

ISSN 0002-3124

АЗƏРБАЙҶАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫ  
АКАДЕМИЯ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

---

# ХƏБƏРЛƏР ИЗВЕСТИЯ

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ

---

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

4 • 1981

УДБ

АЗƏРБАЈЧАН 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

№ 4

Писать разборчиво

Шифр . . . .

Автор

П-169/2

кч  
1981



1981

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

УДК 622.279.53

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

### ВЫТЕСНЕНИЕ ЛЕГКОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

В последние годы открыто и введено в промышленную разработку большое число газоконденсатнонефтяных месторождений и месторождений легких нефтей. При этом нефти нефтяных оторочек в них, как правило, представлены маловязкими нефтями небольших плотностей. Кроме того, в условиях газоконденсатнонефтяных залежей нефть нефтяной оторочки содержит в растворенном состоянии жирный газ газовой шапки. Отмеченное позволяет рассматривать эти нефти, как приближающиеся к «легким нефтям». В [2, 4 и др.] нами были предложены газогидродинамические решения задач разработки газоконденсатнонефтяных залежей с учетом массопереноса жидких углеводородов в газовой фазе нефтяных оторочек. С учетом сказанного исследования, связанные с течением в пористой среде легких нефтей, представляют большой интерес.

Открытие отмеченного типа залежей углеводородов предопределило возникновение специального направления исследований, в пределах которого нашли развитие различные подходы к решению общей задачи [1, 5 и др.]. В [3] нами исследовались особенности течения легкой нефти в пористой среде и были установлены основные характеристики процесса фильтрации легкой нефти и притока ее к скважине. Было показано, что принятая модель течения существенно взаиморастворимых углеводородных жидкостей [1, 3] позволяет описывать некоторые принципиальные особенности рассматриваемого процесса.

Ниже предлагается круг исследований по вытеснению легкой нефти водой. Рассматривается случай жестководонапорного режима с использованием углеводородной системы, описанной в [3].

Выпишем для наглядности уравнения материального баланса для нефти, газа и воды:

$$q_n = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho}{a_n(P)} + (1-\rho) \frac{P\beta c(P)}{z(P)P_{ам}} \right] \cdot \omega \right\} \quad (1)$$

$$q_g = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1-\rho)P\beta}{z(P)P_{ам}} [1-c(P)\bar{\gamma}(P)] + \frac{\rho S_n(P)}{a_n(P)} \right] \cdot \omega \right\} \quad (2)$$

$$q_w = - (1-\rho_{ост}) \frac{d\Omega}{dt} \quad (3)$$

где  $\omega = \Omega - (\Omega_0 - \Omega) \cdot \rho_{ост}$

$q_n, q_g, q_w$  — соответственно отбор нефти, газа и расход внедряющейся в залежь воды в единицу времени;  $P$  — давление;  $\rho$  — нефтенасыщенность;  $a_n, S_n$  — объемный коэффициент нефти и количество раство-

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. Гули-заде, Г. И. Джалаалов (ответственный секретарь), К. Н. Джаалилов, Т. А. Исмаил-заде, Ш. Н. Мамедов, Ш. Ф. Мехтисев, А. Д. Султанов, Э. М. Шекинский, Э. Ш. Шихалибеги (зам. главного редактора), Э. М. Шихлинский (зам. главного редактора).

© Издательство «Элм», 1981 г.

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

ренного в ней газа;  $z, \beta$  — коэффициенты сжимаемости и температурной поправки для газовой фазы;  $c$  — содержание жидких углеводородов в газовой фазе;  $[1 - C_{\gamma}]$  — доля потенциально газовых составляющих в единице объема газовой фазы;  $p_{ост}$  — остаточная насыщенность пор углеводородной смесью в области внедрения воды;  $\Omega_0, \Omega$  — начальный и текущий объем пор, занятый углеводородами в необводненной части пласта;  $t$  — время.

Совместное рассмотрение (1) — (3) с учетом соответствующего выражения для  $q_w$ , полученного из решения уравнения движения воды в области с подвижной границей, позволяет получить систему расчетных уравнений для определения основных характеристик процесса вытеснения легкой нефти водой.

