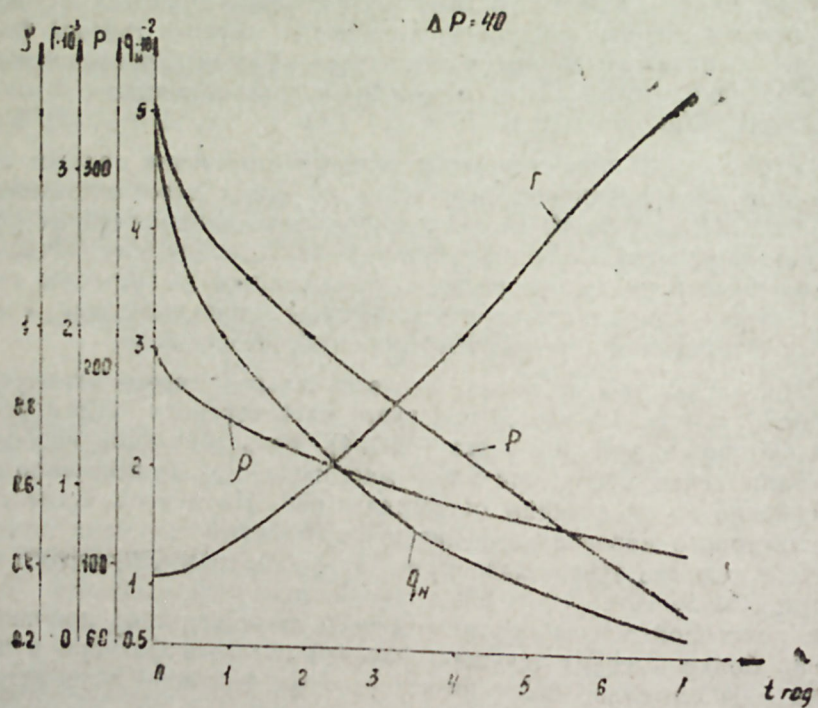


Рис. 2. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 40$ , бинарная модель течения).

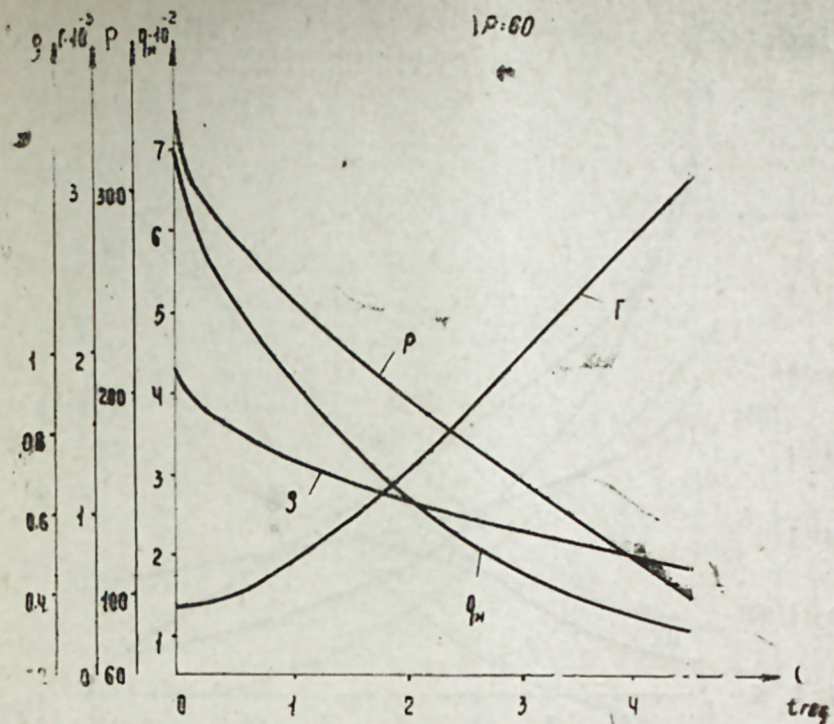


Рис. 3. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 60$ , бинарная модель течения).

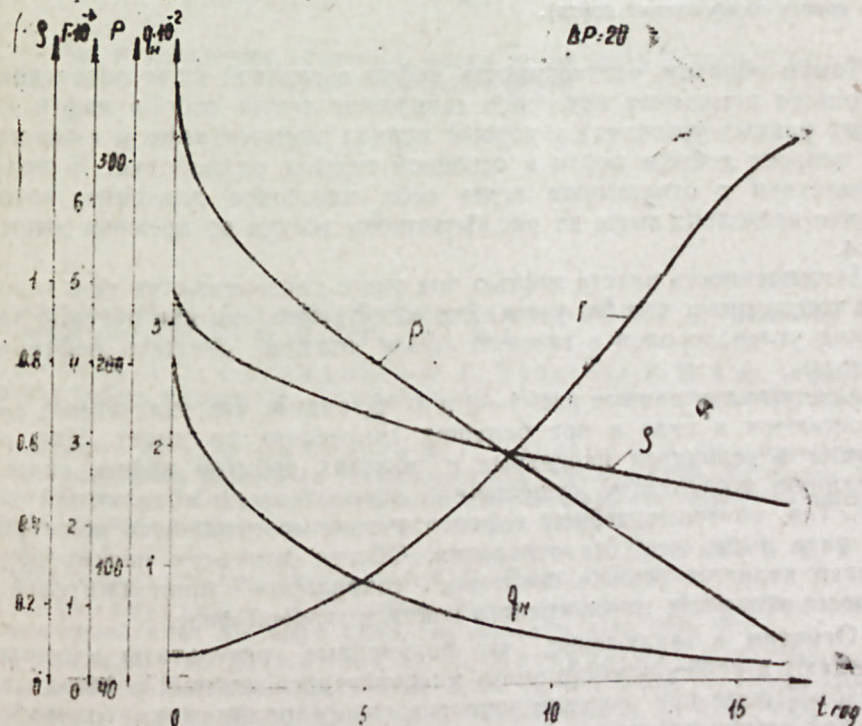


Рис. 4. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 20$ , модель газированной нефти).

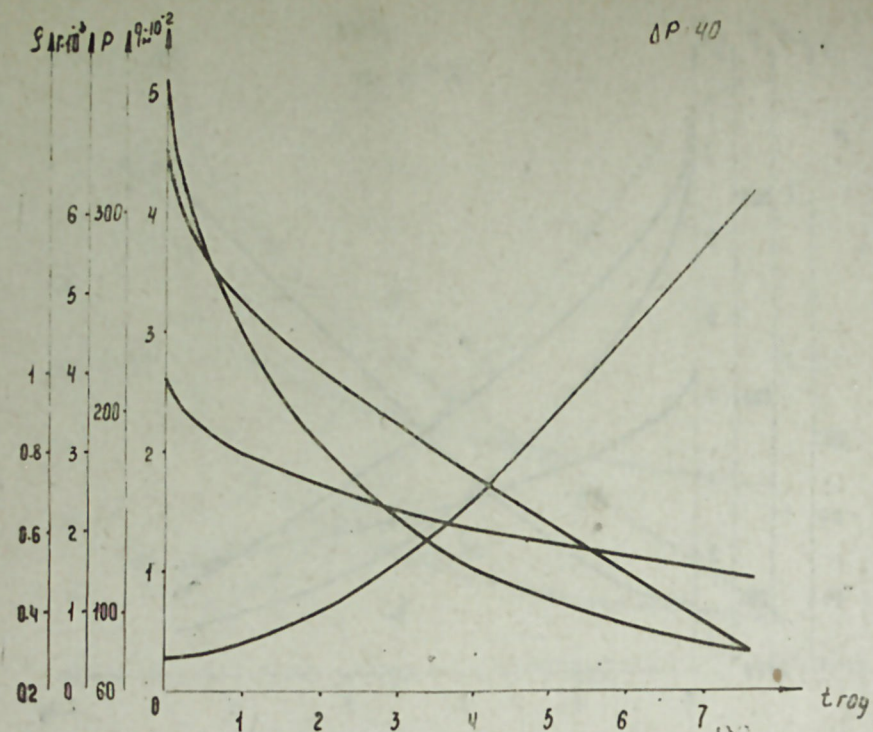


Рис. 5. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 40$ , модель газированной нефти).

Таким образом, растворимость нефти в газовой фазе обеспечивает в процессе истощения некоторое занижение темпа отбора нефти (при прочих равных условиях) в первый период эксплуатации и существенный прирост добычи нефти в основной период разработки. В полном соответствии с отмеченным ведет себя пластовое давление, которое вначале несколько выше на рис. 1, а затем всегда во времени выше на рис. 4.

Насыщенность пласта нефтью при учете растворимости ее в газовой фазе всегда ниже, чем без учета. Это естественно, так как переход части жидких углеводородов в газовую фазу должен снижать нефтенасыщенность.

Сопоставляя данные рис. 1—3 и 4—6, видим, что полученные выводы остаются в силе и при больших депрессиях на пласт. При этом разница в величинах начальных и текущих дебитов нефти, сохраняя описанную особенность, существенно возрастает по абсолютной величине. Так, конечные дебиты нефти с учетом ее испарения примерно в два раза выше, чем без испарения. Общим для всех рассмотренных случаев является также некоторое сокращение продолжительности процесса при учете массопереноса нефти в газовой фазе.

Отметим в заключение, что полученные результаты однозначно убеждают в необходимости учета массопереноса жидких углеводородов в газовой фазе при решении вопросов газогидродинамики разработки залежей легких нефтей.

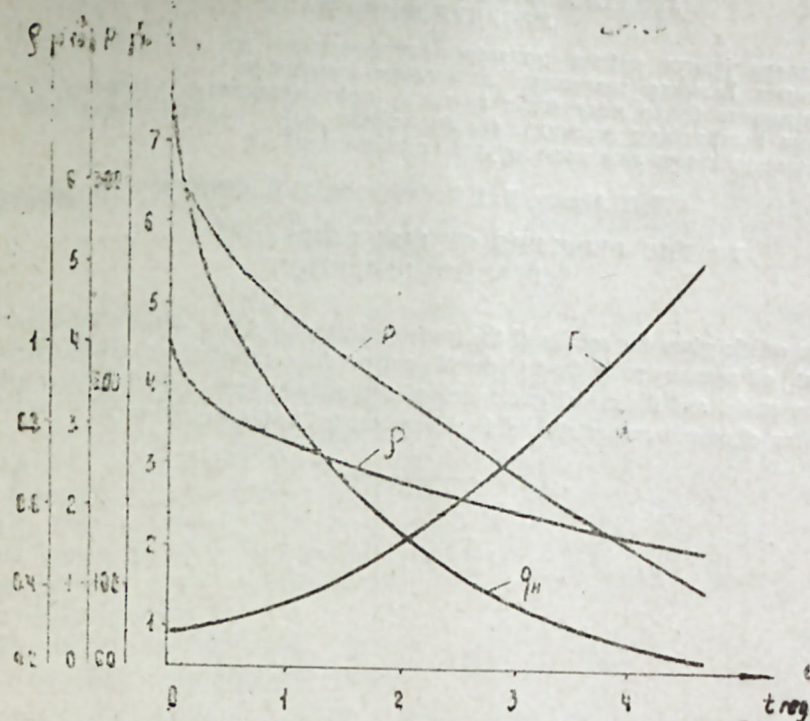


Рис. 6. Показатели истощения залежи легкой нефти ( $P_k - P_c = 60$ , модель газированной нефти).

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджаллиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. «ДАН Азерб. ССР», 1966, № 4.
2. Абасов М. Т., Оруджаллиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1978, № 4.
3. Абасов М. Т., Оруджаллиев Ф. Г., Акперов Н. А. Некоторые особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений. Материалы Всесоюзного совещания «Основные направления совершенствования разработки газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками». Баку, 1980.
4. Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1967, 356 с.
5. Николаевский В. Н. О выборе систем уравнений фильтрации газоконденсатных смесей. «Изв. АН Азерб. ССР», сер. геол.-геогр. наук, 1965, № 1.
6. Розенберг М. Д., Желтов Ю. П., Шовкринский Г. Ю. Исследования фильтрации многокомпонентных смесей. В кн.: Добыча нефти, М., Недра, 1964.
7. 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. Аббасов, Х. И. Дадашзаде, Ф. Н. Оручэлиев

ЈУНКУЛ НЕФТЛИ ЈАТАГЛАРЫН ТҮКЭНМЭСИ  
МЭСЭЛЭЛЭРИНЭ ДАИР

Мәгаләдә јункул нефтли јатагларын түкәнмәсинин үч мүхтәлиф темплә нефт кәтүрүлмәси һалында тәдгигинин нәтичәләри кәстәрилди.  
Сүзүлмәнин бинар моделиндән вә газлы нефт моделиндән истифадә етмәклә ту- тушдурма һесабатлары әсасында, газ фазасында маје карбоһидрогенләрин күтлә- етүрүлмәсинин нәзәрә алынмасы зәрурәти верилмишдир.

М. Т. Abasov, H. I. Dadash-zade, F. G. Orudjaliev

TO THE PROBLEMS OF LIGHT OILS  
DEPOSITS DEPLETION

The article gives the results of the investigation of light oil deposit depletion at three different oil recovery rates. On the base of comparative calculations using the binary filtration model and the model gasificated oil the authors have shown the necessity of the calculation of mass transportation of liquid carbonates in the gas phase.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1982, № 3

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1982, № 3

УДК 550.832.7:553.98.061.4(479.24)

Е. А. ШАХГЕЛЬДИЕВА

ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРЕЗОВ  
ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ

С целью установления зависимости физических свойств (удельное электрическое сопротивление, диффузионно-адсорбционная активность) пород от литолого-петрографических факторов изучалась электрометрическая характеристика отложений верхнего отдела продуктивной толщи месторождений Центрального Апшерона: Сураханы и Карачухур и ряда месторождений Прикуринской низменности: Кюравдаг, Мишовдаг, Карабаглы, Кюрсангя. Удельные электрические сопротивления (УЭС) пластов сопоставлялись с результатами опробования скважин. На месторождениях Сураханы и Карачухур УЭС водоносных пластов изменяется от 0,5—1 до 2—3 ом. УЭС нефтеносных пластов от 2—3 до 10—25 ом [1].

По сураханской свите месторождения Сураханы максимальное сопротивление водоносного пласта  $\rho_{к.вп}^{max}$  составляет 2 ом, а минимальное сопротивление нефтеносного пласта  $\rho_{к.нп}^{min} = 1,5$  ом. Исходя из этого электрометрический критерий нефтегазоносности  $\rho_{кр} = 1,5$ —2 ом. По сабунчинской свите этого же месторождения

$$\rho_{к.вп}^{max} = 4 \text{ ом}, \rho_{к.нп}^{min} = 2 \text{ ом}, \text{ а } \rho_{кр} = 2 - 3 \text{ ом.}$$

По сабунчинской свите месторождения Карачухур

$$\rho_{к.вп}^{max} = 4 \text{ ом}, \rho_{к.нп}^{min} = 1,5 \text{ ом}, \text{ а } \rho_{кр} = 1,5 - 3 \text{ ом.}$$

Совершенно иной является электрометрическая характеристика коллекторов ПТ месторождений Прикуринской области. На месторождениях Карабаглы и Кюрсангя в разрезе I—VI горизонтов сопротивления как водоносных, так и нефтеносных пластов изменяются от 2,5—3 до 5—7 ом, а кривые распределения имеют одинаковую форму с модальным значением 3,5—4 ом, вследствие чего граничное значение  $\rho_{кр}$  для разделения нефтеносных и водоносных пластов определить не удастся.

На месторождении Кюровдаг нефтеносным пластам II—VI горизонтов соответствуют сопротивления от 3 до 8—10 ом, а для пород I горизонта они достигают более высоких значений — до 24 ом. УЭС водоносных пластов этих же горизонтов изменяются от 2 до 6 ом. Критические значение сопротивлений для I горизонта составляют 5 ом, для II—VI горизонтов — 4,5 ом.

Относительные ошибки при разделении пластов на водоносные и нефтеносные для сураханской и сабунчинской свит месторождения Сураханы не более 10%, а для сабунчинской свиты месторождения Карачухур достигают 20%. По площадям Прикуринской низменности эти

ошибки значительно выше и составляют 30—50%, за исключением I горизонта месторождения Кюровдаг, где они не превышают 20%.

Для выяснения причин такого различного распределения величин сопротивлений обоих регионов были рассмотрены основные факторы, влияющие на УЭС пластов: минерализация пластовых вод, минералогический состав и литолого-коллекторские свойства пород [2].

Сопоставление минерализаций пластовых вод обоих регионов свидетельствует о том, что водоносные пласты верхнего отдела ПТ площадей Сураханы и Карачухур, насыщенные сильноминерализованной водой (140—110 г/л), отличаются низкими значениями сопротивлений, а водоносные пласты площадей Прикуринской низменности, насыщенные слабоминерализованной водой (10—40 г/л), имеют более высокие значения сопротивлений, приближающиеся к сопротивлению нефтеносных пластов. С другой стороны, сопротивления нефтеносных пластов площадей Прикуринской низменности смещаются в сторону низких значений, по-видимому, вследствие литологических особенностей пород.

Отложения обоих регионов представляют собой серию переслаивающихся песков, песчаников, алевролитов, алевритов, глин и их гранулометрических смесей.

На месторождениях Сураханы и Карачухур преобладают глинистые и песчано-глинистые алевролиты. Доля участия их в формировании коллекторов составляет 40—75%. На площадях Мишовдаг и Кюровдаг основное участие в формировании коллекторов принимают глинисто-алевролитовые пески (38—44%) и глинистые алевролиты (35—39%). На площади Карабаглы большую часть составляют хлидолиты (33%). Отложения верхнего отдела ПТ площадей Сураханы и Карачухур отмечаются преобладанием алевролитовой и довольно высоким содержанием глинистой фракции (табл. 1).

На площадях Прикуринской низменности содержание песчаной и алевролитовой фракций изменяется в одинаковых пределах и лишь на площади Кюрсанга отмечается увеличение содержания алевролитовой фракции и снижение содержания песчаной. Содержание глинистой фракции увеличивается от площади Кюровдаг к площади Карабаглы (табл. 1).

Как видно, коллекторы обоих регионов являются в одинаковой степени глинистыми и отличаются лишь по содержанию крупно- и среднезернистой фракции. Сравнение средних значений гранулометрических коэффициентов показало, что коллекторы верхнего отдела ПТ площадей Сураханы и Карачухур характеризуются меньшими значениями медианных диаметров зерен, чем коллекторы площадей Прикуринской низменности, за исключением пород площади Кюрсанга.

Более мелкозернистым породам соответствуют большие значения коэффициентов асимметрии: для площадей Центрального Апшерона средние значения коэффициента асимметрии  $S_k$  близки к 1 или немного превышают 1; на площадях Прикуринской низменности  $S_k < 1$ .

Лучшей отсортированностью характеризуются отложения сабунчинской свиты месторождений Сураханы и Карачухур. На площадях Прикуринской низменности величины коэффициента сортировки  $S_0$  увеличиваются, причем отсортированность пород ухудшается от Кюровдага к площади Карабаглы.

Сопоставляя параметры коллекторских свойств пород обоих регионов, можно отметить, что средние значения пористости близки

Таблица 1

Месторождение	Свита, горизонт	Кол-во определений	Гранулометрический состав, %				Пористость, %	Карбонатность, %	Проницаемость, мД	Гранулометрические коэффициенты			Минералогический состав, %		
			>0,25	0,25—0,1	0,01—0,1	<0,01				Md, мм	$S_k$	$S_0$	Q	Ps	Pl
Сураханы	Сураханская	10	1,6	15,8	52,8	29,8	23,6	—	0,018	1,12	2,40	20—60	20—50	5—50	
Карачухур	Субаунчинская	196	0,4	11,4	53,6	34,6	25,3	26)	0,731	0,94	2,30				
	Сабунчинская	147	2,7	11,4	53,1	32,8	23,3	48)	0,068	0,70	2,74				
Кюровдаг	1	137	2,8	39,0	40,9	17,3	21,4	100	0,050	0,74	3,35	10—80	10—40	50—70	
Мишовдаг	1	114	1,8	35,5	39,2	23,5	24,4	106	0,070	0,74	4,01				
Карабаглы	1—VI	122	5,7	34,3	28,4	31,6	21,7	74	0,128	1,03	2,97				
Кюрсанга	1—VI	86	0,6	21,4	51,3	26,8	21,5	80							

между собой, причем в Прикуринской низменности меньшие значения пористости соответствуют породам площадей Карабаглы и Кюрсангя. Песчано-алевритовые породы Прикуринской низменности характеризуются пониженной проницаемостью по сравнению с породами Центрального Апшерона. Карбонатность пород невысокая.

Основными глинистыми минералами в породах Центрального Апшерона являются гидрослюда и каолинит, суммарное содержание которых превышает 80% тонкопелитовой фракции. Преобладающим глинистым минералом в тонкопелитовой фракции пород Прикуринской низменности является монтмориллонит, составляющий более 85% этой фракции. Главным отличием пород обоих регионов является различие минералогического состава.