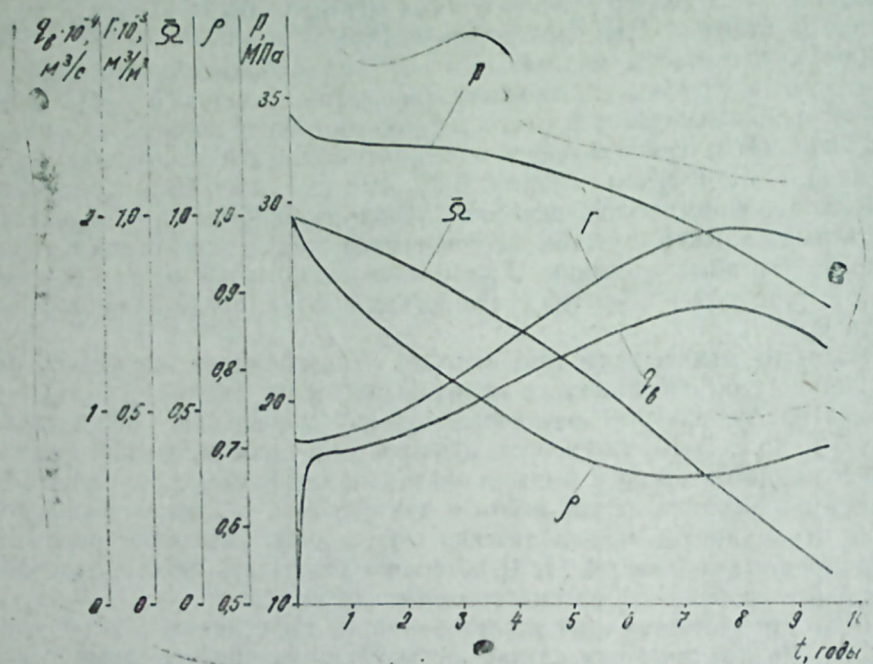


Рис. 1. Показатели процесса при  $q_n = 4\%$  от запасов в год (бинарная модель;  $K = 0,1$  мкм<sup>2</sup>).

Результаты выполненных исследований представлены на рис. 1—4. На рис. 1 иллюстрируется процесс разработки залежи легкой нефти на водонапорном режиме при заданном темпе отбора нефти, равном четырем процентам от запасов. Рассматриваемый процесс по характеру изменения пластового давления может быть разделен на три этапа: первый, напоминающий режим истощения с интенсивным снижением пластового давления, второй, приближающийся к процессу вытеснения одной несжимаемой жидкости другой и третий, сопровождающийся нарастанием темпа падения пластового давления. В соответствии с описанным характером изменения пластового давления  $P$  меняется во времени и расход внедряющейся в залежь воды  $q_w$ . Он быстро растет в первый период, мало меняется во второй и вновь увеличивается в третий.

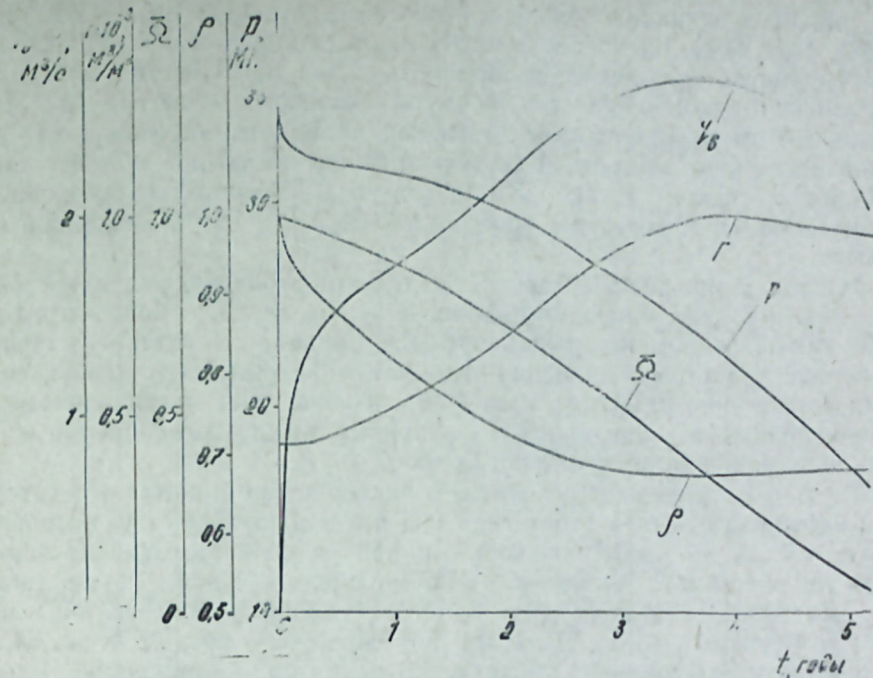


Рис. 2. Показатели процесса при  $q_n = 8\%$  от запасов в год (бинарная модель;  $K = 0,1$  мкм<sup>2</sup>).

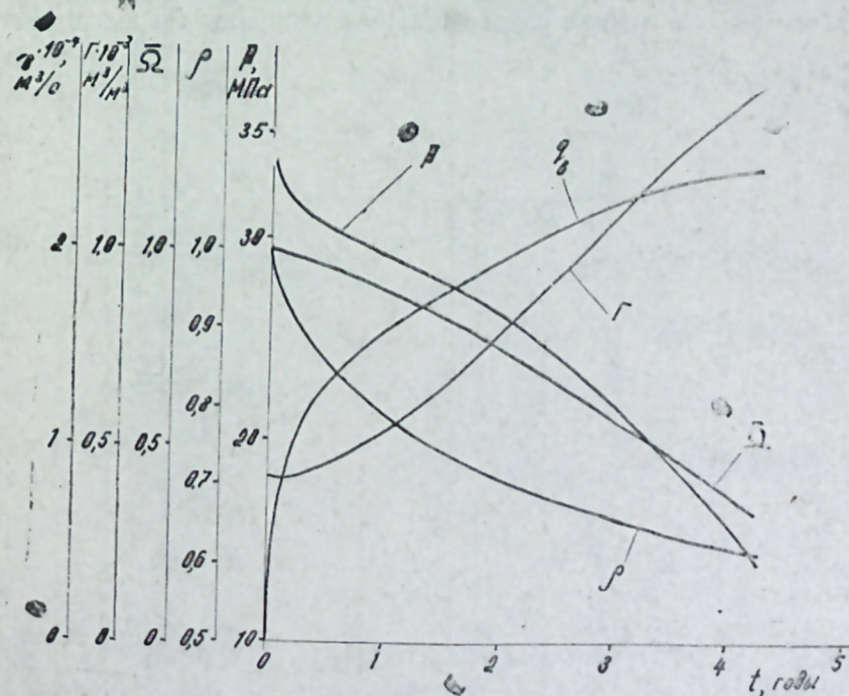


Рис. 3. Показатели процесса при  $q_n = 8\%$  от запасов в год (бинарная модель;  $K = 0,05$  мкм<sup>2</sup>).