Основным породообразующим минералом отложений ПТ Центрального Апшерона является кварц. Наибольшее содержание его (40—60%) имеет место в песчаных породах, в алевритовых породах оно не превышает 20—40%. В большом количестве отмечаются полевые шпаты. В песчано-алевритовых породах сураханской свиты содержание полевых шпатов составляет 30—40%, в отложениях субанчинской свиты возрастает до 70%. В меньшем количестве содержатся обломки пород. В глинистых породах содержание кварца не превышает 20—30%. Зерна кварца полуокатанные, в песчаных породах изредка отмечаются хорошо окатанные зерна. Полевые шпаты представлены калиевыми и реже натриевыми разновидностями. Все они в той или иной степени разрушены, в связи с чем поверхность их зерен покрыта пелитовым материалом.

В составе тяжелой фракции преобладают магнетит, ильменит, слюды, устойчивые минералы, отмечаются также амфиболы и пироксены.

Песчаные и алевритовые породы I—VI горизонтов ПТ Прикуринской низменности относятся к полевошпатово-кварцево-граувакковому типу. В составе легкой фракции преобладают обломки пород (50—70%), причем в направлении от площади Мишовдаг к площади Карабаглы их содержание уменьшается. Соответственно в том же направлении увеличивается содержание полевых шпатов от 13 до 45%. В породах площадей Мишовдаг и Кюровдаг содержание кварца преобладает над полевыми шпатами (20—27%).

На площадях Карабаглы и Кюрсангя содержание кварца уменьшается до 10%. Среди обломков пород преобладают кремнистые 50—60%, карбонатные присутствуют повсеместно, но в небольших количествах 5—25%, а эффузивные составляют 20—35%, лишь в Мишовдаге количество их уменьшается до 10%. Соответственно здесь увеличивается количество обломков глинистых пород (до 25%), которые на других площадях составляют незначительную часть (до 5%).

В составе тяжелой фракции присутствуют магнетит, ильменит (до 40%), такое же содержание пироксенов и амфиболов. Кроме того, отмечаются пирит, мусковит и единичные зерна эпидота и устойчивых минералов.

Цемент пород обоих регионов в основном глинистый, известковый. Иногда в отложениях Прикуринской низменности глинисто-хлоритовый. Тип цементации поровый, контактный и базальный.

Как видно, отложения ПТ Центрального Апшерона характеризуются преобладающим содержанием кварца, высокой степенью окатан-

ности зерен и являются хорошими коллекторами с высокой проницаемостью и сравнительно низким содержанием остаточной воды. Полимиктовые породы ПТ Прикуринской низменности отличаются преобладанием обломков кремнистых, глинистых и эффузивных пород, характеризующихся высокой удельной поверхностью и повышенным содержанием связанной воды.

Количество остаточной или связанной воды зависит также от содержания и типа глинистых минералов. Как известно, по величине удельной поверхности и количеству связанной воды монтмориллонит занимает первое место среди глинистых минералов [4].

Следовательно, отложения ПТ на площадях Прикуринской низменности характеризуются повышенной остаточной водонасыщенностью также за счет повышенного содержания монтмориллонита. Высокое содержание остаточной воды в коллекторах объясняет пониженные значения УЭС нефтеносных пластов на площадях Прикуринской низменности.

На изучаемых месторождениях наряду с УЭС были определены фактические и максимальные амплитуды потенциалов собственной поляризации ПС (табл. 2). Сопоставление амплитуд ПС по площадям

Таблица 2

Месторождение	Свита, горизонт	Кол-во определ.	Средн. $\Delta U_{сп. ф}$ мВ	Кол-во определ.	Средн. $\Delta U_{сп. макс}$ мВ	$\rho_{пв. О.М.М}$	$\rho_{ф. О.М.М}$	Ест. мВ	$\rho_{ф. \rho_{пв}}$		
Сураханы	Сураханская	150	18,5	14	35,4	0,042	0,22	53	5,2		
"	Сабунчинская	96	16,3			0,050	0,22	48	4,4		
Карачухур	I—VI	367	19,2	68	33,6	0,045	0,22	53	4,9		
Кюровдаг		293	2,2			0,10	0,72	59,5	5,3		
Кюрсангя		206	23,6			33	31,6	0,160	0,43	34,4	2,7
Карабаглы		17	26,4			81	36,2	0,210	0,52	31,5	2,5

показывает, что средние значения максимальных амплитуд ПС обоих регионов близки между собой, а фактические амплитуды ПС по месторождениям Сураханы и Карачухур несколько меньше, чем на площадях Прикуринской низменности. Статические амплитуды ПС на площадях Центрального Апшерона, а также на месторождении Кюровдаг значительно превышают максимальные амплитуды.

На месторождении Кюрсангя статические и максимальные амплитуды примерно равны, а на площади Карабаглы отмечается некоторое уменьшение статических амплитуд по сравнению с максимальными.

Как известно [1], снижение наблюдаемых амплитуд ПС по сравнению со статическими может объясняться увеличением глинистости коллекторов, низкой активностью глини, химическим составом пластовой воды и фильтрата бурового раствора (влиянием углещелочных реагентов), а в нефтегазосных пластах повышенными значениями УЭС.

Так как на месторождениях Сураханы и Карачухур отмечается стабильная минерализация пластовых вод и буровой раствор не содержит никаких реагентов, то снижение амплитуд ПС здесь можно объяснить влиянием литологии, а в продуктивных частях пластов — повышенными значениями удельных электрических сопротивлений.

На площадях Прикуринской низменности на диффузионно-адсорбционную активность пород помимо литологического фактора (повышенной глинистости отложений) оказывает влияние химический состав фильтрата бурового раствора. Глинистые растворы изготовлялись на морской или куринской воде с добавлением утяжелителей (барит, магнетит) и углещелочного реагента (10%).

Как уже указывалось, на этих месторождениях сопротивления нефтеносных и водоносных пластов практически не отличаются. Поэтому влияние повышенных значений УЭС на амплитуды ПС нефтеносных пластов не сказывается. Кроме того, наличие АВПД на площадях Прикуринской низменности оказывает влияние на петрофизические свойства пород и, возможно, является фактором, создающим отличие ПС в разрезе этого района от ПС в разрезе Центрального Апшерона.

Превышение величин максимальных амплитуд ПС, наблюдаемых в скважинах месторождения Карабаглы, над статическими, по-видимому, объясняется существованием потенциалов фильтрации.

Таким образом, установлено, что на различные геофизических характеристик разрезов ПТ существенное влияние оказывает, в первую очередь, минералогический состав легкой фракции пород, типы глинистых минералов, составляющих цемент пород-коллекторов, и соленость пластовых вод.

#### Литература

1. Буряковский Л. А., Буният-заде Т. М., Палатник Г. Г., Шахгельдиева Е. А., Гарибов Н. М. Электрометрические критерии нефтегазоносности ПТ месторождений Сураханы и Карачухур. «Геология нефти и газа», 1974, № 1.
2. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., «Недра», 1975.
3. Мустафаев И. С. Литофация и палеогеография среднеплиоценовых нефтегазоносных отложений Каспийской впадины. Баку, 1963.
4. Ханин А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М., «Недра», 1976.

Ј. Ә. Шаһкәлдијева

#### МӘҢСУЛДАР ГАТ КӘСИЛИШИННИ ЛИТОЛОЖИ ХУСУСИЈӘТЛӘРИНИН КЕОФИЗИКИ ХАРАКТЕРИСТИКАЈА ТӘСИРИ

Сухурларын физики хусусијәтләринин литоложи-петрографик факторлардан асылыгыны өјрәнмәк үчүн Мәркәзи Абшеронун вә Курјаны дүзәнлијинин бәзи јатагларында мәһсулдар гатын јухары бөлмәси сухурларынын электрометрик характеристикасы өјрәнилмишдир. Тәјин едилмишдир ки, мәһсулдар гатын кеофизики характеристикасына биринчи нөвбәдә сухурларын јүнкүл фраксијасынын минераложу таркиби, сухур коллекторларда семент ролуну ојнајан килли минералларын нөвү вә ләј суларынын дузалуғу бөјүк тәсир кәстәрир.

E. A. Shakhgeldieva

#### THE INFLUENCE OF LITHOLOGICAL PECULIARITIES OF THE STRATUM SECTIONS UPON THE GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS

To determine the dependence of physical properties of rocks on lithological-petrographical factors the author has examined the electrometrical characteristics of sediments of the upper part of the stratum of the number of deposits of the Central Apsheron and the Prekurinskaya lowland. It is stated that in the first place the difference of geophysical characteristics of the stratum sections is greatly influenced by the mineralogical content of light fractions type of clay minerals constituting the cement of rocks-collectors and reservoir water salinity.

УДК 553.982.053:622.75

И. С. БЕЛОВ

#### ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ НА НЕФТЕОТДАЧУ

Опыт разработки нефтяных месторождений СССР показывает, что после эксплуатации залежей скважинами с поверхности в недрах остается огромное количество высококачественной остаточной нефти. Зарубежная и отечественная практика шахтной добычи нефтяных месторождений свидетельствует о том, что в начальной стадии разработка залежей происходит в различных условиях [6]. Благодаря достижению более плотной сетки подземных скважин давление в пласте разряжается [7] и переходит постепенно в гравитационный режим.

Анализируя положение использования геологических запасов нефтяных месторождений, Н. К. Байбаков утверждает: «...по эффективности использования запасов нефти шахтный способ является весьма надежным и перспективным. Степень использования запасов при гравитационном режиме может повыситься с 15—20 до 50—60% от начальных запасов, а в сочетании с тепловыми методами до 80—90% [3]. Поэтому данная статья посвящена указанному виду режима — основному при перемещении нефти в горные выработки или скважины в условиях разработки нефтяных месторождений подземным способом.

В последние годы экспериментально установлено, что нефти ряда месторождений, приемлемых к подземной разработке, содержащие сравнительно большое количество парафина и асфальтено-смолистых веществ в пластовых условиях, обладают структурно-механическими свойствами, т. е. при их фильтрации имеет место отклонение от закона Дарси.

Статистический анализ промысловых данных по темпам использования запасов при разработке залежей (160 ньютонских и 129 неньютонских) показал, что средневзвешенное значение коэффициента использования запасов по залежам ньютонских нефтей составляет 0.49, а неньютонских — 0.21% [1]. Ранее проведенные опыты позволили установить, что при температуре 30°C нефть с содержанием смол более 22% обладает структурно-механическими свойствами. Неньютонские нефти характеризуются в основном двумя параметрами: предельным напряжением сдвига  $\tau$  и структурной вязкостью  $\eta$ , способствующими уменьшению нефтеотдачи пластов.

Структурно-механические свойства нефти исследовались при помощи капиллярной установки постоянного давления. Опыты проводи-

лись в медном капилляре диаметром 4 мм и длиной 400 мм. что соответствует отношению длины капилляра к диаметру ( $\frac{l}{d}=100$ ). За-

данная температура в каждой серии опыта поддерживалась при помощи контактного термометра и нагревательной системы. Зная перепад давления и объемный расход нефти, прошедшей через капилляр, можно построить реологическую кривую зависимости  $Q=f(\Delta p)$  при различных температурах. Экстраполируя полученные прямолинейные отрезки до пересечения с осью абсцисс, находим давление ( $\Delta p_0$ ), соответствующее предельному напряжению сдвига ( $\tau$ ) при различных температурах. На рис. 1 приводится зависимость предельного напряжения сдвига от температуры для исследованных нефтей. Если температура в пласте ниже предельной температуры перехода от вязкопластичного состояния в обыкновенное, то в пластовых условиях нефти обладают структурно-механическими свойствами.

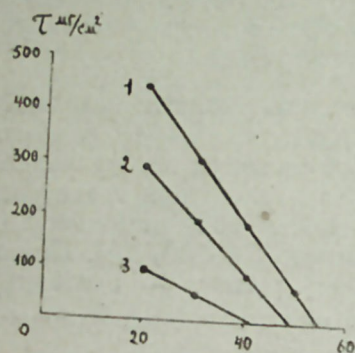


Рис. 1. Зависимость предельного напряжения сдвига от температуры. 1—скв. 363; 2—скв. 2248; 3—скв. 1106

Физико-механические свойства нефтей, использованных в опытах, приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Место отбора	Предельное напряжение сдвига, мг/см <sup>2</sup>	Структурная вязкость, спуз	Содержание, %			
			акцизные смолы	асфальтены	парафины	механические примеси
«Карадагнефть», VIII год скв. 1129	—	260	25	0,02	0,28	следы
«Лениннефть», ПКС низы скв. 1106	97,8	170,3	32	0,0	следы	0,4
«Лениннефть», ПКС верхи скв. 2248	293,8	168,2	34	0,60	следы	1,2
«Артемнефть», КС низы скв. 363	450,0	210,7	44	1,83	0,30	следы

Для исследования влияния предельного напряжения сдвига на нефтеотдачу в опытах были использованы чисто кварцевые и естественные пески с проницаемостью пористой среды от 2,5 до 20,5 *дарси*. В опытах с естественным песком применялась остаточная щелочная вода в количестве 31,7% от объемов пор.

Результаты опытов обработаны и построены в виде кривых зависимостей нефтеотдачи от предельного напряжения сдвига (рис. 2). Из

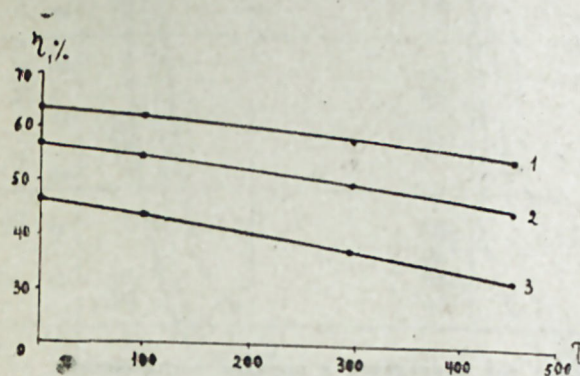


Рис. 2. Кривые зависимости  $\eta=f(\tau)$ . 1—20,5 *дарси*; 2—14,1 *дарси*; 3—7,5 *дарси*.

рисунка видно, что с увеличением предельного напряжения сдвига нефтеотдача уменьшается и тем больше, чем меньше проницаемость пористой среды. Так, если при проницаемости пористой среды 20,5 *дарси* нефтеотдача уменьшилась от 65,4 (ньютоновская) до 55,8%, то при проницаемости 7,5 *дарси* она изменялась от 48,5 (ньютоновская) до 32,7%, что составило 15,8% от начального объема нефти. Нефтеотдача при естественном песке проницаемостью 2,5 *дарси* и наличии остаточной воды в условиях ньютоновской нефти (скв. 1129) составила 15,8%, тогда как при неньютоновской нефти (скв. 1106) было получено лишь 2,1%. Срок разработки с увеличением предельного напряжения сдвига увеличивается. Так, при проницаемости пористой среды 20,5 *дарси*. Срок разработки изменялся от 10 (ньютоновская) до 17 суток, тогда как при 7,5 *дарси* — от 18 до 29 суток. Из ранее проведенных опытов с ньютоновскими нефтями разной вязкости было выявлено, что вязкость нефти не влияет на высоту капиллярной зоны [5]. Капиллярную зону определяли после окончания гравитационного истечения путем экстрагирования проб нефтенасыщенного песка по длине модели на аппарате Закса.

Из табл. 2 видно, что с увеличением предельного напряжения сдвига в пределах данной проницаемости пористой среды, высота капиллярной зоны увеличивается.

Как видно из данных кривых остаточной нефтенасыщенности, уменьшение нефтеотдачи по сравнению с ньютоновскими нефтями происходит в основном за счет ее увеличения в капиллярной и переходной зонах (рис. 3). Остаточная насыщенность, определенная в дренированной зоне, с ростом предельного напряжения сдвига увеличивается. Так, при проницаемости 20,5 *дарси* она меняется незначительно — от 18,3 до 21,5%, тогда как при проницаемости 7,5 *дарси* — от 23,6 до 36,4%

Таблица 2

Проницаемость, <i>дарси</i>	Высота капиллярной зоны, <i>см</i>		Разница в высоте капиллярных зон, <i>см</i>
	ньютоновская нефть	неньютоновская нефть	
20,5	17	17* (скв.1129)	—
		25	8
		36	19
		50	33
14,1	25	25	—
		32	7
		56	31
		72	47
7,5	33	33	—
		40	7
		68	35
		90	57

\* Величины высоты капиллярных зон приводятся в порядке расположения нефтей, описанных в табл. 1.

от объемов пор. При этом оптимальная длина модели, необходимая для проведения опытов с этими нефтями, при которой наблюдается постоянство величины нефтеотдачи для данной проницаемости пористой среды, также равно при соотношении  $\frac{l}{h}=4$ , определенному ранее в

работе [4] для ньютоновских нефтей. Примером для подтверждения уменьшения притока нефти в этих условиях могут служить данные работы [2], в опытах которых применялась ньютоновская нефть с НГДУ «Лениннефть» (скв. 890) вязкостью 138 *спуаз* и нефть с «Артемнефти» (скв. 385) с предельным напряжением сдвига и вязкостью равными 550 *мг/см<sup>2</sup>* и 105 *спуаз*.

Анализируя эти данные, замечаем, что с повышением температуры расход нефти, обладающей структурно-механическими свойствами (скв. 385) значительно меньше (несмотря на меньшую вязкость) по сравнению с расходом нефти, не обладающей этими свойствами (скв. 890). Затухание фильтрации нефти, обладающей структурно-механическими свойствами объясняется тем, что в порах адсорбируются коллоидные пленки из асфальтено-смолистых веществ, для которых необходимо дополнительное давление для фильтрации. Скорость фильтрации ньютоновской нефти значительно увеличивается с повышением температуры при одинаковых условиях нефтеотдача значительно меньше у неньютоновской нефти. В этом случае большое значение имеет определение и создание в пористой среде, той температуры, при которой нефть теряет свои структурно-механические свойства. Для исследуемых нефтей, как видно из кривых (рис. 1), эта температура составляет 70°. Таким образом, для разработки месторождений с неньютоновскими нефтями подземным способом необходимо использовать те системы, при которых возможно было применять тепловое воздействие сразу же после буровых работ.

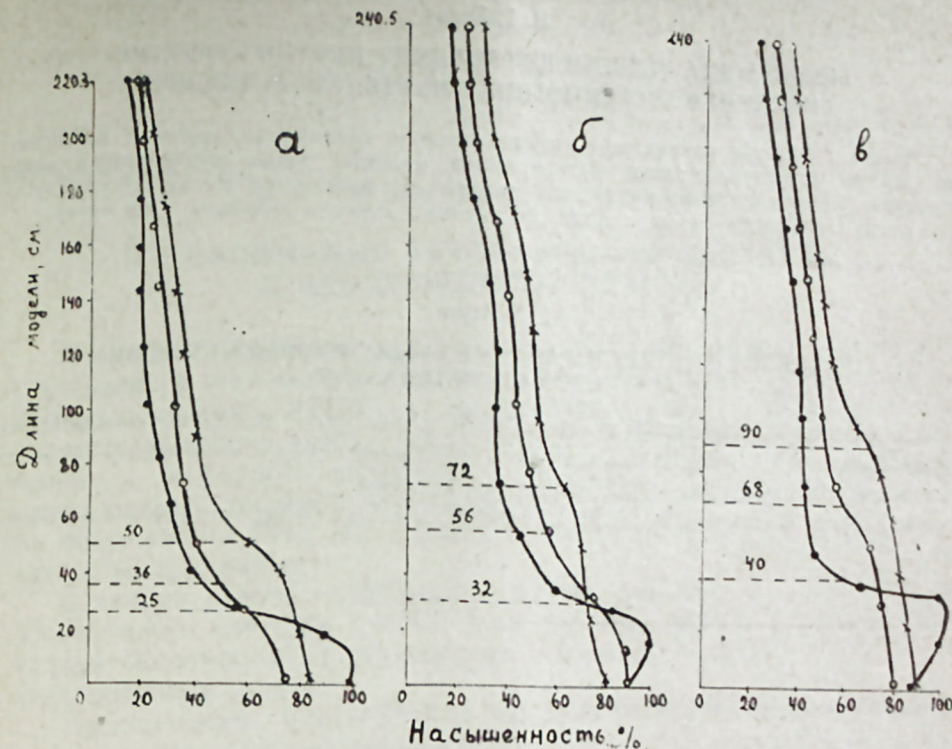


Рис. 3. Кривые распределения остаточной насыщенности неньютоновской нефти (● — скв. 1106; ○ — скв. 2248; × — скв. 363) по длине модели при разных проницаемостях пористой среды (а — 20,5 *дарси*; б — 14,1 *дарси*; в — 7,5 *дарси*).

#### Литература

1. Алекперова З. Ю., Гурбанов Р. С. О коэффициенте нефтеотдачи при разработке месторождений неньютоновских нефтей. Сб. применение неньютоновских систем в добыче. АВНИИОЭНГ, М., 1970.
2. Джамалов И. М. Электротепловая обработка призабойной зоны скважин на промыслах Азербайджана. Баку, 1971.
3. Задача народнохозяйственной важности. «Экономическая газета», 1974, № 11.
4. Мамедов Ш. Н., Белов И. С. О процессе дренирования нефти в условиях гравитационного режима. АНХ, 1973, № 7.
5. Мамедов Ш. Н., Белов И. С. Влияние вязкости нефти на нефтеотдачу при подземной разработке в условиях гравитационного режима. «Изв. АН Азерб. ССР», 1977, № 1.
6. Мамедов Ш. Н., Мирзоев Р. Х. Перспективы рудничной разработки нефтяных месторождений Азербайджана. Эм, 1971.
7. Опыт разработки нефтяных месторождений шахтным способом. Сб. ВНИИОЭНГ, 1965.

И. С. Белов

### ГРАВИТАСИЈА РЕЖИМИ ШЭРАИТИНДЭ НЕФТИН СТРУКТУР-МЕХАНИКИ ХУСУСИЈЭТИНИН НЕФТВЕРМЭЈЭ ТЭ'СИРИ

Магалэдэ тэчрүбэ нэтичэсиндэ мүүжэн едилмиш гравитасија режими шэраитиндэ нефтин структур-механики хусусијэтинин артдыгы лэјдэ нефтвермэнин азал-масындан вэ онун истисмар мүддэтинин артмасындан бэһс оунур. Бу һадисэ капилляр вэ кечид зоналарда галыг нефтин мигдарынын артмасы һесабына баш верир.

I. S. Belov

### INFLUENCE OF STRUCTURAL-MECHANICAL PROPERTIES OF OIL UPON OIL-RETURN

On the base of experimental investigations it is ascertained that in the conditions of gravitational regime with the rise of structural-mechanical properties of oil the oil-return is decreased, whereas the time of exploitation is increased.

It happens at expense of residual oil-saturation increase in transitional and capillary zones.

УДК 622.276.031:532.51

Н. М. ГАНИЕВ, З. А. КЕРИМОВ

### О ДЕФОРМАЦИИ ГАЗОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Вопросам разработки нефтегазовых залежей посвящен ряд работ. В основном в этих работах исследованы условия неподвижности газонефтяного контакта (ГНК) в однородных пластах [1, 3, 6, 8]. Были рассмотрены задачи нефтегазовой залежи с подгазовой зоной для одномерного и двумерного случаев [2, 5, 7, 8]. В работе [8] в начальный период разработки однородного пласта исследовано условие ограничения подвижности ГНК при наличии в пласте рядов добывающих и нагнетательных скважин.

В данной работе исследовано условие ограничения подвижности газонефтяного контакта (ГНК) при наличии рядов равнодебитных эксплуатационных и нагнетательных скважин в кусочно-однородном полосообразном пласте.

Предположим, что нефтяная часть характерного участка пласта состоит из трех зон с проницаемостями  $K_1, K_2, K_3$  (рис. 1). В первой

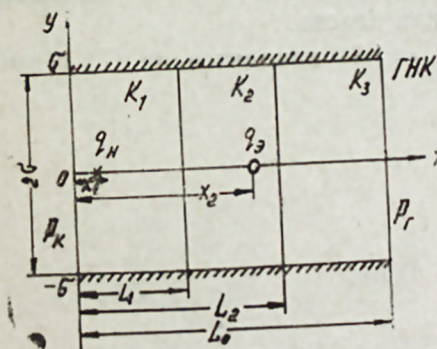


Рис. 1. Пласт, на котором происходит фильтрация жидкости.

зоне имеется одна нагнетательная скважина, а во второй — одна добывающая скважина. Пренебрегая вязкостью газа, давление на газонефтяном контакте принимается постоянным.

Математическая постановка задачи

$$\frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P_j}{\partial y^2} = 0 \quad (j = \overline{1, 3}) \quad (1)$$

$$\lim_{r_1 \rightarrow 0} r_1 \frac{\partial P_1}{\partial r_1} = \frac{\mu q_n}{2\pi K_1}; \quad \lim_{r_2 \rightarrow 0} r_2 \frac{\partial P_2}{\partial r_2} = -\frac{\mu q_э}{2\pi K_2} \quad (2)$$

$$P_3|_{x=L_0} = P_1 \quad P_1|_{x=0} = P_k \quad (3)$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial x} = \frac{K_2}{K_1} \frac{\partial P_2}{\partial x}, \quad P_1 = P_2 \quad \text{при } x = L_1 \quad (4)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial x} = \frac{K_3}{K_2} \frac{\partial P_3}{\partial x}, \quad P_2 = P_3 \quad \text{при } x = L_2 \quad (5)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial y} \Big|_{y=\pm\sigma} = 0 \quad j = 1, 3 \quad (6)$$

Решение ищется в таком виде [2]:

$$P_j = \frac{\mu q_s}{2\pi k_j} \left\{ \ln \left( \operatorname{ch} \frac{\pi(x-x_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right) - n \ln \left( \operatorname{ch} \frac{\pi(x-x_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma} \right) + A_j x + B_j + \sum_{k=1}^{\infty} (C_{jk} e^{\frac{\pi k x}{2\sigma}} + D_{jk} e^{-\frac{\pi k x}{2\sigma}}) \times \right. \\ \left. \times \cos \frac{\pi K(y-\sigma)}{2\sigma} \right\} \quad j = \overline{1,3} \quad (7)$$

где  $n = \frac{q_n}{q_s}$ ;  $q_s$  и  $q_n$  — дебиты добывающей и нагнетательной скважин на единицу мощности пласта;  $x_1$  и  $x_2$  — расстояние их от начала координат,  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости;  $K_j$  — коэффициент проницаемости  $j$ -ой зоны,  $2\sigma$  — ширина пласта.

Коэффициенты  $A_j$ ,  $B_j$ ,  $C_{jk}$ ,  $D_{jk}$  ( $j = \overline{1,3}$ ) находятся из (7) с учетом (3) — (5):

$$\left\{ \begin{aligned} A_1 - A_2 &= 0 \\ A_2 - A_3 &= 0 \\ B_1 &= \frac{4\pi K_1}{\mu q_s} P_k + \frac{\pi}{\sigma} (nx_2 - x_1) + (1-n) \ln 2 \\ A_3 L_0 + B_3 &= \frac{4\pi K_3}{\mu q_s} P_1 - \frac{\pi(L_0-x_1)}{\sigma} + n \frac{\pi(L_0-x_2)}{\sigma} + (1-n) \ln 2 \\ A_1 L_1 + B_1 - \frac{\pi(L_1-x_1)}{\sigma} - n \frac{\pi(L_1-x_2)}{\sigma} &= \frac{K_1}{K_2} \left[ A_2 L_1 + B_2 - \frac{\pi(L_1-x_1)}{\sigma} - n \frac{\pi(L_1-x_2)}{\sigma} \right] + \left( \frac{K_1}{K_2} - 1 \right) (n-1) \ln 2 \\ A_2 L_2 + B_2 + \frac{\pi(L_2-x_1)}{\sigma} - n \frac{\pi(L_2-x_2)}{\sigma} &= \frac{K_2}{K_3} \left[ A_3 L_2 + B_3 + \frac{\pi(L_2-x_1)}{\sigma} - n \frac{\pi(L_2-x_2)}{\sigma} \right] + \left( \frac{K_2}{K_3} - 1 \right) (n-1) \ln 2 \end{aligned} \right.$$

$$\left\{ \begin{aligned} C_{1k} + D_{1k} &= \frac{2}{K} \left[ e^{\frac{-k\pi x_1}{\sigma}} - n e^{\frac{-k\pi x_2}{\sigma}} \right] (-1)^k \\ C_{3k} e^{\frac{k\pi L_0}{\sigma}} + D_{3k} &= \frac{2}{K} \left[ e^{\frac{-k\pi(L_0-x_1)}{\sigma}} - n e^{\frac{-k\pi(L_0-x_2)}{\sigma}} \right] e^{\frac{k\pi L_0}{2\sigma}} (-1)^k \\ C_{1k} e^{\frac{k\pi L_1}{\sigma}} + D_{1k} - \bar{K}_1 (C_{2k} e^{\frac{k\pi L_1}{\sigma}} + D_{2k}) &= -\frac{2}{K} (\bar{K}_1 - 1) \left[ e^{\frac{k\pi(L_1-x_1)}{\sigma}} - n e^{\frac{-k\pi(L_1-x_2)}{\sigma}} \right] e^{\frac{k\pi L_1}{2\sigma}} (-1)^k \\ C_{2k} e^{\frac{k\pi L_2}{\sigma}} + D_{2k} - \bar{K}_2 (C_{3k} e^{\frac{k\pi L_2}{\sigma}} + D_{3k}) &= -\frac{2}{K} e^{\frac{k\pi L_2}{\sigma}} (\bar{K}_2 - 1) \times \\ &\times \left[ e^{\frac{-k\pi(L_2-x_1)}{\sigma}} - n e^{\frac{-k\pi(L_2-x_2)}{\sigma}} \right] (-1)^k \\ C_{1k} e^{\frac{k\pi L_1}{\sigma}} + D_{1k} &= C_{2k} e^{\frac{k\pi L_1}{\sigma}} + D_{1k} \\ C_{2k} e^{\frac{k\pi L_2}{\sigma}} - D_{2k} &= C_{3k} e^{\frac{k\pi L_2}{\sigma}} - D_{3k} \end{aligned} \right.$$

где

$$K_i = \frac{K_i}{K_{i+1}} \quad i = 1, 2$$

Выражение проекции скорости фильтрации в направлении оси  $x$  примет вид:

$$v_j(x, y) = -\frac{K_j}{\mu} \frac{\partial P_j}{\partial x} = -\frac{q_s}{4\sigma} \left\{ \frac{\operatorname{sh} \frac{\pi(x-x_1)}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(x-x_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma}} - n \frac{\operatorname{sh} \frac{\pi(x-x_2)}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(x-x_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma}} + \frac{\sigma}{\pi} A_j + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{\infty} K(C_{1k} e^{\frac{\pi k x}{2\sigma}} - D_{1k} e^{-\frac{\pi k x}{2\sigma}}) \times \right. \\ \left. \times \cos \frac{\pi(y-\sigma)}{2\sigma} \right\}.$$

Выясним характер поведения ГНК в начальный момент времени. Для этого определим выражение скорости фильтрации на линии начального контура газовой шапки:

$$v_r = -\frac{q_s}{4\sigma} \left\{ \frac{\operatorname{sh} \frac{\pi(L_0-x_1)}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(L_0-x_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma}} - n \frac{\operatorname{sh} \frac{\pi(L_0-x_2)}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(L_0-x_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi y}{\sigma}} + \right.$$

$$-\frac{\sigma}{\pi} A_2 + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{\infty} K(C_{2k} e^{\frac{\pi k L_0}{2\sigma}} - D_{2k} e^{-\frac{\pi k L_0}{2\sigma}}) \times \cos \frac{\pi (y - \sigma) K}{2\sigma}$$

Определим степень деформации ГНК по характерным линиям:

$$\frac{(v_{гн} - v_{гг}) \sigma}{q_3} = \frac{e^{\frac{\pi(L_0 - x_1)}{\sigma}}}{e^{\frac{2\pi(L_0 - x_1)}{\sigma}} - 1} - n \frac{e^{\frac{\pi(L_0 - x_2)}{\sigma}}}{e^{\frac{2\pi(L_0 - x_2)}{\sigma}} - 1} - \frac{1}{8} \sum_{k=1}^{\infty} K(C_{jk} e^{\frac{\pi k L_0}{2\sigma}} - D_{jk} e^{-\frac{\pi k L_0}{2\sigma}}) + \frac{1}{8} \sum_{m=1}^{\infty} (-1)^m 2m (C_{j, 2m} e^{\frac{\pi m L_0}{\sigma}} - D_{j, 2m} e^{-\frac{\pi m L_0}{\sigma}}) \quad (8)$$

где  $v_{гн}$  — скорость ГНК на нейтральной линии тока,  $v_{гг}$  — скорость ГНК на главной линии тока.

$$j = 3 \text{ при } L_0 > L_2, \quad j = 2 \text{ при } L_0 \leq L_2.$$

На рис. 2 представлены кривые зависимости  $v_{гн} - v_{гг}$  от  $\frac{L_0 - x_1}{\sigma}$ ,

построенные по формуле (8) в безразмерном виде в неоднородном пласте при изменении проницаемости третьей зоны. Кривые 1, 2, 3 соответствуют случаям  $K_1 = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $K_2 = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $K_3 = 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ,  $0,6 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Изменение проницаемости третьей зоны существенно не влияет на деформацию ГНК.

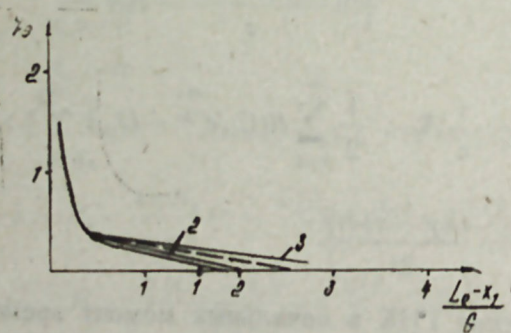


Рис. 2. Кривые зависимости  $v_{гн} - v_{гг}$  от  $\frac{L_0 - x_1}{\sigma}$  построенные по формуле (8) в безразмерном виде в неоднородном пласте при изменении проницаемости третьей зоны.

Из рис. 2 видно, что скорость деформации ГНК снижается с увеличением параметра  $\frac{L_0 - x_1}{\sigma}$ . Увеличение этого параметра может

происходить либо за счет увеличения остаточных запасов нефти между линией эксплуатационного ряда и контуром газовой шапки ( $L_0 - x_1$ ), либо за счет уменьшения расстояния между добывающими скважинами.

Кривые зависимости  $\frac{v_{гн} - v_{гг}}{q_3}$  от  $\frac{L_0 - x_1}{\sigma}$  по характеру изменения и по абсолютному значению в неоднородном и однородном (соответствующем средневзвешенному значению проницаемости) пластах практически одинаковы.

По формуле (7) были определены забойные давления нагнетательной и эксплуатационной скважин и проведены расчеты при различных значениях проницаемостей зон и  $P_r$ .

Пример:  $Q_n = Q_3 = 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сек}$ ;  $\mu = 10^{-3} \text{ па} \cdot \text{сек}$ ;  $\sigma = 200 \text{ м}$ ;  $h = 10 \text{ м}$ ;  $L_0 = 1100 \text{ м}$ ;  $L_1 = 400 \text{ м}$ ;  $h_2 = 700 \text{ м}$ ;  $x_1 = 600 \text{ м}$ ;  $x_2 = 100 \text{ м}$ .

Результаты расчетов представлены в табл. 1, 2. По средневзвешенному значению проницаемости пласта (при проницаемости зон

$$K_1 = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2, \quad K_2 = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2, \quad K_3 = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2)$$

результаты приведены в табл. 3.

Таблица 1

$K_3$	$P_k$	$P_r$	$P_3$	$P_n$
$0,1 \cdot 10^{-12}$	$101 \cdot 10^6$	$121,1 \cdot 10^6$	$102,2 \cdot 10^6$	$109,1 \cdot 10^6$
$0,3 \cdot 10^{-12}$			$108,6 \cdot 10^6$	$110,4 \cdot 10^6$
$0,6 \cdot 10^{-12}$			$111,8 \cdot 10^6$	$111,2 \cdot 10^6$
	$101 \cdot 10^6$	$101 \cdot 10^6$	$94,8 \cdot 10^6$	$107,6 \cdot 10^6$
			$96,3 \cdot 10^6$	$107,9 \cdot 10^6$
			$97 \cdot 10^6$	$108 \cdot 10^6$
			$87,6 \cdot 10^6$	$106 \cdot 10^6$
	$101 \cdot 10^6$	$81 \cdot 10^6$	$84 \cdot 10^6$	$105,2 \cdot 10^6$
			$82,1 \cdot 10^6$	$104,8 \cdot 10^6$

Таблица 2

$K_1$	$K_2$	$K_3$	$P_k$	$P_r$	$P_3$	$P_n$
$0,2 \cdot 10^{-12}$	$0,05 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$101 \cdot 10^6$	$81 \cdot 10^6$	$57,4 \cdot 10^6$	$106,6 \cdot 10^6$
$0,2 \cdot 10^{-12}$	$0,3 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$101 \cdot 10^6$	$101 \cdot 10^6$	$80,4 \cdot 10^6$	$102 \cdot 10^6$
	$0,05 \cdot 10^{-12}$				$71 \cdot 10^6$	$108 \cdot 10^6$
	$0,3 \cdot 10^{-12}$				$95 \cdot 10^6$	$108 \cdot 10^6$

Таблица 3

$K_{ср}$	$P_k$	$P_r$	$P_3$	$P_n$
$0,32 \cdot 10^{-12}$	$101 \cdot 10^6$	$101 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^6$	$105,2 \cdot 10^6$
	$101 \cdot 10^6$	$81 \cdot 10^6$	$83,8 \cdot 10^6$	$103,4 \cdot 10^6$

При различных значениях проницаемости второй и третьей зон забойное давление нагнетательной скважины в случаях  $P_k = P_r$  и  $P_k > P_r$  меняется незначительно. Существенное изменение забойного давления добывающей скважины замечается при изменении проницаемости второй зоны, особенно при малых значениях ее в зависимости от отношения  $P_r$ . При  $K_r = 0,32$  значения  $P_w$ ,  $P_s$  оказались близкими к их значениям в соответствующем неоднородном пласте.

#### Литература

1. Абасов М. Т. Гидродинамические исследования разработки газонефтяных и газоконденсатных месторождений. Теория и практика добычи нефти. «Недра», 1968.
2. Абасов М. Т., Джалилов К. Н., Кулиев А. М., Розенберг М. Д. Вытеснение газа газированной нефтью. НТС, вып. 14, 1961.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки нефтеконденсатных месторождений. М., «Наука», 1978.
4. Джалилов К. Н., Джафаров Н. Д. О фильтрации жидкости к батареям скважин в неоднородных пластах. АНХ, 1972, № 3.
5. Зиновьева А. А., Арушанова И. И. Приближенная методика процесса вытеснения подгазовой нефти к системе скважин. Сб. научных трудов, вып. 55, 1976.
6. Керим-заде В. С. Определения коэффициента охвата вытеснением нефти водой для нефтегазовой залежи при неподвижном газонефтяном контакте. Сборник научных трудов, вып. 55, 1976.
7. Кундин С. А., Курбанов А. К., Куранов И. Ф., Розенберг М. Д. Методика расчета процесса заводнения нефтегазовых залежей с обширной подгазовой зоной. НХ, 1973, № 4.
8. Кундин С. А., Куранов И. Ф., Курбанов А. К., Розенберг М. Д. Методика расчета процесса заводнения нефтегазовой залежи с обширной подгазовой зоной. Труды ВНИИ, вып. XI, 1976.
9. Сомов В. Ф. Исследование условий ограничения подвижности газонефтяного контакта. ВНИИ сб. научных трудов, № 59, 1977.

И. М. Гәнијев, З. А. Керимов

#### БИРЧИНС ОЛМАЖАН ЛАЈЛАРДА ГАЗ-НЕФТ КОНТАКТЫНЫН ДЕФОРМАЦИЈАСЫ ЫАГГЫНДА

Мәғаләдә кечиричиликләри сәбит вә мұхтәлиф олан зоналардан ибарәт лајларда иетисмар вә сувуран гујулар сырасы мөвчуд олдугда газ-нефт контактынн деформацијаја уграмасыны мәһдудлашдыран шәртләр тәдгиг едиамишдир. Иетисмар вә сувуран гујуларын гујудибн тәјигләринн тәјин етмәк үчүн алынмыш дүстурлар әсасән һесәбат апарылмыш, зоналарын кечиричилижиннн тә'сирн өрәнилмишдир.

N. M. Ganley, Z. A. Kerimov

#### ABOUT DEFORMATION OF GAS-OIL CONTACT IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS

The authors have studied the condition of the movement limitation of gas-oil contact at the presence of sets of producing and injection wells in a piece-homogeneous striped like reservoir. To determine bottom hole pressures of injection and producing wells taking into consideration reservoir heterogeneity the formulae were received and the corresponding conclusions were made.

УДК 519.242:553.98.061.4

Л. А. БУРЯКОВСКИЙ

#### ПАССИВНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ В ПЕТРОФИЗИКЕ

Решение многих петрофизических и промыслово-геофизических задач связано с проведением довольно сложных экспериментов, на основе которых устанавливаются связи между различными петрофизическими параметрами или строятся математические модели горных пород, характеризующихся этими параметрами.

Особенностью экспериментального изучения образцов горных пород является неуправляемость петрофизическими параметрами этих образцов. Вследствие этого проведение активного эксперимента в петрофизике на реальных образцах невозможно. Тем не менее анализ фонда петрофизических данных, выполненный с учетом требований методов и схем планирования экспериментов, позволяет получать информацию о петрофизических связях и строить модели горных пород при более сокращенном объеме вычислительных работ.

Наиболее простой формальной схемой является схема двухфакторного двухуровневого эксперимента, показанная на рис. 1а [1, 3]. Однако эта схема не может быть в таком виде реализована в случае обработки данных пассивного петрофизического эксперимента, поскольку значения факторов  $X_1$  и  $X_2$  на нижнем и верхнем уровнях не всегда могут принимать согласованные, т. е. равные на каждом уровне, значения. В этом случае положение точек 1, 2, 3, 4 должно обосновываться несколькими анализами, группирующимися около этих точек, как около центров тяжести. Такие анализы образуют граф-многоугольник с центрами в точках уравнений. Наименьшее число вершин у треугольника, поэтому наиболее простой является схема, показанная на рис. 2. Реализация этой схемы требует 12 полных анализов породы, содержащих оба фактора, влияющих на функцию отклика. В случае полного трехфакторного эксперимента потребуется 24 полных анализа.