Показательным следует считать изменение во времени нефтенасыщенности  $\rho_n$ , которая сильно снижается в течение первого и второго периодов, достигая величины 0,6648, а затем возрастает до величины лишь 0,6952. При этом темп роста нефтенасыщенности к концу исследуемого процесса снижается. Зависимость  $\rho_n(t)$  в основном определяет и характер изменения во времени газового фактора  $\Gamma$ . Последний растет ускоряющимися темпами в области интенсивного снижения нефтенасыщенности и снижающимися темпами в области выполаживания кривой  $\rho_n(t)$ . В области увеличения нефтенасыщенности газовый фактор  $\Gamma$  достигает своего максимума, а затем несколько снижается.

На рис. 2 представлен процесс с темпом отбора нефти вдвое большим, чем в случае, описанном выше. Высокие темпы отбора нефти сделали второй этап менее выраженным и привели к сильному общему снижению пластового давления. Качественный характер зависимостей не претерпел существенного изменения. Только рост насыщенности  $\rho_n$  в конце процесса уменьшился и несколько снизилось внедрение в залежь воды в функции суммарного отбора.

На рис. 3 приведены основные характеристики процесса, в котором темп отбора нефти был таким, как и в предыдущем случае, а проницаемость пласта — вдвое меньшей. Сравнивая соответствующие зависимости на рис. 3 и 2, видим, что влияние проницаемости существенно. Так, на конец четвертого года пластовое давление при  $K=0,1 \text{ мкм}^2$  (рис. 2) снизилось на 35,7%, а при  $K=0,05 \text{ мкм}^2$  (рис. 3) — на 54,2%. К этому моменту времени существенно разнятся и внедрение воды в залежь ( $\bar{\Omega}=0,29$  при  $K=0,1 \text{ д}$  и  $\bar{\Omega}=0,38$  при  $K=0,05 \text{ д}$ ). Заметно ниже отмечаются величины нефтенасыщенности. На конец четвертого года для условий рис. 2  $\rho_n=0,675$ , а для условий рис. 3  $\rho_n=0,626$ . Существенно выше в данном случае текущие величины газового фактора.

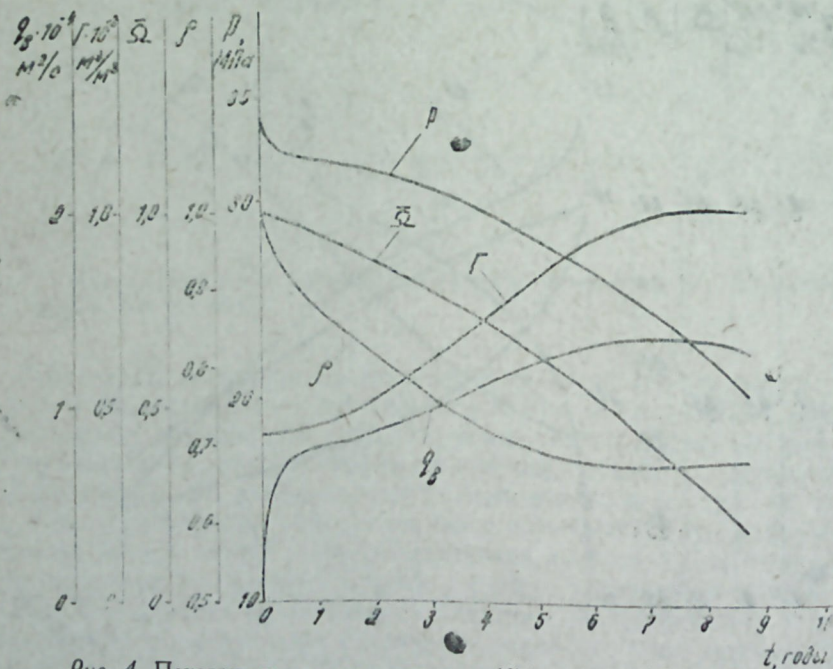


Рис. 4. Показатели процесса при  $q_n = 4\%$  от запасов в год (бинарная модель;  $K=0,05 \text{ мкм}^2$ ).

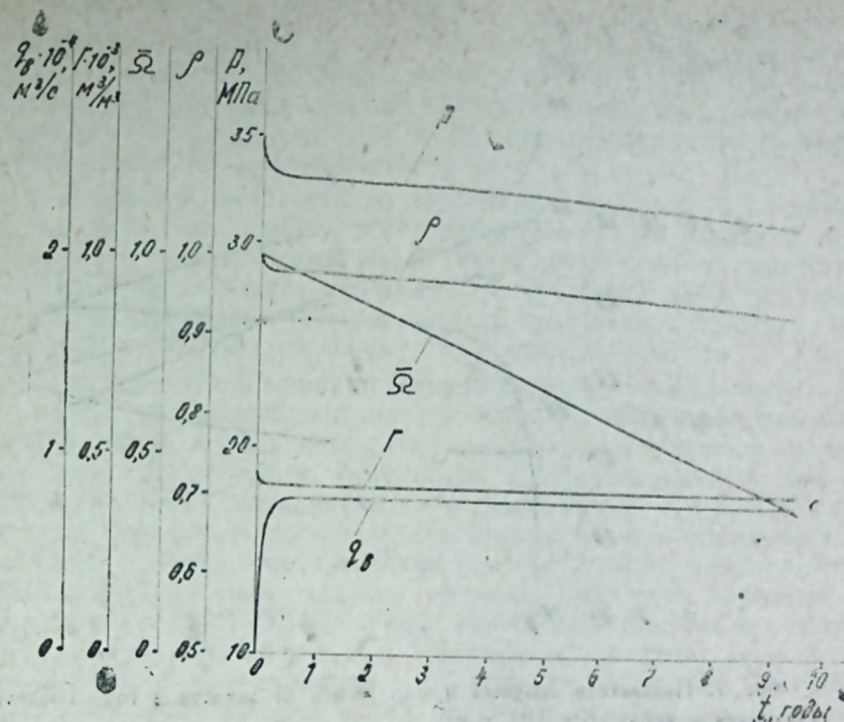


Рис. 5. Показатели процесса при  $q_n = 4\%$  от запасов в год (модель газированной нефти;  $K=0,1 \text{ мкм}^2$ ).

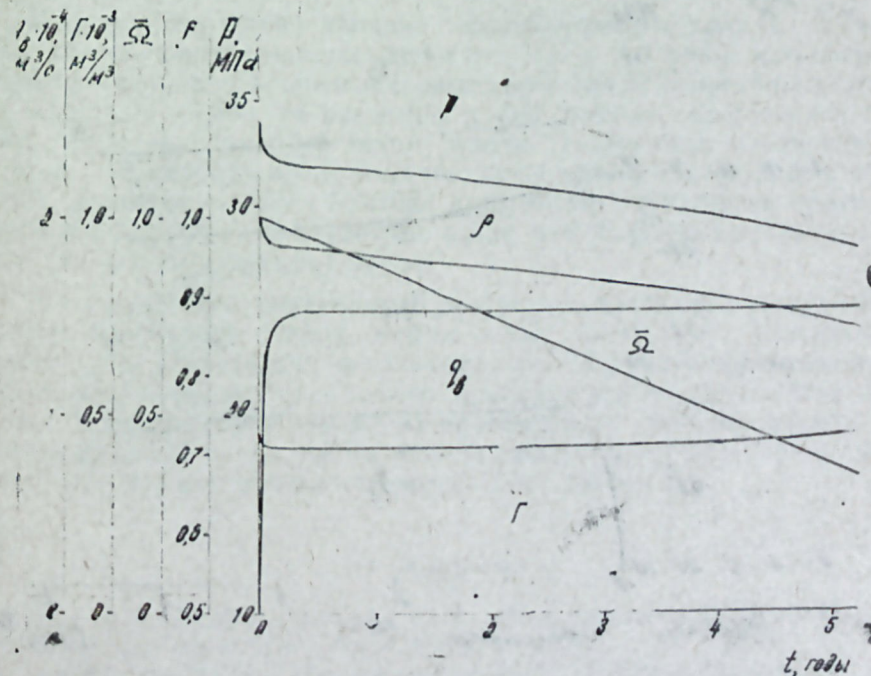


Рис. 6. Показатели процесса при  $q_n = 8\%$  от запасов в год (модель газированной нефти;  $K=0,1 \text{ мкм}^2$ ).

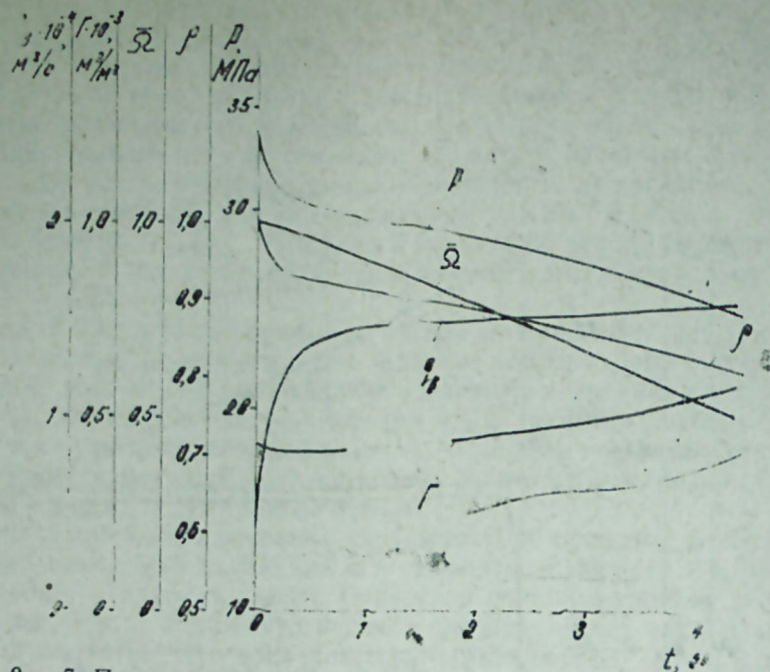


Рис. 7. Показатели процесса при  $q_n = 8\%$  от запасов в год (модель газированной нефти;  $K=0,05$  мкм<sup>2</sup>).