Предложенная схема полного двухуровневого факторного эксперимента была применена к изучению влияния содержания глинистого и карбонатного цемента на пористость пород. С этой целью использованы результаты анализов 148 образцов пород свиты ПК месторождения Нефтяные Камни [2]. Из этого числа отобраны 63 анализа, включающих определение всех трех переменных величин. В соответствии с предложенной контурно-графической схемой из числа 63 анализов отобрано 12 (табл. 1), по которым вычислены значения глинистости  $C_{га}$  и карбонатности  $C_k$  на двух крайних уровнях, представляющих собою границы исследуемой области по этим параметрам. Значения параметров на крайних уровнях вычисляются как средние из четырех пар соседних точек образующих смежные вершины четырехугольника, 1', 2', 3', 4' (рис. 2). После такого пересчета четырехугольник 1', 2', 3', 4' трансформируется в прямоугольник 1, 2, 3, 4. Верхний уровень глини-

Исходные данные для двухфакторного двухуровневого эксперимента

№ п. п.	№ точек	№ скв.	Интервал от бора, м	$C_{гг}$ , %	$C_k$ , %	$K_n$ , %	Порода
1	1'a	386	408—418	5,9	5,3	31,6	песок песок песок
2	1'в	386	395—398	8,3	4,8	32,7	
3	1'с	526	998—1003	7,6	1,7	31,7	
—	1'	—	600	7,3	3,9	31,7	—
4	2'a	259	576—585	13,7	12,2	22,7	глин.-алевроит.-песок алевролит глинистая супесь
5	2'в	900	2050—2055	19,0	19,5	18,9	
6	2'с	900	2070—2075	15,9	18,2	17,1	
—	2'	—	1570	16,2	16,6	19,6	—
7	3'a	333	902—907	41,0	10,2	22,8	хлидолит глинистый хлидолит глинистый алевроит
8	3'в	537	853—858	37,8	8,9	22,6	
9	3'с	8	530—535	30,6	6,0	22,7	
—	3'	—	760	36,5	8,4	22,7	—
10	4'a	469	320—325	49,7	19,5	24,3	суглинок песчаный суглинок песчаный хлидолит
11	4'в	893	1100—1105	36,0	18,2	17,1	
12	4'с	502	2130—2135	34,3	22,9	11,9	
—	4'	—	1180	40,0	20,2	17,8	—
—	0	—	—	25,0	12,3	23,0	—

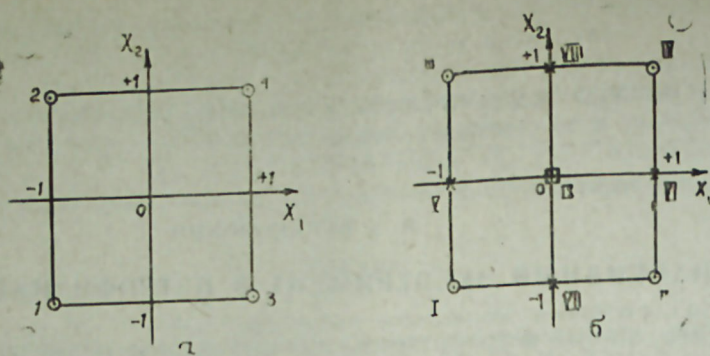


Рис. 1. Схемы двухфакторных экспериментов: а — полный двухуровневый эксперимент, б — схема ОЦКП для двух факторов.

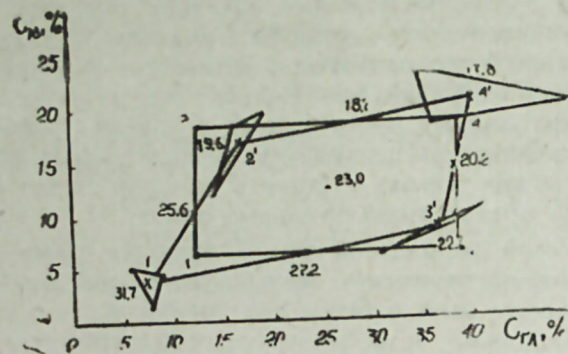


Рис. 2. Схема реализации двухфакторного пассивного эксперимента.

стоности составил  $C_{гг}^{\max} = 38,2\%$ , нижний  $C_{гг}^{\min} = 11,8\%$ . Верхний уровень карбонатности равен  $C_k^{\max} = 18,4\%$ , нижний  $C_k^{\min} = 6,2\%$ .

Основные уровни подсчитываются по формуле

$$Z_1^0 = \frac{Z_1^{\max} + Z_1^{\min}}{2} \quad (1)$$

и составляют для глинистости  $C_{гг}^0 = 25,0\%$ , для карбонатности  $C_k^0 = 12,3\%$ .

По формуле

$$\Delta Z_1 = \frac{Z_1^{\max} - Z_1^{\min}}{2} \quad (2)$$

подсчитываются интервалы варьирования, которые составляют для глинистости  $\Delta C_{гг} = 13,2\%$ , для карбонатности  $\Delta C_k = 6,1\%$ .

От натуральных координат перейдем к безразмерным с помощью формулы

$$\hat{Z}_1 = \frac{Z_1 - Z_1^0}{\Delta Z_1} \quad (3)$$

В безразмерных координатах верхний уровень равен (+1), нижний равен (-1), координаты основного уровня (центра плана) равны нулю.

Матрица планирования представлена в табл. 2. В этой же таблице указаны значения пористости  $K_n$ , полученные при анализе тех же 12 образцов пород. Коэффициенты уравнения регрессии в безразмерном масштабе определяются скалярными произведениями столбца  $K_n$  на соответствующий столбец  $\hat{Z}_1$  деленными на число опытов  $N$ :

$$b_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \hat{Z}_1 K_n \quad (4)$$

Пользуясь табл. 2, вычисляем коэффициенты регрессии:

$$b_0 = 23; b_{C_{гг}} = -2,70; b_{C_k} = -4,25; b_{C_{гг} \cdot C_k} = -1,80.$$

Учитывая значения  $b_1$ , запишем уравнение регрессии в безразмерном масштабе:

$$\hat{K}_n = 23,0 - 2,70 \hat{C}_{гг} - 4,25 \hat{C}_k - 1,80 \hat{C}_{гг} \hat{C}_k \quad (5)$$

Оценим достоверность уравнения (5) с помощью критериев Стьюдента и Фишера. Средняя дисперсия относительно средних  $K_n$  для

Таблица 2

Матрица планирования двухфакторного двухуровневого эксперимента

№ усредненных опытов	Значение факторов						Пористость, %		
	в натуральном масштабе %		в безразмерных координатах				фактическая	вычисленная	
	$C_{гг}$	$C_k$	$\overset{\wedge}{C}_{гг}$	$\overset{\wedge}{C}_k$	$\overset{\wedge}{C}_{гг}$	$\overset{\wedge}{C}_k$	$K_{п}$	$K_{п}$	$K_{п}^{\wedge}$
1	11,8	6,2	-1	-1	+1		31,7	29,9	+1,8
2	11,8	18,4	-1	+1	-1		19,6	21,4	-1,8
3	38,2	6,2	+1	-1	-1		22,7	24,5	+1,8
4	38,2	18,4	+1	+1	+1		17,8	16,0	-1,8

каждой из 4 групп равна  $S_{K_{п}}^2 = 12$ ; среднее квадратическое отклонение  $S_{K_{п}} = 3,46\%$ . Поскольку все коэффициенты уравнения (5) определяются с одинаковой точностью, то

$$S_{b_1} = \frac{S_{K_{п}}}{\sqrt{N}} = 1,73. \quad (6)$$

Значимость коэффициентов регрессии оценивается по критерию Стьюдента с помощью формулы

$$t_1 = \frac{|b_1|}{S_{b_1}}, \quad (7)$$

Подсчеты дают  $t_0 = 13,3$ ;  $t_{C_{гг}} = 1,56$ ;  $t_{C_k} = 2,46$ ;  $t_{C_{гг} C_k} = 1,04$ .

Для уровня значимости  $\alpha = 0,05$  и  $n = 12$  табулированное значение критерия Стьюдента равно 2,18. Поэтому коэффициент  $b_{C_{гг} C_k}$  является незначимым. Что касается коэффициента  $b_{C_{гг}}$ , то, несмотря на его незначимость, он сохранен в уравнении связи, исходя из требований физики процесса влияния глинистости на пористость пород.

Проверим адекватность уравнения (5) по критерию Фишера:

$$F = \frac{S_{K_{п}}^2}{S_{ост}^2}, \quad (8)$$

для чего подсчитаем остаточную дисперсию по формуле

$$S_{ост}^2 = \frac{\sum_{i=1}^4 (K_{п_i} - \overset{\wedge}{K}_{п_i})^2}{N - l}, \quad (9)$$

где  $l$  — число значимых коэффициентов в уравнении (5) равно 3.

$$S_{ост}^2 = 12,96; F = 1,1 < F_{табл.} = 4,75.$$

Оценим вклад каждого фактора (глинистости и карбонатности) в величину пористости по формуле

$$\delta_1 = \frac{|b_1|}{\sum_{i=1}^4 |b_i|}, \quad (10)$$

Доля постоянного члена уравнения является наибольшей и составляет 76,8%, влияние глинистости составляет 9,0%, карбонатности — 14,2%.

Переход от уравнения (5) к уравнению в натуральном масштабе выполняется с помощью формулы кодирования (3), с учетом которой получаем

$$K_{п} = 36,6 - 0,204 C_{гг} - 0,697 C_k. \quad (11)$$

Аналогично выполняются расчеты и для трехфакторного двухуровневого эксперимента. На том же материале установлена зависимость пористости от трех переменных глинистости, карбонатности и глубины залегания. Всего использованы 16 полных анализов для обоснования 8 точек параллелепипеда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 (рис. 3). Матрица планирования приведена в табл. 3.

Таблица 3

Матрица планирования трехфакторного двухуровневого эксперимента

№ опыта	$C_{гг}, \%$	$C_k, \%$	$H, m$	$\overset{\wedge}{C}_{гг}$	$\overset{\wedge}{C}_k$	$\overset{\wedge}{H}$	$\overset{\wedge}{C}_{гг} \overset{\wedge}{C}_k$	$\overset{\wedge}{C}_{гг} \overset{\wedge}{H}$	$\overset{\wedge}{C}_k \overset{\wedge}{H}$	$\overset{\wedge}{C}_{гг} \overset{\wedge}{C}_k \overset{\wedge}{H}$	$K_{п}, \%$	$\overset{\wedge}{K}_{п}, \%$	$K_{п}^{\wedge} - \overset{\wedge}{K}_{п}, \%$
1	11,4	5,6	503	-1	-1	-1	+1	+1	+1	-1	32,2	32,8	-0,6
2	39,2	5,6	503	+1	-1	-1	-1	-1	+1	+1	24,1	25,2	-1,1
3	11,4	19,3	503	-1	+1	-1	-1	+1	-1	+1	26,4	27,4	-0,7
4	39,2	19,3	503	+1	+1	-1	+1	-1	-1	-1	22,6	19,8	2,8
5	11,4	5,6	1312	-1	-1	-1	-1	-1	-1	+1	30,9	29,9	1,0
6	39,2	5,6	1312	+1	-1	+1	-1	+1	-1	-1	23,0	22,3	0,7
7	11,4	19,3	1312	-1	+1	+1	-1	-1	+1	-1	25,2	24,5	0,7
8	39,2	19,3	1312	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	14,5	16,9	-2,4

В безразмерном масштабе уравнение связи имеет вид

$$\overset{\wedge}{K}_{п} = 24,86 - 3,81 \overset{\wedge}{C}_{гг} - 2,69 \overset{\wedge}{C}_k - 1,46 \overset{\wedge}{H}, \quad (12)$$

а в натуральном масштабе — вид

$$K_{п} = 40,8 - 0,238 C_{гг} - 0,441 C_k - 0,0036 H. \quad (13)$$

Доля участия каждого из факторов в величине варьирования пористости составляет: для свободного члена 75,7%, для глинистости 11,6%, для карбонатности 8,2% и для глубины залегания 4,5%.

Исходные данные ОЦКП для двух факторов (C<sub>гд</sub>, C<sub>к</sub>)

№ опыта	№ скв.	Интервал отбора, м	C <sub>гд</sub> , %	C <sub>к</sub> , %	K <sub>п</sub> , %	Порода
1a	386	408—418	5,9	5,3	31,6	песок
1в	526	998—1003	9,9	3,6	31,1	песок
1	—	—	7,9	4,5	31,4	—
2a	386	408—418	36,5	1,9	25,6	хлидолит
2в	333	902—907	41,0	10,2	22,8	хлидолит
2	—	—	38,8	6,0	24,2	—
3a	7	702—706	9,7	29,2	30,0	ал. песчаник
3в	900	2050—2055	19,0	19,5	18,9	алевролит
3	—	—	14,4	24,4	24,5	—
4a	469	320—325	49,7	19,5	24,3	суглинок
4в	893	110—1105	36,0	18,2	17,1	песч. суглинок
4	—	—	42,8	18,8	20,7	—
5a	419	960—965	11,9	10,6	30,0	алевролит
5в	893	1170—1180	15,3	11,7	28,9	гл.-ал. песок
5	—	—	13,6	11,2	29,4	—
6a	34	520—525	39,1	11,4	25,6	гл. алевролит
6в	469	349—355	38,7	11,5	23,4	гл. алевролит
6	—	—	38,9	11,4	24,5	—
7a	893	1042—1047	21,6	4,8	28,9	пес.-гл. алевролит
7в	419	925—930	25,8	8,5	25,5	гл. алевролит
7	—	—	23,7	6,6	27,2	—
8a	893	1025—1032	25,5	18,2	14,0	хлидолит
8в	893	1095—1100	26,8	18,0	16,4	хлидолит
8	—	—	26,2	18,1	15,2	—
9a	893	1070—1075	21,0	10,5	22,3	гл. супесь
9в	419	975—980	26,9	12,5	25,1	гл. алевролит
9	—	—	24,0	11,5	23,7	—
Нижний	уровень	—	12,0	5,7	—	—
Верхний	уровень	—	40,2	20,4	—	—
Средний	уровень	—	24,6	11,4	24,6	—

Таблица 5

Матрица ОЦКП для двух факторов

Системы опытов	№ опыта	C <sub>гд</sub> , %	C <sub>к</sub> , %	A <sub>C<sub>гд</sub></sub>	A <sub>C<sub>к</sub></sub>	A <sub>C<sub>гд</sub></sub> A <sub>C<sub>к</sub></sub>	A <sub>C<sub>гд</sub></sub> <sup>*</sup>	A <sub>C<sub>к</sub></sub> <sup>*</sup>	K <sub>п</sub> , %	K <sub>п</sub> <sup>A</sup> , %	K <sub>п</sub> <sup>A</sup> K <sub>п</sub> <sup>A</sup>
Полный факторный эксперимент	1	12,0	5,7	-1	-1	+1	+0,33	+0,33	31,4	32,3	-0,9
	2	40,2	5,7	+1	-1	-1	+0,33	+0,33	24,2	25,3	-1,1
	3	12,0	20,4	-1	+1	-1	+0,33	+0,33	24,5	23,1	+1,4
	4	40,2	20,4	+1	+1	+1	+0,33	+0,33	20,7	19,5	+1,2
Опыты в звездных точках	5	40,2	0	+1	0	0	+0,33	-0,67	24,5	24,1	+0,1
	6	12,0	0	-1	0	0	+0,33	-0,67	29,4	29,7	-0,3
	7	0	20,4	0	+1	0	-0,67	+0,33	15,2	17,7	-2,5
	8	0	5,7	0	-1	0	-0,67	+0,33	27,2	25,2	+2,0
Опыты в центре плана	9	0	0	0	0	0	-0,67	-0,67	23,7	22,8	+0,9

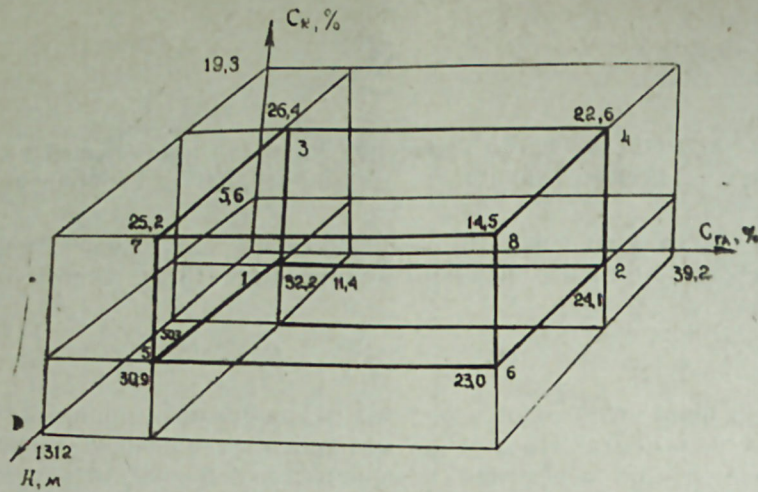


Рис. 3. Схема трехфакторного двухуровневого эксперимента.

В случае, если кривизна поверхности интерполяции велика, то уравнение связи не может быть описано многочленным вида

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^N b_i x_i + \sum_{i,j=1}^N b_{ij} x_i x_j \quad (14)$$

Для адекватного математического описания может потребоваться многочлен, содержащий члены с квадратами переменных. С этой целью используют центральное композиционное планирование эксперимента (ЦКП). Различают два вида ЦКП — ортогональное и ротатабельное. Рассмотрим, например, схему ортогонального центрального композиционного планирования эксперимента (ОЦКП). Сущность ОЦКП заключается в том, что к схеме полного факторного эксперимента добавляются опыты в так называемых «звездных» точках и в центре плана (рис. 16). Значение звездного плеча выбирается из условия ортогональности матрицы планирования. Чтобы матрица планирования была ортогональна и коэффициенты регрессии определялись независимо друг от друга по результатам опытов, вводят вспомогательные переменные  $x_{ij}^* = x_{ij}^2 - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_{ij}^2$ .

Уравнение регрессии получают в форме

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^N b_i x_i + \sum_{i,j=1}^N b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^N b_{ii} x_i^2 \quad (15)$$

Коэффициенты регрессии находят по обычным формулам, а коэффициент  $b_0$  — по формуле

$$b_0 = b_0^* - \frac{b_{11}}{N} \sum_{j=1}^N x_{1j}^2 - \dots - \frac{b_{nn}}{N} \sum_{j=1}^N x_{jn}^2 \quad (16)$$

$b_0^*$  определяется с учетом переменных  $x_{ij}^*$ .

В табл. 4 приведены исходные данные для обоснования девяти точек схемы, показанной на рис. 16. Каждая точка представляет собою среднее из двух опытов, всего использовано 18 опытов из той же серии экспериментов. Матрица ОЦКП показана в табл. 5, а на рис. 4 дана контурно-графическая схема расположения исходных данных в координатах переменных факторов  $C_{гл}$  и  $C_k$ . Трансформация граф 1, 5, 3, 8, 4, 6, 2, 7 в I, V, III, VIII, IV, VI, II, VII позволяет упорядочить исходные данные, т. е. свести их к ортогональной матрице, по которой вычисляются коэффициенты регрессии искомого уравнения.

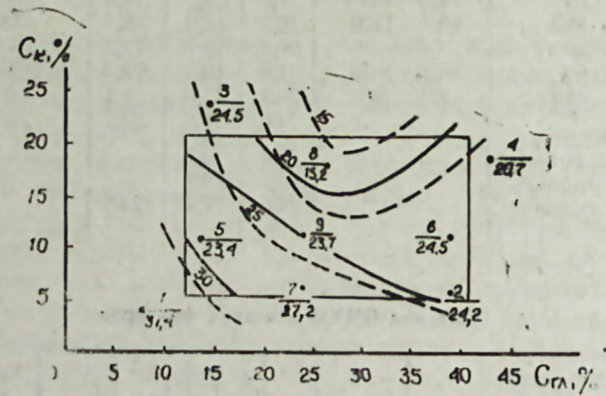
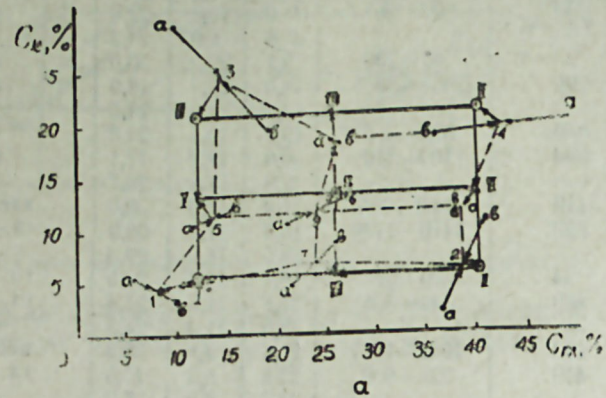


Рис. 4. Схемы реализации ОЦКП для двух факторов: а — схема трансформации, б — контурно-графическая схема.

В безразмерном масштабе уравнение связи имеет вид

$$K_n = 24,6 - 2,65 C_{гл} - 3,74 C_k + 0,85 C_{гл} C_k + 3,60 C_{гл}^2 - 2,05 C_k^2, \quad (17)$$

а в натуральном масштабе — вид

$$K_n = 43,7 - 1,23 C_{гл} + 0,26 C_k + 0,0081 C_{гл} C_k + 0,018 C_{гл}^2 - 0,037 C_k^2. \quad (18)$$

Задача может быть решена не только аналитически, но и графически, путем проведения линий равных значений поверхности интерполяции. На рис. 4 сплошными линиями показана сглаженная поверх-

ность интерполяции (значение пористости) в пределах прямоугольника, а пунктирными — фактическая поверхность в пределах граф 1, 5, 3, 8, 4, 6, 2, 7. Как видно, эти поверхности могут быть описаны многочленами второй степени.