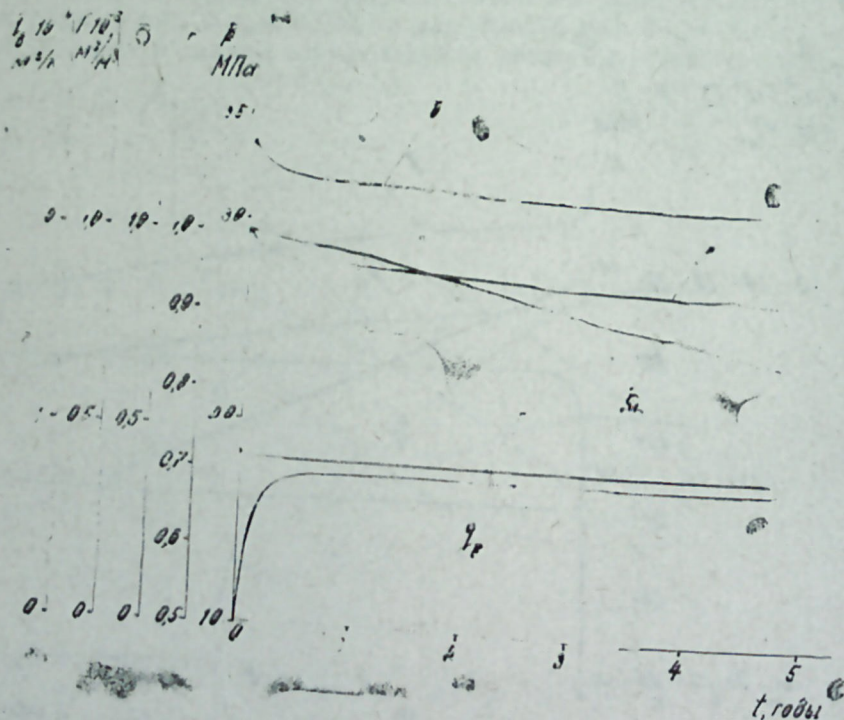


Рис. 8. Показатели процесса при  $q_n = 4\%$  от запасов в год (модель газированной нефти;  $K=0,05$  мкм<sup>2</sup>).

На рис. 4 представлен процесс с проницаемостью пласта  $K=0,05$  мкм<sup>2</sup>, но с темпом отбора нефти вдвое меньшим, чем в случае, описанном на рис. 3. Сравнивая данные рис. 4 и 3, видим, что снижение темпов отбора нефти привело к большему внедрению воды в функции суммарного отбора нефти, к существенно более высоким текущим величинам давления и нефтенасыщенности.

Сравнивая соответствующие зависимости рис. 1 и 2, а также 3 и 4, убеждаемся, что влияние темпа отбора нефти на основные показатели процесса вытеснения ее водой более значительно в условиях низкой проницаемости пласта. Нетрудно убедиться при этом, что отмеченный эффект заметен по изменению всех показателей процесса, но более по изменению нефтенасыщенности и газового фактора.

Для установления принципиальности учета массопереноса нефти в газовой фазе при вытеснении легкой нефти водой были выполнены все описанные выше исследования с использованием расчетной схемы течения газированной нефти. Результаты их представлены на рис. 5—8. При этом условия исследования, описанные на рис. 5 и 1, 6 и 2 и т. д. совпадали. Сравнение соответствующих зависимостей показывает принципиальное отличие. Использование расчетной схемы течения газированной нефти завышает текущие значения пластового давления. При этом, чем выше темп отбора нефти, тем больше разница в пластовых давлениях. Так, если на рис. 1 и 5 разница в пластовых давлениях на конец восьмого года составляла 4,805 МПа, то на рис. 2 и 6 в условиях равных суммарных отборов нефти (на конец четвертого года) она достигла 7,355 МПа. Сравнивая давления на конец четвертого года на рис. 2 и 6, а также 3 и 7, можно увидеть, что меньшая проницаемость лишь увеличивает разницу в давлениях, определенных разными подходами, с 7,649 до 9,316 МПа.

Весьма значительно влияние массопереноса жидкости в газовой фазе на изменение нефтенасыщенности. Если при учете массопереноса нефтенасыщенность в пределах рассмотренных условий снижалась до величин 0,617—0,695, то расчетная схема течения газированной нефти этого не улавливала. При таком отличии в характере изменения  $P(t)$  и  $p_n(t)$  совершенно иначе изменяется во времени газовый фактор. Текущие значения газового фактора при учете массопереноса нефти в газовой фазе всегда и существенно выше, чем полученные исходя из модели течения газированной нефти.