Сравнение трех уравнений связи показывает, как постепенно усложняется вид связи и уточняется аппроксимация фактических данных. Общим для всех трех уравнений является большая доля постоянного члена, составляющая 65,5—75,7%. Это свидетельствует о том, что роль изменения глинистости и карбонатности в вариациях пористости не очень велика; в самом деле влияние глинистости и карбонатности заключено в пределах 7—13% каждого, а глубины залегания — всего 4,5%. Роль других параметров, включающих произведения и квадраты факторов, не превышает 2—10%. Характерна обратная связь между глинистостью и карбонатностью, что хорошо видно на рис. 4.

Возможны четыре варианта графических схем поверхности интерполяции функции отклика  $y$  при двухфакторном эксперименте ( $X_1, X_2$ ). Линейные поверхности описываются зависимостями вида  $y = a_1 X_1 + a_2 X_2$  и показаны на рис. 5. В случае нелинейных поверхностей под факторами эксперимента следует понимать функции от численных значе-

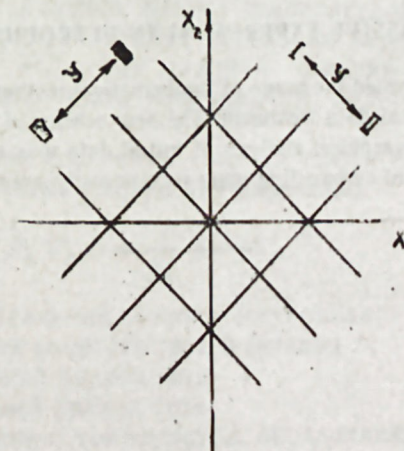
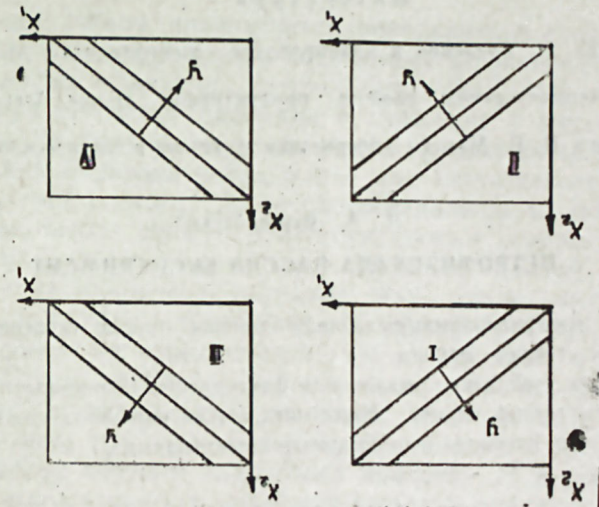


Рис. 5. Графические схемы поверхностей интерполяции при двухфакторном эксперименте.

ний этих факторов. Например, в случае степенного произведения двух факторов зависимость  $Y = X_1^{a_1} X_2^{a_2}$  примет вид  $\ln Y = a_1 \ln X_1 + a_2 \ln X_2$ . Нелинейные поверхности могут быть также аппроксимированы зависимостями, включающими произведения и квадраты численных значений факторов, как это имеет место в рассмотренном случае связи пористости пород с глинистостью и карбонатностью.

Рассмотренные примеры обработки пассивного эксперимента при решении петрофизических задач могут быть полезны и при решении задач промыслово-геофизических, когда ищутся связи между геофизическими параметрами, измеренными в скважинах, и петрофизическими параметрами, полученными в лаборатории на образцах кернов.

Схемы расчетов и отбор исходных данных для составления матриц планирования остаются теми же. Устанавливая значения уровней влияющих факторов, мы тем самым ограничиваем выборку и уменьшаем количество замеров, практически без потери информации, что не может не сказаться на повышении эффективности промыслово-геофизических и петрофизических исследований.

#### Литература

1. Адлер Ю. П. Введение и планирование эксперимента. М., «Металлургия», 1969.
2. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. Баку, «Элм», 1963.
3. Кафаров В. В. Методы кибернетики в химии и химической технологии. М., «Химия», 1971.

Л. А. Буряковский

#### ПЕТРОФИЗИКАДА ПАССИВ ЕКСПЕРИМЕНТ

Петрофизика материалларынын тәһлили заманы пассив эксперимент үсулундан истифадә етмәк тәклиф едилер.

Контур-график тәһлилин көмәји илә факторларын сәвијјәләринин јени әсәландырма схеми тәклиф олунур. Кил мигдары вә карбонатлылығын сүхурун мәсамәлијинә тәсири һаггында јени нәтичәләр алынмышдыр.

L. A. Buryakovsky

#### PASSIVE EXPERIMENT IN PETROPHYSICS

The author has suggested the usage of mathematical methods of passive experiment in the process of petrophysical data treatment. The new scheme of substantiation of the levels of factors using contour-graphical analysis of initial data was suggested. The results of the influence of clayeyness and carbonation upon rock porosity are received.

УДК 622.279.031

З. Я. АББАСОВ

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В РАБОТАЮЩЕЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ

Течение газа обычно описывают уравнением сохранения энергии в механической форме (уравнение Бернулли) [3, 5, 6]. Это уравнение содержит коэффициент гидравлических потерь, в связи с чем практические расчеты опираются на эмпирический материал по вязкости газа, шероховатости труб и зависимости гидравлических сопротивлений от режима течения газа. Соответствующие методики расчета в применении к режиму работы газовых скважин приводят, как правило, к существенным погрешностям, особенно для глубоких скважин и высоких давлений.

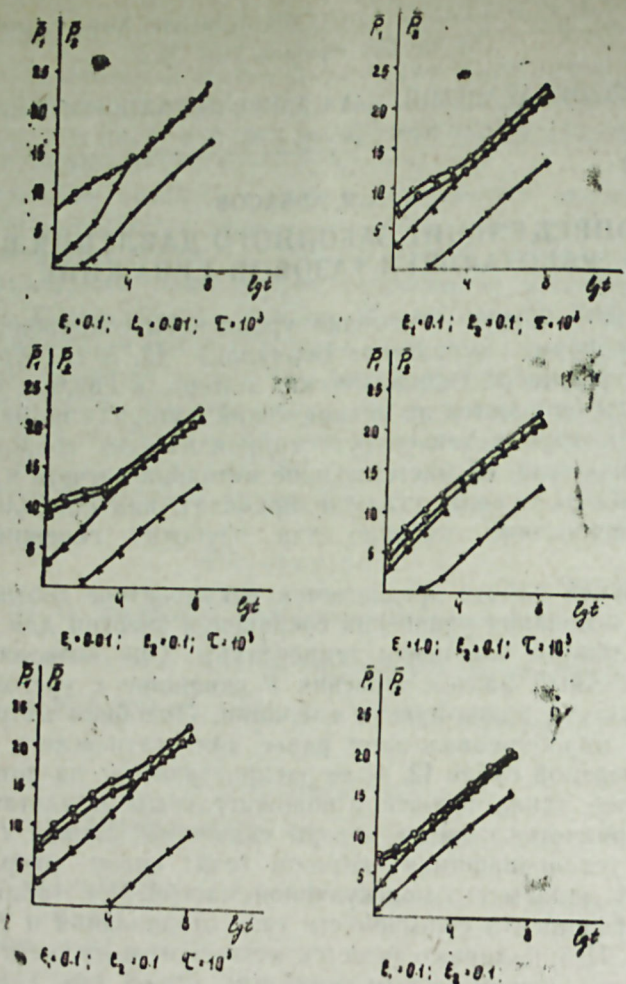
В настоящей работе предлагается рекуррентное соотношение, выведенное на основании уравнения сохранения энергии для малого участка при заданном изменении температуры. Оно позволяет осуществить итерационный расчет давления в скважине с учетом реального состояния газа на каждом шаге итерации. Подобная методика расчета давления апробирована нами ранее для статического столба газа и газоконденсатной смеси [2, 4] ее распространение на поток газа, как показано далее, также привело к положительным результатам.

Рассматривается участок ствола скважины длиной  $l$  (рис.), пересекаемый установившимся потоком газа снизу вверх. Реальные свойства газа задаем его молекулярной массой  $M$  и таблицей зависимости коэффициента сжимаемости газа от давления и температуры:  $Z = Z(P, T)$ . Поток характеризуется устьевым значением дебита газа  $Q_0$ , отнесенного к нормальным условиям:  $P_0 = 1$  ата,  $T_0 = 293,15$  К, и сечением лифтовых труб или колонны. Для верхнего сечения рассматриваемого участка считаем заданными давление  $P_n$  и температуру  $T_n$  (для первого шага итерации это будут устьевые значения параметров). Для нижнего сечения задаемся только температурой  $T_{n+1}$  (например, по геометрическому градиенту). На основании перечисленных величин определяем давление  $P_{n+1}$  для нижнего сечения рассматриваемого участка (для последнего шага итерации это будет искомое значение забойного давления).

Разделив уравнение состояния газа на время  $t$ , получим для произвольного сечения участка следующее равенство:

$$P_x V_x F = \frac{q}{M} Z_x R T_x \quad (1)$$

где  $R$  — универсальная газовая постоянная;  
 $V_x$  — средняя скорость газа в сечении  $F$ ;  
 $V_x \cdot F$  — объемный расход газа;  
 $q$  — массовый расход газа;  
 $P_x, T_x$  — давление и температура, определяемые приближенно по уравнениям



К определению перепада давления газа на участке ствола скважины.

$$T_x = T_n + \alpha x; \alpha = \frac{T_{n+1} - T_n}{l} = \frac{\Delta T}{l}; dT = \alpha dx; \quad (2)$$

$$P_x = P_n + \beta x; \beta = \frac{P_{n+1} - P_n}{l} = \frac{\Delta P}{l}; dP = \beta dx. \quad (3)$$

Следует иметь в виду, что в расчетах участвует не избыточное, а абсолютное значение давлений.

Для установившегося потока

$$q = \text{const.} \quad (1a)$$

Для небольших участков, как показывает опыт исследования скважин, можно считать:

$$Z_x \approx Z_n. \quad (16)$$

С учетом (1a) и (16) из уравнения (1) следует:

$$\frac{P_x V_x}{T_x} \approx \frac{P_n V_n}{T_n}$$

или

$$V_x \approx V_n \frac{P_n}{T_n} \cdot \frac{T_x}{P_x}. \quad (1b)$$

Выражая скорость  $V_n$  через заданные параметры потока, получаем:

$$V_z = a Z_n = \frac{T_x}{P_x}; a = \frac{P_0}{T_0} \cdot \frac{Q_0}{F}. \quad (4)$$

Для дальнейшего изложения используемых зависимостей важно отметить, что мы не будем относить компоненты уравнения сохранения энергии к 1 кг газа, как это принято (например, [3]). Оперирование относительными величинами не позволяет зафиксировать положение газа в пределах рассматриваемого участка, без чего упрощение реальной картины, аналогичное изложенному (1)–(4), затруднено.

На рис. выделен элементарный объем потока газа высотой  $dx$  на расстоянии  $x$  от верхнего сечения участка. Давление  $P_x$ , температура  $T_x$  и скорость  $V_x$  характеризуют именно этот объем и являются постоянными значениями для него, так как мы рассматриваем установившийся поток. Поступающий в этот объем газ находится в нем только малый отрезок времени. Однако считаем, что этого времени достаточно для осуществления следующих процессов:

пришедший газ вытесняет газ перед собой, частично в силу турбулентных завихрений смешивается с ним, не задерживается в пределах  $dx$ , в целом определяя мгновенное значение массы газа в выделенном объеме:

$$m_x = \frac{FM}{Z_n R} \cdot \frac{P_x}{T_x} dx; \quad (5)$$

из-за вязкого трения в газе выделяется тепло, которое тут же поглощается самим газом и расходуется в процессе приведения состояния газа в соответствие с параметрами  $P_x, T_x, V_x$  [3];

часть своего и приобретенного тепла газ отдает внешней среде, так как температура поступающего снизу газа обычно выше температуры вышележащих горных пород [6].

С учетом описанного для движения массы газа  $m_x$  от положения  $x$  до сечения  $x=0$  можно записать:

$$dA_p = dE_k + dE_n + dU - dQ, \quad (6a)$$

где  $dA_p$  — работа внешних сил по перемещению газа;  
 $dE_k, dE_n, dU$  — изменение кинетической, потенциальной и внутренней энергии газа;

$dQ$  — тепло, отданное газом внешней среде.

Для слагаемого  $dQ$  трудно записать выражение для практических расчетов, так как отсутствуют надежные данные по температуре и

теплофизическим свойствам горных пород за пределами лифтовых труб. Поэтому применяем равенство:

$$dQ = dU + dA_r, \quad (6б)$$

отражающее, согласно первому закону термодинамики, что подведенное извне или отданное наружу тепло отражается изменением внутренней энергии и работой расширения газа (отметим, что это равенство используется для перевода уравнения сохранения энергии газа в механическую форму [3]). С учетом (6б) уравнение (6а) принимает вид:

$$dA_p + dA_r = dE_k + dE_n, \quad (6в)$$

Здесь знак дифференциала означает, что уравнение составлено для дифференциально малой массы газа  $m_x$ .

Интегрируя (6в) в пределах от 0 до  $l$ , получим уравнение сохранения энергии для полного мгновенного значения массы газа в рассматриваемом участке потока.

$$\int_0^l dA_p + \int_0^l dA_r = \int_0^l dE_k + \int_0^l dE_n, \quad (6)$$

В уравнении (6) величины  $dA_p$  и  $dA_r$  имеют интегральный характер для пути перемещения газа от положения  $x$  до уровня  $x=0$ , а величины  $dE_k$  и  $dE_n$  определяются начальным и конечным состоянием газа.

Для потенциальной энергии имеем:

$$dE_n = g x m_x = \frac{g F M}{Z_n R} \cdot \frac{P_x}{T_x} x dx \quad (7а)$$

$$\int_0^l dE_n = \frac{g F M}{Z_n R} \int_0^l \frac{P_n + \frac{\Delta P}{l} x}{T_n + \frac{\Delta T}{l} x} x dx = \frac{g F M l^2}{Z_n R} \left[ \frac{\Delta P}{2 \Delta T} + \frac{P_n}{\Delta T} - \frac{\Delta P T_n}{\Delta T^2} - \frac{P_n T_n}{\Delta T^2} \ln \frac{T_n + \Delta T}{T_n} + \frac{\Delta P T_n^2}{\Delta T^3} \ln \frac{T_n + \Delta T}{T_n} \right] \quad (7б)$$

Под знаком логарифма имеем:

$$\frac{T_n + \Delta T}{T_n} = 1 + \frac{\Delta T}{T_n} = 1 + \gamma,$$

где  $0 < \gamma < 1$ .

Отмеченное неравенство позволяет использовать формулу приближенного вычисления

$$\ln(1 + \gamma) = \gamma - \frac{\gamma^2}{2}. \quad (8)$$

С учетом (8) выражение (7б) принимает вид:

$$\int_0^l dE_n = \frac{g F M l^2}{2 Z_n R T_n} P_n = \frac{F l}{2} \cdot \frac{M g l}{Z_n R T_n} P_n. \quad (7)$$

Для кинетической энергии имеем:

$$dE_k = \frac{V_n^2 - V_x^2}{2} m_x = \frac{F M V_n^2}{2 Z_n R} \left( \frac{P_x}{T_x} - \frac{T_x}{P_x} \cdot \frac{P_n^2}{T_n^2} \right) dx; \quad (9а)$$

$$\int_0^l dE_k = \frac{F M V_n^2}{2 Z_n R} \int_0^l \left( \frac{P_n + \frac{\Delta P}{l} x}{T_n + \frac{\Delta T}{l} x} - \frac{P_n^2}{T_n^2} \frac{T_n + \frac{\Delta T}{l} x}{P_n + \frac{\Delta P}{l} x} \right) dx;$$

$$\int_0^l dE_k = \frac{F l}{2} \frac{M a^2 Z_n}{R} \left( \frac{\Delta P T_n}{P_n^2} - \frac{\Delta T}{P_n} \right). \quad (9)$$

Работа  $dA_p$  совершается силой  $F \cdot dP$  и гравитационной силой  $mg$ . Поэтому:

$$dA_p = (F dP - m_x g) x = \left( F \frac{\Delta P}{l} - \frac{F M g}{Z_n R} \cdot \frac{P_x}{T_x} \right) x dx; \quad (10а)$$

$$\int_0^l dA_p = \frac{F \Delta P}{l} \int_0^l x dx - \frac{F M g}{Z_n R} \int_0^l \frac{P_n + \frac{\Delta P}{l} x}{T_n + \frac{\Delta T}{l} x} x dx;$$

$$\int_0^l dA_p = \frac{F \cdot l}{2} \left( \Delta P - \frac{M g l}{Z_n R T_n} P_n \right). \quad (10)$$

Для определения работы расширения газа

$$dA_r = \int_0^x P_x dV_x \quad (11а)$$

рассмотрим переход массы газа  $m_x$  объемом  $V_x = F \cdot dx$  на следующий участок такого же объема с координатой  $x' = x - dx$ . Согласно принятым условиям движения газа (рис.) новой координате соответствуют параметры состояния  $T'_x = T_x - dT$  и  $P'_x = P_x - dP$ , причем величины  $dT$  и  $dP$  являются постоянными для рассматриваемого шага  $dx$ . Новые параметры состояния для массы газа  $m_x$  определяют объем:

$$V'_x = m_x \frac{Z_x R T'_x}{M P'_x} = \frac{P_x}{P'_x} \cdot \frac{T'_x}{T_x} F dx$$

Следовательно

$$dV_x = V'_x - V_x = \left( \frac{P_x}{P'_x} \frac{T'_x}{T_x} - 1 \right) F dx$$

или

$$dV_x = - \left( \frac{P_x}{P_x - dP} \frac{dT}{T_x} - \frac{dP}{P_x - dP} \right) F dx. \quad (11б)$$

Подставляя (11б) в (11а) и раскрывая  $P_x$ ,  $T_x$  по формулам (2)–(3), получаем:

$$dA_r = \int_x^0 P_x \left( \frac{P_x}{P_x - dP} \frac{dT}{T_x} - \frac{dP}{P_x - dP} \right) F \cdot dx = \\ = F \int_x^0 \frac{P_x}{P_x - dP} \left( \frac{P_x dT}{T_x} - dP \right) dx.$$

Ввиду того, что  $dP \ll P_x$ , можно принять:

$$\frac{P_x}{P_x + dP} \approx 1.$$

Тогда

$$dA_r = FdT \int_x^0 \frac{P_n + \frac{\Delta P}{l} x}{T_n + \frac{\Delta T}{l} x} dx - FdP \int_x^0 dx;$$

или

$$dA_r = FxdP - FdT \left( \frac{P_n}{T_n} x - \frac{P_n \Delta T - T_n \Delta P}{2T_n^2 l} x^2 \right). \quad (11в)$$

Далее имеем:

$$\int_0^1 dA_r = F \int_0^1 x dP - F \frac{P_n}{T_n} \int_0^1 x dT - \frac{F(P_n \Delta T - T_n \Delta P)}{2T_n^2 l} \int_0^1 x^2 dT = \\ = \frac{Fl}{2} \left[ \left( 1 + \frac{\Delta T}{3T_n} \right) \Delta P - \left( \frac{\Delta T}{T_n} + \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} \right) P_n \right]. \quad (11)$$

С учетом найденных значений интегралов уравнение (6) принимает вид:

$$\left( \Delta P - \frac{Mgl}{Z_n RT_n} P_n \right) + \left[ \left( 1 + \frac{\Delta T}{3T_n} \right) \Delta P - \left( \frac{\Delta T}{T_n} + \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} \right) P_n \right] = \\ = \frac{Ma^2 Z_n}{R} \left( \frac{T_n}{P_n^2} \Delta P - \frac{\Delta T}{P_n} \right) + \frac{Mgl}{Z_n RT_n} P_n.$$

Решая это уравнение относительно перепада давлений на рассматриваемом участке, получаем:

$$\Delta P = P_n \frac{\frac{2Mgl}{Z_n RT_n} + \frac{\Delta T}{T_n} + \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} - \frac{Ma^2 Z_n}{R} \cdot \frac{\Delta T}{P_n^2}}{2 + \frac{\Delta T}{3T_n} - \frac{Ma^2 Z_n}{R} \cdot \frac{T_n}{P_n^2}};$$

Скважины	Глубина, м	Q <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	d, мм	t <sub>ys</sub> , °C	t, на глубине, °C	P <sub>y</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Забойное давление, кгс/см <sup>2</sup>		Погрешность, кгс/см <sup>2</sup>
							по замерам	по расчетам	
Режим 1 [6]	1577,8	14460	62	20	46,6	83,1	105,7	103,7	1,4
70 [4]	1517 1506	186000	100 63	50	79,5	164	218,8	215,1	3,1
63	0 200 4000	606614	10 63	35	65 94	116,5	213	214,6	8,4
61	0 2500 3900	517632	100,63 63	33	65 84	208	341	341,3	23,3

Искомое рекуррентное отношение принимает вид:

$$P_{n+1} = P_n \left[ 1 + \frac{\frac{2Mgl}{Z_n RT_n} + \frac{\Delta T}{T_n} + \frac{\Delta T^2}{3T_n^2} - \frac{Ma^2 Z_n}{R} \cdot \frac{\Delta T}{P_n^2}}{2 + \frac{\Delta T}{3T_n} - \frac{Ma^2 Z_n}{R} \cdot \frac{T_n}{P_n^2}} \right]. \quad (12)$$

Разделим константы и параметры шага итерации, в результате чего выражение (12) с учетом значения  $a$  и диаметра лифта  $d$  принимает вид:

$$P_{n+1} = P_n \left[ 1 + \frac{A_1 \frac{l_n}{Z_n T_n} + \frac{\Delta T_n}{T_n} + \frac{\Delta T_n^2}{3T_n^2} - A_2 \frac{Z_n \Delta T_n}{P_n^2}}{2 + \frac{\Delta T_n}{3T_n} - A_2 \frac{Z_n T_n}{P_n^2}} \right], \quad (13)$$

$$A_1 = \frac{2Mg}{R} = 2,3589 \cdot 10^{-3} \cdot M,$$

$$A_2 = \frac{MP_0^2 Q_0^2}{T_0^2 F^2 R} = 304,2 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{MQ_0^2}{d^4},$$

где  $Q_0$  — тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$d$  — мм;

$P_n$  — кгс/см<sup>2</sup>.

По формуле (13) были рассчитаны значения забойного давления для чисто газовой [6] и газоконденсатной [4] скважины. Результаты расчетов приведены в таблице.

Как видно из таблицы, рекуррентное соотношение (13) дает возможность рассчитывать забойное давление работающих газовых скважин и газоконденсатных с небольшим содержанием конденсата с относительно малой погрешностью. В то же время оно показывает, что увеличение точности расчетов может достигаться уменьшением погрешности замеров температуры, дебита, молекулярной массы — вполне конкретных величин, доступных для измерения в условиях НГДУ. В целях использования рекуррентного соотношения (13) в расчетах газоконденсатных скважин при большом диапазоне газоконденсатного фактора необходимы дополнительные аналитические исследования учета содержания жидкости в потоке.

Автор выражает глубокую благодарность академику АН Азербайджанской ССР М. Т. Абасову за ценные советы при подготовке и обсуждении данной статьи.

#### Литература

1. Аббасов З. Я. Методика определения давления неподвижного столба газа в газовых скважинах. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 4.
2. Аббасов З. Я. К исследованию объемной концентрации фаз и распределения давления по стволу газоконденсатной скважины, АНХ, № 9.
3. Абрамович Г. А. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях. Вопросы добычи, транспорта и переработки природного газа. ВНИИГаз, М., Гостоптехиздат, 1951.

4. Агаев Ф. Т. Движение газоконденсатной смеси в скважине. Баку, Азернешр, 1966.

5. Адамов З. Я. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях. Вопросы добычи, транспорта и переработки природного газа. ВНИИГаз, М., Гостоптехиздат, 1951.

6. Катц Д. Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М., «Недра», 1965.

З. Я. Аббасов

#### ГАЗ-КОНДЕНСАТ ГАРЫШЫҒЫНЫН МОЛЕКУЛҖАР КҮТЛӘСИННИН ТӘҖИН ЕДИЛМӘЛИ ЕКСПРЕС ҮСҮЛҮ

Мәгаләдә газ-конденсат гарышығынын молекулҗар күтләсинин гујунун мәһсул-дарлығына әсасән тәҗини үчүн јени һәлл көстәрилир. Мүәллиф тәрәфиндән ахта-рылан параметрин тәҗин едилмәси үчүн јени һесабат үсүлү тәклиф олуур.

Z. Ya. Abbasov

#### DETERMINATION OF BOTTOM HOLE PRESSURE IN A WORKING GAS WELL

The author has offered recurrent ratio registered on the base of the conservation of energy law at given temperature changing. It allows to make iterative calculation taking into account real gas state at every step of iteration and to determine bottom hole pressure values in a working gas well.

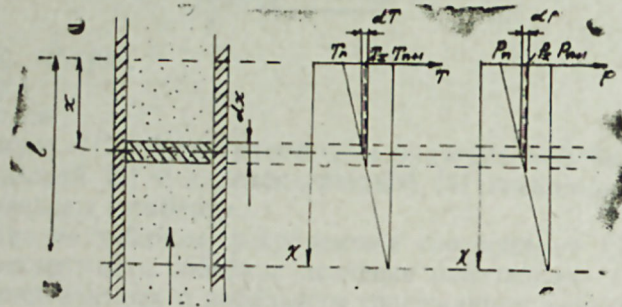
УДК 622.276.091.538.5

Х. Ф. АЗИЗОВ

ОБ ОДНОМ ОБОБЩЕНИИ МЕТОДА ЭКВИВАЛЕНТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА КУСОЧНО-ОДНОРОДНЫЕ СРЕДЫ

Эффективные формулы расчета интерференции рядов скважин при жестком режиме плоскопараллельной фильтрации предложены Ю. П. Борисовым [3]. Путем разделения общего двухмерного фильтрационного потока на прямолинейную и радиальную части им получены простые формулы, связывающие дебиты и забойные давления рядов эксплуатационных скважин. Эти формулы составляют основу метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

В данной работе аналитическим способом получены формулы интерференции несовершенных по степени вскрытия скважин в кусочно-однородных пластах.



Пусть кусочно-однородный в направлении оси  $x$  (рис.) пласт эксплуатируется прямолинейными батареями несовершенных скважин. Кровля и подошва ограниченного в плане линией сброса и контуром питания пласта считаются непроницаемыми.

Задача о нахождении поля давления в пласте математически формулируется в следующем виде:

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P_i}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P_i}{\partial z^2} = \frac{\mu Q_i}{K_i \Delta h_i} [\sigma(z - h_{11}) - \sigma(z - h_{12})] \delta(x - x_i) \delta(y - a) \quad (1)$$

$i = \overline{1, N}$ ;

$$\frac{\partial P_i}{\partial y} \Big|_{y=0, 2a} = \frac{\partial P_i}{\partial z} \Big|_{z=0, H} = 0; \quad (2)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0, P_N|_{x=L} = P_k = \text{const}; \quad (3)$$

$$P_i = P_{i+1}, K_i \frac{\partial P_i}{\partial x} = -K_{i+1} \frac{\partial P_{i+1}}{\partial x} \quad (i = \overline{1, N-1}) \text{ при } x = l_i,$$

где  $Q_i$  — дебит  $i$ -ой скважины;  $K_i$  — проницаемость  $i$ -ой зоны;  $\mu$  — вязкость жидкости;  $h_{11}$  — расстояние от кровли пласта до верха вскрытия;  $\Delta h_i \equiv h_{21} - h_{11}$  — степень вскрытия пласта  $i$ -ой скважиной;  $\delta(x)$  — дельта-функция;  $\sigma(x)$  — функция Хевисайда;  $L, H$  — протяженность и мощность пласта соответственно;  $d$  — полурасстояние между скважинами в рядах.

Решение задачи (1) — (4) имеет вид [2]

$$P_i(x, y, z) = P_k + \frac{1}{2aH} \sum_{v=0}^{\infty} \sum_{n=0}^{\infty} \varepsilon_{vn} R_{1vn}(x) \cos \frac{n\pi}{H} z \cos \frac{v\pi}{2a} y, \quad (5)$$

где

$$\varepsilon_{vn} = \begin{cases} 1 & \text{при } v = n = 0; \\ 2 & \text{„ „ } v \neq 0, n = 0; \text{ и } v = 0, n \neq 0; \\ 4 & \text{„ „ } v \neq 0, n \neq 0; \end{cases} \quad (6)$$

$$R_{1vn}(x) = -\frac{A_{1vn}}{2\lambda_{vn}} e^{-\lambda_{vn}|x-x_1|} + C_{11vn} \cdot e^{\lambda_{vn}x} + C_{21vn} \cdot e^{-\lambda_{vn}x}; \quad (7)$$

$$R_{100} = -\frac{A_{100}}{2} |x - x_1| + C_{1100} x + C_{2100}; \quad (8)$$

$$A_{1vn} = \frac{Q_i \mu}{K_i \Delta h_i} \cos \frac{v\pi}{2} \int_{h_{11}}^{h_{12}} \cos \frac{n\pi}{H} z dz, \quad v = 0, 1, 2, \dots \\ n = 0, 1, 2, \dots \quad (9)$$

$$\lambda_{vn}^2 = \left(\frac{n\pi}{H}\right)^2 + \left(\frac{v\pi}{2a}\right)^2 \quad (10)$$

Неизвестные коэффициенты  $C_{11vn}$  и  $C_{21vn}$  находятся из условий (3) и (4) [1, 2].

Исследованием аналитических свойств решения (5) в работе [2] показано, что давление вблизи скважин может быть вычислено по формуле:

$$P_i(x, y, z) = P_k + \frac{\mu}{2aH} \left[ Q_i \frac{x + x_1}{2K_i} + \left( \sum_{j=1}^{i-1} Q_j \right) \frac{x}{K_i} + \right. \\ \left. + \sum_{j=i+1}^N Q_j \frac{x_j}{K_j} - \left( \sum_{j=1}^N Q_j \right) \frac{L}{K_N} - \sum_{v=1}^{N-1} \left( \sum_{j=1}^v Q_j \right) \left( \frac{L}{K_v} - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{L_v}{K_{v+1}} \right) \right] + \frac{Q_i \mu}{2\pi K_i H} \left[ \ln 2 + \frac{1}{2} \ln \left( \text{ch} \pi \frac{x - x_1}{2a} - \right. \right. \\ \left. \left. - \cos \pi \frac{y + y_1}{2a} \right) \left( \text{ch} \pi \frac{x - x_1}{2a} - \cos \pi \frac{y - y_1}{2a} \right) \right] - \\ - \frac{Q_i \mu}{8K_i \Delta h_i \sqrt{\pi} \cdot aH} \int_{h_{11}}^{h_{12}} d\xi \int_0^{\infty} \exp \left( -\frac{(x - x_1)^2}{4\tau^2} \right) F(y, z, \tau, \xi) d\tau; \quad (11)$$

$i = \overline{1, N}$ ;

где

$$F(y, z, \tau, \xi) = \left[ v_3 \left( \frac{y+y_1}{4a}, \frac{\pi\tau^2}{4a^2} \right) + v_3 \left( \frac{y-y_1}{4a}, \frac{\pi\tau^2}{4a^2} \right) \right] \times \left[ v_3 \left( \frac{z+\xi}{2H}, \frac{\pi\tau^2}{H^2} \right) + v_3 \left( \frac{z-\xi}{2H}, \frac{\pi\tau^2}{H^2} \right) - 2 \right], \quad (12)$$

$v_3(x, y)$  — тэта-функция.

Вычисляя средние по вскрытой части забойные давления скважин, из формулы (11) получим:

$$P_{1c} - P_k = \frac{\mu x_1}{2aHK_1} \left( \sum_{j=1}^1 Q_j \right) + \frac{\mu}{2aH} \left( \sum_{j=1+1}^N Q_j \frac{x_j}{K_j} \right) - \frac{\mu L}{2aHK_N} \left( \sum_{j=1}^N Q_j \right) - \frac{\mu}{2aH} \sum_{v=1}^{N-1} \left( \sum_{j=1}^v Q_j \right) \left( \frac{L_v}{K_v} - \frac{L_{v+1}}{K_{v+1}} \right) + \frac{Q_i \mu}{2\pi K_i H} \left[ \ln \frac{\pi r_c}{a} - \Omega_i \right], \quad i = \overline{1, N}, \quad (13)$$

где

$$\Omega_i = \frac{\Delta \pi}{4a \Delta h^2} \int_{h_{i1}}^{h_{i2}} dz \int_{h_{i1}}^{h_{i2}} dz \int_0^{\infty} F(y_1, z, \tau, \xi) d\tau. \quad (14)$$

Отметим, что в последнем выражении бесконечный интеграл можно заменить конечным от нуля до  $2d/\pi$ . Это следует из свойства тэта-функции, входящей в функцию  $F$ . Для количественной оценки влияния несовершенства скважин интеграл (14) следует вычислить на ЭВМ с учетом сделанного замечания.

В случае работы совершенных скважин в однородном пласте из формул (13) легко получаются формулы Ю. П. Борисова.

#### Литература

1. Азизов Х. Ф. Приток жидкости к несовершенным скважинам в зонально-однородном пласте. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1975, № 6.
2. Азизов Х. Ф. Некоторые пространственные задачи подземной гидродинамики и вопросы фильтрации жидкости в неоднородных пористых средах. Дисс. Казань, 1980.
3. Борисов Ю. П. Определение дебита скважин при совместной работе нескольких рядов скважин. Труды МНИ, вып. II, 1951.

Х. Ф. Азизов

#### ЕКВИВАЛЕНТ МУГАВИМЭТЛЭР ҮСУЛУНУН ЗОНАЛАР ҮЗРЭ БИРЧИНС МУЇНТЛЭРДЭ ҮМУМИЛЭШМЭСИ

Мәгаләдә зоналар үзрә бирчинс мүһнтдә мәјәһни натамам гујулар батарејаларына сүзүлмәһһи характеризә едән гидродинамик һесабат дүһтурлары алынмышдыр.

H. F. Azizov

#### ABOUT ONE GENERALIZATION OF THE METHOD OF EQUIVALENT RESISTANCES UPON PIECED-HOMOGENEOUS MEDIA

The author has received the formulae of engineering hydrodynamic calculations of fluid filtration to batteries of imperfect wells in pieced-homogeneous media by their length reservoirs.

УДК 622.324.5

З. И. ДЖАЛИЛОВ

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗОТДАЧИ С ПОМОЩЬЮ НОМОГРАММЫ

Приведенные экспериментальные данные указывают на тесную зависимость безводной газоотдачи пласта при его заводнении от различных факторов (перепад давления ( $\Delta P$ ), начальное пластовое давление ( $P_n$ ), начальная газонасыщенность ( $\sigma_{nги}$ ), проницаемость пород ( $K_n$ ), глинистость, смачиваемость неоднородность и др.). Установлено, что при одинаковых условиях с увеличением перепада давления, начального пластового давления, начальной газонасыщенности безводная газоотдача увеличивается, а с увеличением проницаемости пород и глинистости — уменьшается. В результате статистической обработки экспериментальных данных при вытеснении газа водой из однородной пористой среды установлена корреляционная зависимость коэффициента газоотдачи от указанных факторов.

Таблица 1

Статистическая характеристика показателя

	Условные обозн.	Средн. знач. показателя	Средн. квадратич. отклонение
<b>Показатель-функция</b>			
Коэффициент газоотдачи	$\beta$	73,2	24,4
<b>Показатель-аргумент</b>			
Перепад давления	$\Delta P$	3,35	2,15
Начальное пластовое давление	$P_n$	109,5	50,0
Начальная газонасыщенность	$\sigma_{nги}$	69,4	13,8
Проницаемость пород	$K_r$	0,181	0,0062

В табл. 1 приведены статистические характеристики показателя газоотдачи и факторов, включенных в исследование. Исследование было проведено методами корреляционного и регрессионного анализов [2, 3]. По фактическим данным с помощью «БЭСМ-6» было рассчитано уравнение множественной регрессии коэффициента газоотдачи. В результате получено уравнение множественной регрессии:

$$\beta = 81,8 + 1,7 \Delta P - 0,003 P_n + 0,3 \sigma_{nги} - 187 k_n, \quad (1)$$

где:  $\beta$  — безводная газоотдача;  $\Delta P$  — перепад давления;  $P_n$  — начальное пластовое давление;  $\sigma_{nги}$  — начальная газонасыщенность;  $k_n$  — проницаемость однородной пористой среды.

Стандартная ошибка оценки равна  $S=1,65$ . Коэффициент множественной корреляции  $R=0,93$ , что свидетельствует о достаточно тесной связи показателя газоотдачи и выбранных факторов. Коэффициент множественной детерминации, равной 0,86, показывает, что изменение уровня коэффициента газоотдачи на 86% объясняется вариацией рассматриваемых факторов. Сравнение фактических и расчетных данных, полученных в результате моделирования, свидетельствует о близости их значения. Как видно из уравнения, модель отвечает физическим представлениям процесса газонизвлечения.

Исследование влияния выбранных факторов на газоотдачу имеет большое практическое значение. В частности, оно дает возможность наметить необходимые мероприятия для повышения газоотдачи пласта.

Для удобства пользования уравнением (1) составлена номограмма, позволяющая быстро и достаточно точно определять коэффициент газоотдачи по выбранным факторам. Расчет номограммы приведен в табл. 2.

Пределы изменения переменных следующие: Перепад давлений  $\Delta P$  изменяется от 0,08 до 0,72 МПа; начальное пластовое давление  $P_n$  — от 2,56 до 45,0 МПа; начальная газонасыщенность  $\sigma_{гнн}$  — от 20 до 81%. Проницаемость пород в исследованиях изменялась от 0,1 до 15 мкм. Ввиду такого широкого интервала изменения переменная шкала на номограмме получается очень длинной, поэтому здесь целесообразно уменьшить интервал от 0,1 до 0,45 мкм. Во втором столбце табл. 2 приведены наименования независимых переменных. В третьем столбце записан вид функций, согласно уравнению (1). Имея заданные пределы изменения переменных, вычисляем предельные значения и вписываем наименьшее и наибольшее ее алгебраические значения соответственно в столбцы 6 и 7. Знаки этих величин определяются знаками, стоящими перед функциями в уравнении (1), и значениями самих функций. После заполнения столбцов 6 и 7 можно определить и вписать в столбцы 4 и 5 соответствующие им проксимальные и дистальные предельные значения переменных. В восьмом столбце определяют интервалы функции, как разность величин, стоящих в предыдущих столбцах. Интервалы функции являются положительными величинами. Под последней строкой вписываем данные для шкалы коэффициента газоотдачи ( $\beta$ ). Суммируя столбцы 6 и 7, получаем значения наименьших и наибольших величин коэффициента газоотдачи  $\beta$  соответственно. Имеем  $\beta_1 = -78,10$ , откуда проксимальный предел шкалы равен  $\beta_1 = -4$ . Тем же путем получаем  $\beta_2 = 17,72$ , откуда дистальный предел шкалы  $\beta_2 = 99,6$ . Суммируя величины в столбце 8, получаем интервал функции коэффициента газоотдачи ( $A_7 = 95,81$ ).

В девятом столбце даны значения коэффициентов шкал — они взяты с таким расчетом, чтобы получающиеся при этом длины шкал находились в пределах между 50 и 200 мм. Под чертой подсчитана сумма коэффициентов шкал; она представляет собой коэффициент шкалы функции зависимой переменной ( $a_7 = 0,58$ ). В десятом столбце вычислены длины шкал по номограмме; они получены как отношения функций (столбец 8) к коэффициенту шкалы (столбец 9).

В одиннадцатом столбце приведены вычисления длины опор шкал функции: опорную линию проводим через начала самой длинной шкалы, в данном случае через начало шкалы  $K_n$ ; длина ее шкалы равна  $h_{\max} = 187$  мм. Длина опоры шкалы  $K_n$  равна нулю. Длины опор

Таблица 2

№№ строк	Переменные	Вид функций	Пределы переменных		Значение функции		Интервал функции	Коэф. шкалы	Длина шкалы	Длина опоры	Опорный интервал	Уравнение шкалы	Коэф. шкалы вспомог. функций	Расст. от начала номограммы	Момент коэф. шкалы относительно начала номограммы
			проксимальный	дистальный	наименьшее	наибольшее									
1.	$\Delta P$	$1,7\Delta P$	0,08	0,72	1,4	12,2	10,8	0,1	103	39,5	3,95	$UP\Delta = \frac{1,7\Delta P - 1,4}{0,1}$	—	58	5,8
2.	$\sigma_{гнн}$	$0,3\sigma_{гнн}$	20	81	6	24,3	18,3	0,1	183	2	0,2	$U\sigma_{гнн} = \frac{0,3\sigma_{гнн} - 6}{0,1}$	—	108	10,8
3.	$P_n$	$-0,003P_n$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	$UP_n = \frac{-0,003P_n + 1,39}{0,026}$	0,2	83	—
4.	$K_n$	$-187K_n$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	$UK_n = \frac{-187K_n + 84,1}{0,35}$	—	0	0
5.	$\beta$	$(\beta - 81,8)$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	$U\beta = \frac{(\beta - 81,8) + 78,1}{0,55}$	0,55	139	65,45
6.	Контроль $\beta$	$(\beta - 81,8)$	4	99,6	—78,1	17,72	95,81	0,58	165	0	0			170	82,05
7.			40	90	—41,8	8,2	96,82	0,58	56	11	5,93			147	8,26
8.															
9.															

остальных шкал определяются на основании уравнений (2); так, длина опоры шкалы  $\Delta P$  составляет:

$$g = \frac{h_{\max} - h \Delta P}{2} = \frac{187 - 108}{2} = 39,5 \text{ мм.} \quad (2)$$

В двенадцатом столбце подсчитаны значения опорных интервалов функций: они равны произведению значений, содержащихся в девятом и одиннадцатом столбцах. Опорный интервал функции зависимой переменной получается как сумма опорных интервалов составляющих функцию ( $\beta_7 = 5,93$ ).