Таким образом, приведенные результаты наглядно показывают, что процесс вытеснения легкой нефти водой имеет свои специфические особенности, значительно отличающие его от процесса вытеснения водой газированной нефти. Поэтому прогнозирование показателей разработки залежей легких нефтей на водонапорном режиме должно осуществляться только на основе модели течения в пористой среде существенно взаиморастворимых углеводородных жидкостей.

#### 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. Газогидродинамические методы расчетов разработки газоконденсатнонефтяных месторождений. В кн.: Разработка нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. М., Недра, 1978.

3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде. «Изв. АН Азерб. ССР», сер. наук о Земле, 1978, № 4.

4. Оруджалиев Ф. Г. Опережающая разработка нефтяной области газоконденсатнонефтяной залежи. Деп. в ВИНТИ от 28 авг. 1978 г. № 2904—78.

5. 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. Г. Оруджалиев

### ЈУНКУЛ НЕФТИН СУ ИЛА СЫХЫШДЫРЫМАСЫ

Мәгаләдә јункул нефтин су илә сыхышдырымасы процесини тәдгигини нәтичәләри верилмишдир. Икифазалы вә икикомпонентли мајенин мәсамәли мүнхтә ахмасы моделиндән истифадә едәрәк көстәрилән мәсәләни һәлли алынмышдыр вә әдәди һесаблама әсасында јункул нефтли јатағын субастғысы режимдә ишләnmәси просеси тәдгиг едилмишдир. Просесин әсас ганунајуғулулары вә она нефт чыхарылмасы сүрәтинин мәсамәли мүнхтин кечиримлијинә тәсири мүнхтә едилмишдир. Һесабатларын тутушдурумасы әсасында көстәрилмишдир ки, тәдгиг олуан просес үчүн газлы мајенин мәсамәли мүнхтә сүзүлмәси моделиндән истифадә етмәк јолверилмәздир.

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

### LIGHT OIL DISPLACEMENT BY WATER

The authors have given the results of the investigation process of light oil displacement by water. The solution of a marked problem has been received using a model of flowing of a two-phase and two-component fluid in a porous medium, and the process of the development of a light oil deposit on water drive has been studied on the base of numeral calculations. The basic regularities of this process and the influence of the selection rate of oil and porous medium permeability upon it have been determined. The inadmissibility of the usage for description of the investigated process of the calculated flowing model in porous medium of aerated oil has been shown on the base of comparative calculations.

УДК. 622.276.21

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, А. М. МАМЕДОВ

### О НЕКОТОРЫХ СПОСОБАХ РЕШЕНИЯ НЕЛИНЕЙНОГО ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ДЕФОРМИРУЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В последние годы в связи с открытием месторождений с трещинными коллекторами и разработкой месторождений, залегающих на больших глубинах и имеющих высокие пластовые давления, возникает необходимость учета в прогнозных гидродинамических расчетах изменения упругих свойств продуктивных коллекторов [5, 8, 9].

В связи с этим практический интерес представляет учет изменения указанных факторов при аналитическом исследовании фильтрационного движения жидкости в деформируемых коллекторах.

Как известно, дифференциальное уравнение плоской нестационарной фильтрации жидкости к системе скважин в деформируемом горизонтальном трещиноватом пласте в безразмерных переменных, введенных соотношениями.

$$\bar{K}(P) = \frac{K(P)}{K_0}, \bar{\rho}(P) = \frac{\rho(P)}{\rho_0}, \bar{\mu}(P) = \frac{\mu(P)}{\mu_0}, \xi_0 = \frac{\mu_0}{K_0 \cdot \rho_0 \cdot h},$$

запишется в виде [4, 5]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{\bar{\rho}(P) \cdot \bar{K}(P)}{\bar{\mu}(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{\bar{\rho}(P) \cdot \bar{K}(P)}{\bar{\mu}(P)} \frac{\partial P}{\partial y} \right] - \xi_0 \cdot \sum_{j=1}^N Q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) = \frac{\mu_0}{K_0} \frac{\partial(m\bar{\rho})}{\partial t}, \quad (1)$$

где  $K(P)$ ,  $\mu(P)$ ,  $\rho(P)$ , — соответственно значения проницаемости пласта, вязкости и плотности нефти;  $K_0$ ,  $\mu_0$ ,  $\rho_0$  — их значения при начальном пластовом давлении;  $h$  — мощность пласта;  $N$  — количество скважин.

При определенных функциональных зависимостях указанных параметров от давления уравнение (1) является нелинейным дифференциальным уравнением, которое не имеет точного аналитического решения. Лишь для одномерных случаев в литературе существуют численные решения, полученные с помощью ЭВМ [8, 9].

Существуют различные подходы к решению задач о фильтрации жидкости, в основном сводящиеся к тому, что дифференциальное уравнение (1) приводится к линейному посредством линеаризации по Лейббензону [3, 8, 9], не имеющие, как правило, строгого обоснования или оценки погрешности. Разумеется, что ошибки линеаризации зависят от

законов изменения перечисленных величин, диапазона давления, в котором эксплуатируется залежь, краевых условий. Во многих случаях линейзация, т. е. переход от реальной нелинейной математической модели к идеальной линейной, оправдан [3, 8, 9]. Линейзация в каждом конкретном случае должна быть обоснована качественно или количественно. Часто точность такого решения неудовлетворительна, так как ошибки линейзации выходят за допустимые пределы. Поэтому возникает повышенный интерес к методам решения нелинейных задач, к исследованию нелинейных математических моделей задач нестационарной фильтрации.