Полученные расчетным путем пределы зависимой переменной ( $\beta$ ) значительно больше (4 и 99,6), чем это требуется по заданным условиям, в действительности они колеблются между 40—90%. Соответствующий подсчет длины шкал для этих пределов переменной  $\beta$  дан в последней строке табл. 2. Для вычисления длины опоры нельзя воспользоваться формулой (2). Длина опоры шкалы  $\beta$  составляет:

$$g_{\beta} = g_{\beta} + \frac{f(\beta)_2 - f(\beta)_1}{a\beta} = 11 + \frac{(-41,8 - (-78,1))}{0,58} = 11 + 62,9 = 74.$$

В столбце 13 приведены уравнения шкал.

Перед тем, как перейти к построению номограммы, надо проверить правильность всех вычислений еще до вычерчивания номограммы [3, 4]. Правильный рассчитанный алгоритм номограммы с параллельными шкалами должен удовлетворять трем следующим условиям:

1) Разность предельных значений функции зависимой переменной (столбцы 6 и 7) равна интервалу функций этой переменной (столбец 8). В нашем случае:  $17,72 - (-78,1) = 95,82$ , что совпадает со значением  $A_7 = 95,81$  в седьмой строке восьмого столбца алгорифма.

2) Длина опоры шкалы функции зависимой переменной (столбец 11) равна отношению опорного интервала этой функции (столбец 12) к коэффициенту шкалы (столбец 9). В нашем случае  $\frac{5,93}{0,58} = 10,2$ , что

совпадает со значением  $g_7$ , стоящим в седьмой строке одиннадцатого столбца алгорифма.

3) Момент коэффициента шкалы функции зависимой переменной относительно начала номограммы равен сумме моментов коэффициентов шкал слагающих функций относительной той же точки. В нашем случае  $0,58 : 147 = 85,26$ , что совпадает со значением  $M_7$  стоящим в седьмой строке шестнадцатого столбца алгорифма. Таким образом, номограмма рассчитана правильно. На этом заканчивается основная часть алгорифма номограммы. Перейдем к назначению расстояний между шкалами. Для этого составляем схему номограммы (рис. 1).

При пользовании номограммой в соответствии с общим правилом все ответные шкалы, полученные снизу, применяются в строгой последовательности слева направо, т. е. I—III— $\beta$ . Шкалы заданных переменных применяются в такой последовательности:  $\Delta P - \sigma_{\text{ггн}} - k_{\text{п}} - P_{\text{п}}$ .

На номограмме показан ключ и приведен пример расчета. Используя номограмму, можно определять коэффициент газотдачи пласта (рис. 2).

Таблица 3

Сравнение промысловых и расчетных данных с экспериментальными по номограмме

Месторождения (законченные)	Объект	Нач. пласт. давл., $P_{\text{п}}$ МПа	Переч. давл., $\Delta P$ МПа	Нач. газон., % $\gamma_{\text{ггн}}$	Прон., $K_{\text{п}}$ мкм <sup>2</sup>	Газотдача $\beta$ , %		Режим работы залежи
						конеч.	расчетн.	
Ашировское (Оренбургская область)	1 с.	2,91	0,1	78	0,1	97,7	88	Газовый
Линевское (Волгоградская область)	Бобрин углек.	13,3	0,08	45	0,25	46,8	44	упруго водонапор.
Кудиновское (Волгоградская область)	11 этаж	30,0	0,2	60	0,25	53,0	52	.
Южная (Азерб. ССР)	НКП	36,7	0,08	66	0,11 ср.	83	82	.
Анастасиевско-Троицкое	ПК	37,8	0,08	73	0,16 ср.	74	74	.
Задорновское (Крымская область)	Красно-дар край	17,2	0,08	83,5	0,25	85	87	Всдонапор.
Кармское (Узбек, ССР)	—	5,7	0,08	72	0,13	86,1	85	—
	XV гор.	21,0	0,1	73	0,19	69,2	70	—

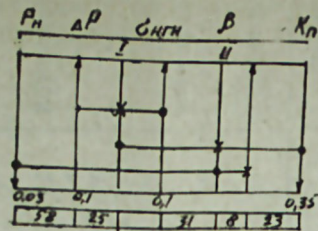


Рис. 1

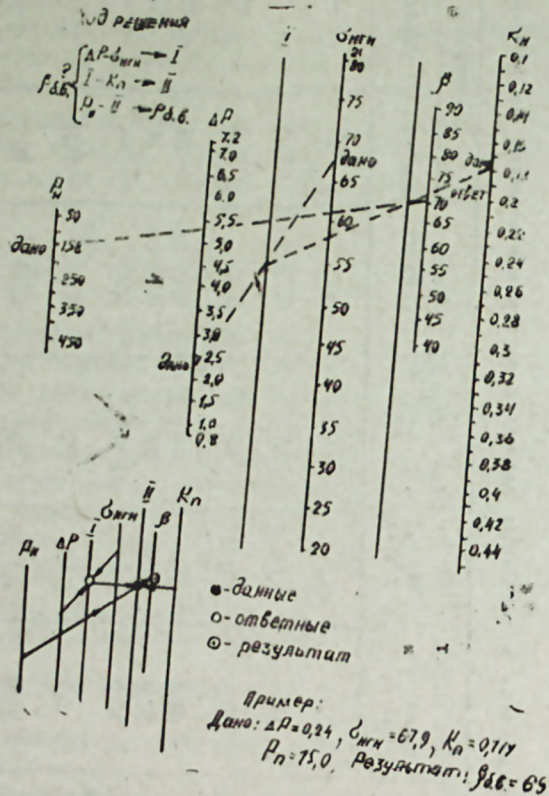


Рис. 2

Данная методика определения газоотдачи пласта была проверена на ряде старых газовых месторождений и получена хорошая сходимость расчетных и фактических данных (табл. 3), что позволяет прогнозировать на вновь вводимых в разработку месторождениях коэффициент газоотдачи.

#### Литература

1. Везиров Д. Ш., Джалилов З. И. и др. Исследование вытеснения газа водой при постоянном давлении. Депон. ВИНТИ, 1976.
2. Мирзаджанзаде А. Х., Степанова. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М., «Недра», 1977.
3. Тер-Степанян. Инженерные ценные номограммы с прямолинейными шкалами. Ереван, 1965.
4. Хованский Г. С. Номография и ее возможности. М., «Наука», 1977.

### ГАЗВЕРМЭ ЭМСАЛЫНЫН НОМОГРАМЛА ТЭ'ИНИ

Мэгалэдэ статистик жолла тэчрүби оларга газын су илэ мэсамэли мүнүтдөн сыхышдырылмасы заманы лажын газвермэ эмсалы илэ бир нечэ параметрлэр ( $P_n, \Delta P, K_n, \sigma_{ггг}$ ) арасында коррелјасија асылылыгы тэдгиг олунмушдур. Электрон хесаблама машынынын көмөји илэ тэнлик алынмыш вэ онун эса-сында номограм гурулмушдур.

Һәмни номограм тэдгигат иши илэ ујғун кэлэн газ лажларынын газвермэ эмса-лыны өввэлчэдэн тэ'ин етмэјэ имкан верир.

Z. I. Djalllov

### DETERMINATION OF GAS EFFICIENCY COEFFICIENT WITH A HELP OF A NOMOGRAM

As a result of statistic treatment of the experimental data on gas displacement with water from a porous medium a correlation dependence of the coefficient of gas efficiency from several factors ( $P_n, \Delta P, K_n, \sigma_{ггг}$ ) has been stated.

Using a computer equations were obtained, on the base of which a nomogram was constructed allowing to predict the coefficient of gas efficiency of concrete gas deposits.

УДК 552.51:519.24

Ч. А. СУЛТАНОВ, Л. Г. КРУТЫХ, Ф. Б. ДЖАВАД-ЗАДЕ

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУЛЛА-МОРЕ

В геологическом строении месторождения Булла-море принимают участие отложения от среднего плиоцена до современных включительно. Геологоразведочные работы позволили установить высокопродуктивные залежи в V и VII горизонтах продуктивной толщи. С целью изучения коллекторов продуктивных объектов в 15 скважинах проводился отбор кернов, на образцах которых были выполнены определения гранулометрического состава (44 определения), карбонатности (48), пористости (45) и проницаемости (30).

Месторождение Булла-море характеризуется сложными горно-геологическими условиями: большие глубины залегания продуктивных горизонтов — 6500 м, высокие пластовые давления — 750 ат и температуры — 115°C, бурение глубоких разведочных скважин проводится с отдельных морских оснований. Такие условия осложнили проводку разведочных скважин и сократили объем их исследований с целью получения информации о глубинном строении пород-коллекторов. Поэтому оценка емкостных и фильтрационных свойств пород потребовала решения вопроса нестандартными методами.

При выполнении работы по подсчету запасов месторождения Булла-море нами наряду с кернавыми определениями, впервые была использована априорная информация для обоснования емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов. Сущность методики [1] заключается в следующем. По залежам продуктивной толщи большинства месторождений Апшеронской нефтегазоносной области и некоторых месторождений Бакинского архипелага, с учетом истории разработки этих залежей была использована накопленная информация по пористости (более 8000 анализов) и проницаемости (до 4000 анализов), обработка которой выполнялась методами математической статистики и теории информации. В результате исследований были выделены 6 укрупненных классов пористости и 5 классов проницаемости, характеризующихся соответствующими средними значениями и среднеквадратическими отклонениями.

Выделенные классы пористости (проницаемости) позволяют в дальнейшем при изучении новых залежей сократить объем отбираемого в скважинах кернавого материала и по небольшому количеству данных выяснить принадлежность коллекторов по пористости (проницаемости) к тому или иному классу, а следовательно установить среднее значение параметра и его изменчивость.

По месторождению Булла-море для коллекторов V и VII горизонтов проверка выполнялась следующим образом. Для каждого первич-

ного значения пористости по кривым распределений, полученным для выделенных классов [1], определялись соответствующие ему частости, накопленные значения которых наносились на характеризующую этот класс кривую (рис. 1). Например, первичное значение пористости V горизонта составило 9,1% (табл.). С кривой распределения I класса снимается соответствующая ему частость, равная 28%; по кривой II класса — 19%; по кривой III класса — 5%; по кривой V класса — 2%. В этой же таблице приведены для примера еще несколько значений пористости V горизонта.

№ п.п.	Первичное значение пористости, %	Классы пористости					
		I	II	III	IV	V	VI
		частости					
1	9,1	28	19	5	—	2	—
2	9,4	29	20	6	—	2	—
3	10,6	29	25	7	2	2	—
4	23,4	—	13	23	35	30	23

На рис. 1 приведены проверочные кривые по каждому из рассмотренных классов, каждая точка на этих кривых представляет собой

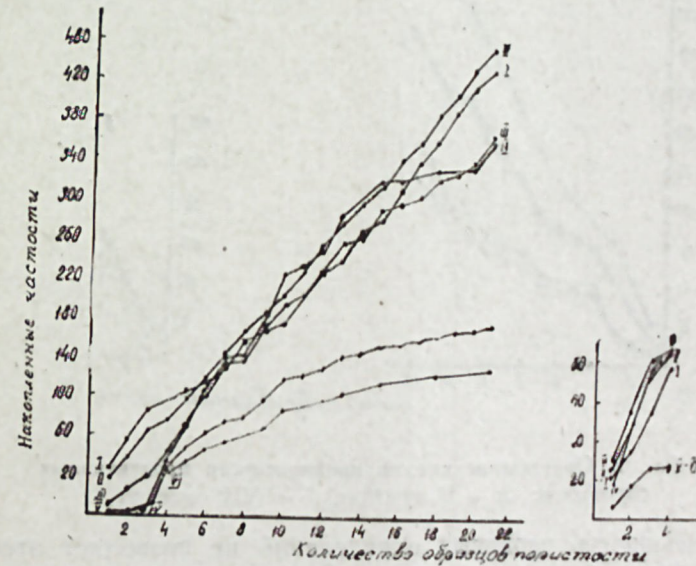


Рис. 1. Определение классов пористости продуктивных горизонтов месторождения Булла-море; а — V горизонт, б — VII горизонт.

суммарное значение всех предыдущих частостей. Характеризующая проверочную выборку кривая должна располагаться выше всех других кривых, так как она характеризуется наибольшей суммарной вероятностью.

Исследованиями установлена принадлежность коллекторов продуктивных горизонтов к тому или иному классу по пористости и получены средние величины и их изменчивость. Как показала проверка, коллекторы V горизонта по пористости относятся ко II классу, характеризующемуся средней пористостью 14,5% и среднеквадратическим отклонением 4,3%; коллекторы VII горизонта относятся к III классу со средней пористостью 18,8% и среднеквадратическим отклонением 5,0% [1].

Такая же проверка была выполнена и по проницаемости. Проницаемость коллекторов V и VII горизонтов, в соответствии с рис. 2, относится к I классу и характеризуется средним значением 32 мд.

Таким образом, полученные с использованием априорной информации средние значения пористости хорошо согласуются с величинами, полученными по анализам кернов. Особенно хорошая сходимость отмечается для V горизонта: по анализам керном 14,6%, по накопленной информации 14,5%. Несколько хуже сходимость оказалась по VII горизонту: средняя пористость по анализам кернов 17,2%, по накопленной информации 18,8%.

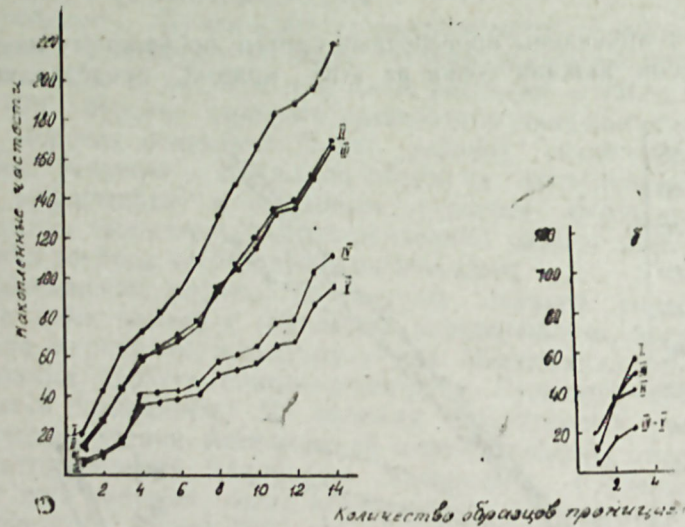


Рис. 2. Определение классов проницаемости продуктивных горизонтов: а — V горизонт, б — VII горизонт.

Малочисленность керновых определений не позволяет отстаивать ту или другую величину пористости. Однако, учитывая относительно высокую пористость VII горизонта (0,20), принятую в подсчете запасов соседнего месторождения Сангачалы-море—Дуванны-море—о. Булла, следует ожидать и здесь более высокую величину пористости.

#### Литература

1. Султанов Ч. А., Кондрушкин Ю. М. и др. К вопросу использования накопленной информации для оценки коллекторов новых залежей. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 4.

Ч. Ә. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Чавадзадә

#### БУЛЛА-ДӘНИЗ ЈАТАҒЫНЫН ТИМСАЛЫНДА АЗ МӘ'ЛУМАТА ӘСАСӘН ДӘРИНДӘ ЈЕРЛӘШӘН ЈАТАҒЛАРЫН КОЛЛЕКТОР ХАССӘЛӘРИНИН ӨЈРӘНИЛМӘСИ

Булла-дәниз јатағынын мүрәккәб кеоложи шәраити вә чох дәриндә јерләшмәси бурада кәшфијјат гујуларынын газылмасыны чәтннләшдирир. Бу да тәдгигат ишләринин һәчмини азалтмышдыр.

Мәгаләдә һәмин шәраитдә сүхурларын мәсамәлилик вә кечиричлик хассәләри өјрәнилир. Бурада илк дәфә олараг Азәрбајчанын јатағларында мәһсулдар гат һагғында олан бүтүн мә'луматлардан истифадә олунмушдыр.

Апарылмыш јохлама көстәрмишдир ки, бу јолла алынмыш мәсамәлилик вә кечиричилијин орта гижәти керидә тә'јин едилмиш кәмијјәтә јахындыр.

Бу параметрләр V горизонтда даһа јахшы мугәјисә олунур. Белә ки, керидә тә'јин едилмиш мәсамәлилик 14,6%, топланылмыш мә'лумата әсасән һесаблинмыш мәсамәлилик исә 14,5% олмушдыр. Бир гәдәр зәиф нәтичә VII горизонтла мугәјисәсиндән алынмышдыр. Белә ки, кернә көрә тә'јин едилмиш мәсамәлилик 17,2% топланмыш мә'лумата әсасән 18,8% олмушдыр.

УДК 622.241.82:245.1.001.24

М. А. АБДИНОВ, Ю. В. САДЫХОВ, А. Э. КУЛИЕВ, А. А. КУЛИБЕКОВ

### ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ НА УДЛИНЕНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

В связи с бурением глубоких нефтяных и газовых скважин с высокими температурами возникает необходимость решать различные тепловые вопросы. Одним из них является установление влияния температуры среды на удлинение колонн. Имеется ряд исследований, посвященных этому вопросу [1, 3, 4]. Как правило, при этом авторы пользовались геотермией и за расчетные значения температуры принимали среднюю арифметическую величину в рассматриваемом интервале глубины скважины. Такой подход к решению задачи тепловых процессов приводит к неверным результатам.

Поэтому в тепловых расчетах процесса необходимо брать значения температуры той среды, в которой происходит этот процесс. Например, при исследовании влияния тепловых условий скважины на характер протекания процесса экзотермии цемента, на сцепление цементного камня с поверхностью обсадной колонны, на удлинение обсадной колонны и другие явления должно учитываться изменение температуры среды в интервале подъема цементного раствора.

Известно, что характер изменения температуры с глубиной и ее величина (при прочих равных условиях) по геотермии отличается от тех температурных зависимостей, которые наблюдаются в бурящейся скважине. Другими словами, температура бурового раствора в нижнем интервале ствола (от точки нулевого теплообмена) всегда ниже температуры по геотермии, а в верхнем интервале наблюдается обратная картина.

Следовательно изменение температуры бурового раствора подчиняется определенному линейному закону:

$$t_{\tau}(h) = t_y + K_{\tau}^{-1} \cdot h, \quad (1)$$

где  $t_y$  — температура бурового раствора на устье бурящейся скважины;  $K_{\tau}$  — опытный коэффициент (тангенс угла пересечения линии температурного режима с горизонталью);  $h$  — текущая глубина скважины.

С течением времени с момента прекращения циркуляции происходит восстановление температуры в скважине и при этом прямые температурного режима перемещаются в сторону геотермии (рис. 1,а), а в верхней части от нулевой точки — (точка пересечения прямых температурного режима) теплообмена наблюдается перемещение в другую сторону.

При этом точка нулевого теплообмена остается центром для всех линий температурного режима, соответствующих различным значениям продолжительности времени  $\tau$  с момента прекращения циркуляции

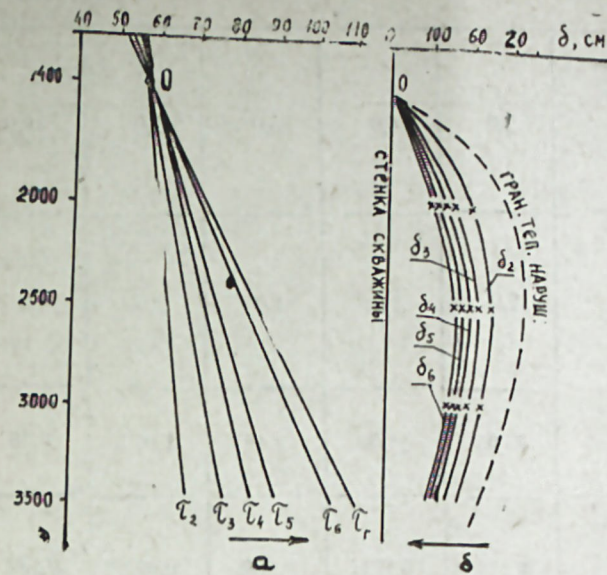


Рис. 1. Схема восстановления температуры бурового раствора (а) и ее контура перемещения в горном массиве (б) во времени.

бурового раствора. В то же время в тепловом поле (в горной породе) скважины происходит перемещение  $\delta$  контура восстановления нарушенной бурением статической температуры в сторону стенки скважины (рис. 1,б). Этот процесс продолжается до установления полной статической температуры в каждом сечении теплового поля. Температуры перемещения контура во времени подсчитан по известной в литературе [7] формуле

$$\delta = 2\sqrt{a_n(\tau_n - \tau_{n-1})}, \quad (2)$$

где  $a_n$  — среднее значение температуропроводности проходимых горных пород в рассматриваемом сечении ствола в зависимости от продолжительности времени  $\tau_n$  с момента прекращения циркуляции до замера температуры бурового раствора.

Значения  $a_n$  определялись по формуле (4), которая получена из решения известной зависимости [2].

$$\Delta t_1 = \Delta t_0 \left(1 - e^{-\frac{D^2}{16 a_n \tau}}\right) \quad (3)$$

$$a_n = \frac{0,0271 \cdot D^2}{\tau \cdot \lg \left(1 - \frac{\Delta t_1}{\Delta t_0}\right)}, \quad (4)$$

где  $\Delta t_1$  — изменение повышения температуры раствора за время  $\tau$ ;  $\Delta t_0$  — разность температур находящегося в скважине раствора и стенок скважины в начальный момент прекращения циркуляции;  $D$  — диаметр скважины;  $\tau$  — продолжительность времени между двумя замерами. Результаты подсчета представлены в табл. 1.

Таблица 1

Продолжительность времени с момента прекращения циркуляции до замера температуры $\tau_{п}, r$		2,0	4,0	5,0	7,0	10,0
Продолжительность времени восстановления статической температуры в породе $(\tau_{п}-\tau_{п-1}), r$		2,0	2,0	1,0	2,0	3,0
2000	Температуропроводность породы $a_{п} \cdot 10^{-3}, M^2/r$	23,95	4,55	2,46	1,07	0,56
	Глубина восстановления статической температуры $\delta, M$	0,438	0,191	0,099	0,092	0,082
2500	Температуропроводность породы $a_{п} \cdot 10^{-3}, M^2/r$	15,41	2,74	1,44	0,73	0,37
	Глубина восстановления статической температуры $\delta, M$	0,354	0,148	0,076	0,074	0,066
3000	Температуропроводность породы $a_{п} \cdot 10^{-3}, M^2/r$	12,52	2,33	1,35	0,57	0,23
	Глубина восстановления статической температуры $\delta, M$	0,316	0,136	0,073	0,067	0,052
3500	Температуропроводность породы $a_{п} \cdot 10^{-3}, M^2/r$	10,78	2,11	1,16	0,48	0,17
	Глубина восстановления статической температуры $\delta, M$	0,293	0,130	0,068	0,062	0,045

Глубина рассматриваемого сечения, м

Рассмотренная задача по определению влияния изменения температурного режима в бурящейся скважине на характер удлинения обсадной колонны по глубине была решена на примере скв. 6 [6]. Основные показатели этих режимов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Время замера температуры бурового раствора с момента прекращения циркуляции, $\tau_{п}, r$	0,3	2,0	4,0	5,0	7,0	10,0
Устьевая температура бурового раствора, $t_y, ^\circ C$	51	44	37	33	29	21
Опытный коэффициент, $kt, M/^\circ C$	357,14	131,58	80,64	64,10	54,35	40,2

Пользуясь соответствующими данными температурного режима, находились численные значения изменения температуры по глубине для всех величин  $\tau$  (табл. 3).

Как видно из табл. 3, в зависимости от продолжительности времени прекращения циркуляции в скважине разница между температурами в начале прекращения и истечением определенного времени, большая. В рассматриваемом случае на глубине 3600 м в начальный момент прекращения циркуляции температура была 60,5°C, спустя 10 часов она стала 105°C. Как видно из примера разница в значениях температур ощутимая и составляет около 45°C. Конечно такая разница в значениях температур будет влиять на характер удлинения, возникновение дополнительных напряжений в материале колонн, на целостность сцепления цемента с колонной и т. д.

Для наглядности характера изменения удлинения обсадной колонны  $\Delta L_z$  его значения находились для каждого ее участка ( $h_2-h_1=400$  м) по глубине. При этом пользовались зависимостью

$$\Delta L_z = [t_z(h) - t_b] \cdot \alpha(t_z) \cdot L. \quad (5)$$

Величина удлинения каждого участка определялась по формуле

$$\Delta l_z = [t_y + 0,5(h_1 + h_2) \cdot K_z^{-1} - t_b] \cdot \alpha(t_z) \cdot (h_2 - h_1), \quad (6)$$

где  $L$  — длина обсадной колонны ( $L=3600$  м);  $t_b$  — температура спускаемой в скважину обсадной колонны (в расчетах была принята  $t_b=15^\circ C$ );  $\alpha(t_z)$  — коэффициент линейного удлинения материала обсадной колонны.

Значение  $\alpha(t_z)$  для стали находилось из зависимости [5]

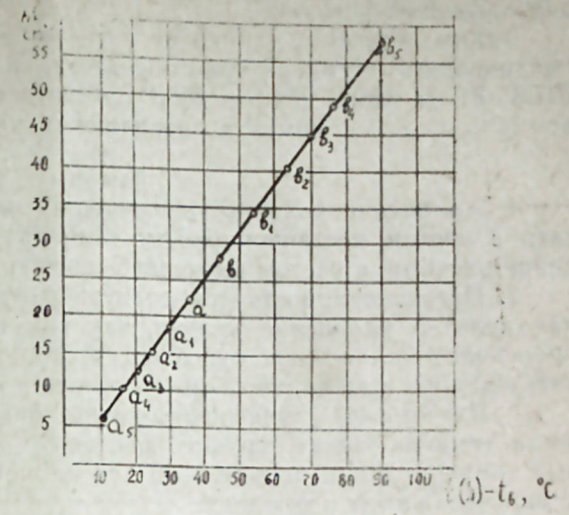
$$\alpha(t_z) = 14,6 + 1,59 \cdot 10^{-2} \cdot t - 0,23 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 0,013 \cdot 10^{-6} \cdot t^3. \quad (7)$$

Подсчитанные значения соответствующих величин по указанным формулам приведены в табл. 3. Как видно из табл. 3 и кривых, представленных на рис. 2, удлинения  $\Delta l_z$  изменяются по единой прямой в зависимости от температуры среды, при этом величина удлинения расчетной длины (400 м)  $a$   $b$  перекрывает предыдущие величины удлинения  $a_1b_1, a_2b_2, a_3b_3, \dots, a_nb_n$  соответствующие другим значениям

Расчетная длина колонны в интервале		Средняя глубина расчетной длины колонны $h = 0,5(h_1 + h_2)$ , м		Замер температуры через времени $\tau$ с момента прекращения циркуляции						Суммарное удлинение, $\Delta L_{\tau}$ , см			
				0,3 ч.		2 ч.		4 ч.			5 ч.		7 ч.
от $(h_1)$	до $(h_2)$	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см	$t_{\tau}(h)$ , °C	$\Delta L_{\tau}$ , см
0	400	51,6	22,4	45,5	18,6	39,5	14,9	36,1	12,8	32,7	10,7	26,0	6,5
400	800	52,7	23,1	48,6	20,5	44,4	18,0	42,4	16,7	40,0	15,2	35,9	12,6
800	1200	53,8	23,9	51,6	22,5	49,4	21,1	48,6	20,6	47,4	19,8	45,8	18,8
1200	1600	54,9	24,6	54,7	24,4	54,4	24,4	54,8	24,5	54,7	24,5	55,7	25,1
1600	2000	56,1	25,3	57,7	26,3	59,3	27,4	61,1	28,5	62,1	29,2	65,6	31,5
2000	2400	57,2	26,0	60,7	28,3	64,3	30,6	67,3	32,6	69,5	34,0	75,6	38,0
2400	2800	58,3	26,7	63,8	30,3	69,2	33,8	73,6	36,6	76,8	38,8	85,5	44,5
3000	3200	59,4	27,4	66,8	32,2	74,2	37,1	79,8	40,8	84,2	43,7	95,4	51,2
3200	3600	60,5	28,2	69,8	34,2	79,2	40,3	86,1	44,9	91,6	48,6	105,3	57,9
Суммарное удлинение, $\Delta L_{\tau}$ , см			227,6		237,3		247,4		258,0		264,0		286,1

Рис. 2. Изменение величины удлинения (участка длиной 400 м) в зависимости от глубинной температуры при различных значениях  $\tau$

- $a_5$  при  $\tau_1 = 0,3$  ч;
- $a_4 b_1$  при  $\tau_2 = 2$  ч;
- $a_3 b_2$  при  $\tau_3 = 4$  ч;
- $a_2 b_3$  при  $\tau_4 = 5$  ч;
- $a_1 b_4$  при  $\tau_5 = 7$  ч;
- $a_1 b_5$  при  $\tau_6 = 10$  ч.



продолжительности времени ( $\tau$ ) восстановления температурного режима бурящейся скважины.

В рассматриваемом случае величина удлинения принятой расчетной длины обсадной колонны с повышением глубинной температуры и продолжительности восстановления температуры увеличивается. Так, если величина  $\Delta L_{\tau}$  при  $\tau_1 = 0,3$  ч в верхнем интервале составляет 22,4 см, то в нижней части она доходит до 28,2 см при длине 3600 м обсадной колонны. Значения  $\Delta L_{\tau}$  при  $\tau_6 = 10,0$  ч соответственно составляют 6,5 и 57,9 см. Уменьшение длины  $\Delta L_{\tau}$  расчетного участка на 15,9; 10,5 и 5,1 см в верхнем интервале (выше точки нулевого теплообмена) объясняется спадом температуры среды во времени.

Величина  $\Delta L_{\tau}$  в нижней части обсадной колонны изменяется в большом диапазоне. Т. е. увеличение колеблется в пределах 28,2+57,9 см соответственно различным значениям температурного режима времени  $\tau$ , что объясняется повышением значения температуры среды и соответствует верхней части кривой  $\Delta L_{\tau}(t_{\tau})$  от точки нулевого теплообмена. Величина удлинения расчетного участка обсадной колонны в зоне нулевого теплообмена остается постоянной для всех зна-

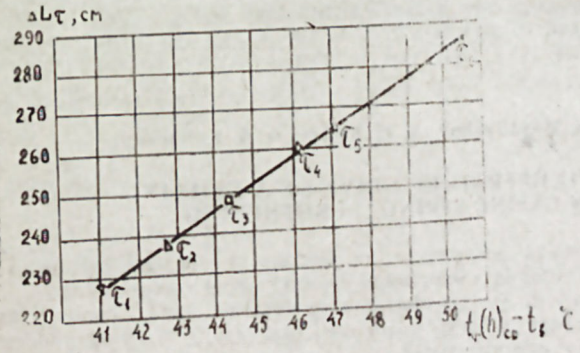


Рис. 3. Изменение величины суммарного удлинения всей колонны ( $L = 3600$  м) в зависимости от средней глубинной температуры

- $\tau_1$  — при 0,3 ч;
- $\tau_2$  — при 2 ч;
- $\tau_3$  — при 4 ч;
- $\tau_4$  — при 5 ч;
- $\tau_5$  — при 7 ч;
- $\tau_6$  — при 10 ч.

чений  $\tau_1$ , что объясняется одинаковой величиной температуры среды для последних условий.

Таким образом удлинение всей колонны  $\Delta L_c$  в условиях рассматриваемого температурного режима изменяется в порядке 227,6; 237,3; 247,4; 258,0; 264,0 и 286,1 см соответственно продолжительности времени  $\tau_1 \rightarrow \tau_0$  с момента прекращения циркуляции (рис. 3).

### Выводы

1. Удлинение колонны от температуры среды необходимо рассчитывать с учетом нестационарности температурного режима, ибо проведение расчетов с учетом геотермического градиента является неверным.

2. Нестационарность температурного режима в скважине влияет на характер удлинения колонн, так как выше нейтрального сечения происходит охлаждение бурового раствора, что способствует укорочению колонну, а ниже нейтрального сечения наоборот.

3. Расчеты по удлинению колонны, базированные на нестационарности температурного режима, дают возможность учесть дополнительные температурные напряжения, что влияет на целостность сцепления цементного камня с колонной.

### Литература

1. Гиримов Г. П. Влияние температуры на работу бурильных труб. Изв. вузов, серия «Нефть и газ», 1964, № 7.
2. Дахнов В. Н., Дьяконов Д. И. Термические исследования скважин. Гостоптехиздат, М.-Л., 1952.
3. Кирия Т. А., Майсурадзе Н. А. Расчет удлинений бурильных и обсадных колонн. 1963, НХ, № 7.
4. Кулиев С. М., Кулиев А. Э., Кулиев Ю. Э. Об удлинении бурильной колонны. «ДАН Азерб. ССР», 1960, т. XVI, № 6.
5. Неймарк Б. Е. Физические свойства сталей и сплавов, применяемых в энергетике. М.-Л., «Энергия», 1967.
6. Проселков Ю. М. Контролирование качества цементирования глубоких высокотемпературных скважин методом термокаротажа. НТС, серия «Бурение», вып. 1, ВНИИОЭНГ, М., 1968.
7. Череменинский Г. А. Геотермия. Л., «Недра», 1972.

**М. А. Абдинов,** А. Е. Гулиев, А. А. Гулубаев

### ГУЈУНУН ТЕМПЕРАТУР РЕЖИМИНИН ДЭЈИШМЭСИНИН ГОРУЈУЧУ КЭМЭРИН УЗАНМАСЫНА ТЭСИРИ

Мөгаләдә гујудақы мәһлул дөвранынын дајандырылма мүддәтиндән асылы олараг, дәришлик температурунун дәјишмәсинин горујучу кәмәрин узанмасына тәсири тәдгиг едилир.

Мәһлул дөвранынын дајандырылма мүддәтинин дәјишмәси 10 саата гәдәр гәбул едилмиш вә бу мүддәт әрзиндә температурун дәјишмәси ганунаујунлугу вә бунуи кәмәрин узанма характеринә тәсири тәдгиг едилмишдир.

Кәмәри температурун тәсириндән узанмаја һесабладыгда, гујунун истилик режимини замандан асылы олараг дәјишмә ганунаујунлугунун мүтләг нәзәрә алынмасы тәклиф едилир.

**М. А. Абдинов,** Yu. V. Sadykhov, A. E. Kuliev, A. A. Kulibekov

### INFLUENCE OF TEMPERATURE DRIVE OF A DRILLING WELL UPON CASING STRING LENGTHENING

The article considers a problem of the influence of medium temperature change according to the duration of circulation stop in a well upon casing string lengthening.

It is stated that in accordance with the circulation stop duration mud cooling takes place above the neutral section of heat exchange in the well that results in string reducing, but lower the neutral section it acts vice versa.

The authors have suggested a new methodics of the calculation of string lengthening that takes into account non-stationary temperature drive of the well.

### МУНДӘРИЧАТ

М. Т. Аббасов, Ш. Ч. Аббасов, Ф. Н. Оручәлијев. Газ-конденсә јатагларынын түкәнмәјән ишләмә просесиндә башлангыч конденсә тутумунун онун чыхарылмасына тәсири	3
Г. Н. Чәлилов, Г. И. Чалалов, А. М. Мәмәдов, С. С. Салманова. Деформасија олуан сүхурларда газын гәрарлашмамыш сүзүлмәси мәсәләсинин бир нечә аналитик үсулла һәлли	7
Н. Ч. Таһиров, З. И. Чәлилов, Б. М. Ханларов. Газ јатагларында галыг су мәсәләләринин өјрәнилмәси	15
Ј. М. Коидрушкин, Ч. Ә. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Чавадзадә. Булла-дәниз јатагынын физики-литоложи хәссәсинин өјрәнилмәси	18
Л. А. Бурјаковски, Р. Ј. Әлијаров. Мәсамәли даг сүхурларында ке-офлјундал тәзјигин јаранмасынын кеотермик модели	23
Ч. Ш. Вәзиров, Ә. А. Мөвсүмзадә, М. М. Мәмәдов. Гатлы лај-лара исти су вурдугда нефтвермәја гатларын јатымлыгынын тәсири	33
З. Ј. Аббасов. Ишләјән газ гујусунда гујудиб тәзјигин тәјин олунамасы	39
М. Т. Аббасов, Е. Х. Әзимов, С. С. Салманова. Нефтин чатлы-мәсамәли лајда сүзүлмәси мәсәләсинин һәлли	43
Г. Н. Чәлилов, З. Б. Гулијева. Сонлу лајда чәрәјән боручуларынын лајланма функцијасы һаггында	50
Б. Ә. Бағыров, И. М. Аллаһвердијев. Фактор анализини нефт јатагларынын ишләнмә просесләриндә тәтбиги	55
Н. Ч. Таһиров, Ф. Н. Кәримова, М. А. Барјакина. Нефтин капил-лар сыхышдырылмасына температурун вә НСЕ туршусунун концентрасијасынын тәсиринин тәчрүби өјрәнилмәси	63
С. Н. Салајев, Б. М. Авербух, З. Р. һачыјев. Јени кеоложи-кео-физики мәдүматлар әсасында Јевлах—Агчабәди чөкәклијинин Еосен чөкүнтү-ләриндә јени нефт-газ јатагларынын ахтарыш перспективлији	69
Г. Г. Габузов, Е. В. Қоган, Г. М. Әфәндијев, Б. И. Јесман. Сир-кулјасија едән газма мәһлулу гујудиб температурунун тәјини үчү јарымем-пирик асылылыг	76
А. Ә. Гулијев, Ә. П. Мансуров. Пакерин гују көвдәсинин әјилмиш һис-сәсиндән кечмәсини характеризә едән мејар	80
М. Т. Аббасов, Х. И. Дадашзадә, Ф. Н. Оручәлијев. Јүнкүл нефтли јатагларын түкәнмәси мәсәләләринә даир	83
Ј. Ә. Шаһкәлдијева. Мәһсулдар гат кәсилишинин литоложи хүсусиј-јәтләринин кеофизики характеристикаја тәсири	89
И. С. Белов. Гравитасија режими шәраитиндә нефтин структур-механи-ки хүсусијјәтинин нефтвермәја тәсири	95
Н. М. Гәнијев, З. А. Кәримов. Бирчине олмајән лајларда газ-нефт контактынн деформасијасы һаггында	101
Л. А. Бурјаковски. Петрофизикада пассив эксперимент	107
З. Ј. Аббасов. Газ-конденсат гарышыгынын молекулјар күтләсинин тәјин едилмәли експрес үсулу	117
Х. Ф. Әзимов. Эквивалент мүгавимәтләр үсулунун зоналар үзрә бирчине мүһитләрдә үмумиләшмәси	126
З. И. Чәлилов. Газвермә әмсалынын номограмма тәјини	129
Ч. Ә. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Чавадзадә. Булла-дәниз ја-тагынын тымсалында аз мәлүмата әсасән дәриндә јерләшән јатагларын коллек-тор хәссәләринин өјрәнилмәси	136
<b>М. А. Абдинов,</b> Ј. В. Садыхов, А. Е. Гулијев, А. А. Гулубаев	
Гујунун температур режиминин дәјишмәсинин горујучу кәмәрин узанмасына тә-сири	140

## СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Ш. Д. Абасов (Ф. Г. Оруджалиев. Влияние начального содержания конденсата на его извлечение в процессе истощения газоконденсатных залежей	3
К. Н. Джалилов, Г. И. Джалалов, А. М. Мамедов, С. С. Салманова. О некоторых аналитических методах решения задач неустановившейся фильтрации газа в деформируемых коллекторах	7
Н. Д. Таиров, З. И. Джалилов, Б. М. Ханларов. К вопросу изучения остаточной водонасыщенности газовых залежей	15
Ю. М. Кондрушкин, Ч. А. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Джавад-заде. Особенности изучения физико-литологической характеристики коллекторов месторождения Булла-море	18
Л. А. Буряковский, Р. Ю. Алияров. Теоретические модели формирования геофлюидальных давлений в поровом пространстве горных пород	23
Д. Ш. Везиров, А. А. Мовсумзаде, М. М. Мамедов. Влияние расположения пропластков слоистого пласта на нефтеотдачу при его заводнении горячей водой	33
З. Я. Аббасов. Экспресс-метод определения молекулярной массы газоконденсатной смеси по дебиту скважин	39
М. Т. Абасов, Э. Х. Азимов, С. С. Салманова. О решении задачи фильтрации нефти в трещиновато-пористых коллекторах	43
К. Н. Джалилов, З. Б. Кулиева. О функции распределения трубок тока в конечном пласте	50
Б. А. Багиров, И. М. Алахвердиев. Использование факторного анализа при исследовании процессов разработки нефтяных месторождений	55
Н. Д. Таиров, Ф. Г. Керимов, М. А. Барякина. Экспериментальное изучение влияния температуры и концентрации соляной кислоты на капиллярное вытеснение нефти	63
С. Г. Салаев, Б. М. Авербух, З. Р. Гаджиев. Перспективы поисков новых нефтегазовых залежей в эоценовых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба в свете новых геолого-геофизических данных	69
Г. Г. Габузов, Э. В. Коган, Г. М. Эфендиев, Б. И. Есьман. Полуэмпирическая зависимость для определения забойной температуры циркулирующего бурового раствора	76
А. Э. Кулиев, А. П. Мансуров. Критерий, характеризующий проходимость пакера в искривленных скважинах	80
М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, Ф. Г. Оруджалиев. К вопросам истощения залежей легких нефтей	83
Е. А. Шахгельдиева. Влияние литологических особенностей разрезов продуктивной толщи на геофизические характеристики	89
И. С. Белов. Влияние структурно-механических свойств нефти на нефтеотдачу	95
Н. М. Ганиев, З. А. Керимов. О деформации газонефтяного контакта в неоднородных пластах	101
Л. А. Буряковский. Пассивный эксперимент в петрофизике	107
З. Я. Аббасов. Определение забойного давления в работающей газовой скважине	117
Х. Ф. Азизов. Об одном обобщении метода эквивалентных сопротивлений на кусочно-однородные среды	126
З. И. Джалилов. Определение коэффициента газоотдачи с помощью номограммы	129
Ч. А. Султанов, Л. Г. Крутых, Ф. Б. Джавад-заде. Определение коллекторских свойств в условиях недостаточной информации на примере глубоководного месторождения Булла-море	136
<b>М. А. Абдинов, Ю. В. Садыхов, А. Э. Кулиев, А. А. Кулибеков.</b> Влияние температурного режима бурящейся скважины на удлинение обсадной колонны	140

1 ман. 50 гэл.  
руб. 50 коп.

Индекс  
76397