В данной работе с предположением, что проницаемость пласта является функцией от давления, расширяется область применения способа линейзации уравнения (1), предложенного в [2], и доказывается справедливость такой линейзации с помощью различных методов решения нелинейных задач.

1. Согласно работе [2] уравнение (1) приводим к виду:

$$\frac{\partial^2 \bar{\rho}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \bar{\rho}}{\partial y^2} - \xi_0 \cdot \lambda \sum_{j=1}^N Q_j \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) = \frac{\mu_0 \cdot \lambda \cdot \beta^*}{K_0 \cdot \beta_{ж}} \cdot \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial t}, \quad (2)$$

где  $\lambda$  определяется из функциональной зависимости

$$\frac{\bar{\mu}(P)}{K(P) \cdot \bar{\rho}(P)} \frac{d\bar{\rho}}{dP} = \lambda, \quad (3)$$

$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c$ ;  $\beta_c$ ,  $\beta_{ж}$  — соответственно коэффициенты упругости пласта, объемной упругости пористой среды и жидкости. Из дифференциального уравнения (3) получаем:

$$\bar{\rho} = c \exp\left(-\lambda \int_P^{P_0} \varphi(P) dP\right), \quad (4)$$

где  $\varphi(P) = \frac{K(P)}{\mu(P)}$ ,  $c$  и  $\lambda$  будут определяться из реального закона состояния сжимаемой жидкости на промежутке давлений  $P_1 \leq P \leq P_0$ .

Тогда с учетом того, что по закону Гука  $\bar{\rho}(P) = \exp(\beta_{ж}(P - P_0))$ , (4') из (4) имеем:

$$\lambda = \frac{\beta_{ж}(P_0 - P_1)}{\int_{P_1}^{P_0} \varphi(P) dP}. \quad (5)$$

Подставляя (5) в (4), окончательно имеем:

$$\bar{\rho} = \exp(\varepsilon(P)), \quad (6)$$

где:

$$\varepsilon(P) = \beta_{ж}(P_1 - P_0) \frac{\int_{P_1}^{P_0} \varphi(P) dP}{\int_{P_1}^P \varphi(P) dP}$$

Для иллюстрации указанной линейзации уравнения (1) нами была рассмотрена следующая тестовая задача, на примере которой была исследована точность метода линейзации с помощью применения теорем сравнения Вестфала и интегральным методом [1, 10, 14].

Предположим, что в полубесконечном деформируемом трещиноватом пласте прямолинейная галерея мгновенно пущена в эксплуатацию с постоянным давлением  $P_1$ . Перед пуском галереи давление во всем пласте было равно  $P_0$ . Это давление удерживается на бесконечности и после пуска галереи в эксплуатацию. Фильтрация жидкости подчиняется линейному закону Дарси. Требуется определить давление в любой точке пласта в любой момент времени  $t > 0$ .

В этом случае для прямолинейного потока уравнение (2) принимает вид:

$$\frac{\partial^2 \bar{\rho}}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial \bar{\rho}}{\partial t} \quad (7)$$

Начальные и граничные условия для указанной задачи будут:

$$\bar{\rho}|_{t=0, x \rightarrow \infty} = 1, \quad (8) \quad \bar{\rho}|_{x=0} = \bar{\rho}_\Gamma, \quad (9)$$

где:

$$\chi = \frac{K_0 \cdot \beta_{ж}}{\mu_0 \cdot \beta^* \cdot \lambda}, \quad \bar{\rho}_\Gamma = \exp(\varepsilon(P_1)). \quad (10)$$

Решение этой задачи приведено в [15] и имеет следующий вид:

$$\bar{\rho}(x, t) = 1 - (1 - \bar{\rho}_\Gamma) (1 - \operatorname{erf} \xi), \quad (11)$$

где:

$$\xi = x / (2\sqrt{\chi t}).$$

С учетом (6) и (11) при определенных экспериментальных функциональных зависимостях физических параметров от давлений определяется перераспределение давления в любой точке пласта при  $t > 0$ .

В качестве примера рассмотрим задачу об определении поля давлений, когда  $\mu(P) = 1$  и проницаемость пласта зависит от давления по экспоненциальному закону

$$K(P) = \exp(\alpha_k(P - P_0)). \quad (12)$$

Тогда с учетом (12) и (5) из (6) имеем:

$$P(x, t) = P_0 + \frac{\ln [1 + \frac{\alpha_k}{\lambda_0} \ln \bar{\rho}(x, t)]}{\alpha_k}, \quad (13)$$

где:  $\alpha_k$  — коэффициент, характеризующий изменение проницаемости при изменении давления,

$$\bar{\rho}(x, t) = 1 - (1 - \bar{\rho}_0) (1 - \operatorname{erf} \xi), \quad \bar{\rho}_0 = \exp\left(-\lambda \int_{P_1}^{P_0} K(P) dP\right), \quad \lambda_0 = \frac{\alpha_k \cdot \beta_{ж} \cdot \Delta P_\Gamma}{1 - e^{-\alpha_k \cdot \Delta P_\Gamma}}$$

$$\Delta P_\Gamma = P_0 - P_1.$$

Переменный во времени дебит галереи согласно закону Дарси можно записать:

$$Q = \frac{K_0 \cdot \rho_0 \cdot S \cdot h (1 - \exp(-\alpha_k \Delta P_T))}{2\mu \cdot \alpha_k \cdot \beta_{ж} \cdot \Delta P_T \cdot \sqrt{\gamma t}}, \quad (14)$$

где:  $S$  — ширина пласта;  $h$  — мощность пласта.

Отметим, что на основании работы [7] утверждается, что полученное частное решение рассматриваемой нелинейной задачи в любой полуплоскости  $D$  ( $0 \leq t \leq T$ ,  $0 \leq x < \infty$ ) является обобщенным решением первой краевой задачи и это решение единственное.

**II. Применение теорем сравнения Вестфала [10, 14] для оценки решения задачи, приведенной в пункте I.**

Как отмечено в работе [6], методы линеаризации равносильны замене переменных коэффициентов в уравнениях фильтрации постоянными. Поэтому погрешность линеаризации, как и погрешность некоторых других приближенных методов, можно оценить, исследуя зависимость решений от коэффициентов уравнений.

В данном случае с помощью теоремы сравнения дается оценка точности линеаризованного решения уравнения фильтрации жидкости в трещиноватых пластах, приведенного в первом случае.

Применению теорем сравнения для оценки решений различных автоматических задач теории фильтрации и теплопроводности, а также исследованию точности метода линеаризации и метода последовательной смены стационарных состояний для таких задач посвящен ряд работ [6, 10, 11, 12].

Согласно [10] с введением функции

$$\Phi = \int_{P_1}^P \bar{K}(P) \cdot \bar{\rho}(P) \cdot dP, \quad (15)$$

указанная одномерная задача приводится к виду:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} = b(P) \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2}, \quad (16) \quad \Phi|_{x=0} = 0, \quad (17)$$

$$\Phi|_{t=0} = \Phi|_{x \rightarrow \infty} = \Phi_0, \quad (18)$$

где:

$$\Phi_0 = \int_{P_1}^{P_2} \bar{K}(P) \cdot \bar{\rho}(P) dP; \quad b(P) = \frac{K_0}{\mu_0 \cdot \beta_{ж}} \cdot \bar{K}(P). \quad (19)$$

Зная, что при условии  $P_1 \leq P_0$ ,  $\frac{\partial P}{\partial t} \leq 0$ , тогда из (15) следует, что  $\frac{\partial \Phi}{\partial t} \leq 0$ .

Далее, следуя теореме Вестфала, рассматриваются функции  $\Phi^{(2)}$  и  $\Phi^{(1)}$  удовлетворяющие соответственно уравнениям и условиям:

$$\frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} = b(P_0) \frac{\partial^2 \Phi^{(1)}}{\partial x^2}; \quad \frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial t} = b(P_1) \frac{\partial^2 \Phi^{(2)}}{\partial x^2}, \quad (20)$$

$$\Phi^{(1)}|_{x=0} = 0, \quad \Phi^{(2)}|_{x=0} = 0, \\ \Phi^{(1)}|_{t=0, x \rightarrow \infty} = \Phi_0, \quad \Phi^{(2)}|_{t=0, x \rightarrow \infty} = \Phi_0,$$

где:

$$b(P_1) \leq b(P) \leq b(P_0). \quad (21)$$

Из (19) и (21) легко видеть, что имеют место следующие неравенства:

$$\frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} \leq b(P) \frac{\partial^2 \Phi^{(1)}}{\partial x^2}, \quad \frac{\partial \Phi^{(2)}}{\partial t} \geq b(P) \frac{\partial^2 \Phi^{(2)}}{\partial x^2}. \quad (22)$$

тогда из теоремы Вестфала следует, что:

$$\Phi^{(1)} \leq \Phi \leq \Phi^{(2)}; \quad P^{(1)} \leq P \leq P^{(2)}. \quad (23)$$

Решения задач (20) имеют форму [15]:

$$\Phi^{(i)} = \Phi_0 \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{b_i t}} \right), \quad (24)$$

где:  $i = 1, 2$ ;  $b_1 = b(P_0)$ ,  $b_2 = b(P_1)$ ;

$\operatorname{erf} z$  — интеграл вероятности.

Дадим оценку погрешности между решениями  $\Phi^{(2)}$  и  $\Phi^{(1)}$ . С этой целью сначала исследуем максимум функции  $\max_x |\Phi^{(2)} - \Phi^{(1)}|$ . По правилу общего аналитического определения [13], функция достигает своего максимума в точке

$$x_{\max} = \sqrt{\frac{2b_1 \cdot b_2 \cdot t \cdot \ln(b_2/b_1)}{b_2 - b_1}}. \quad (25)$$

Значит, в точке  $x = x_{\max}$  разница между функциями  $\Phi^{(2)}$  и  $\Phi^{(1)}$  максимальная.

Согласно работам [10, 14], для улучшения полученных оценок нужно воспользоваться полученными решениями. Так, например, для улучшения оценки снизу необходимо решить задачу:

$$\frac{\partial \Phi^{(3)}}{\partial t} = b(P^{(2)}) \frac{\partial^2 \Phi^{(3)}}{\partial x^2}, \quad (26) \quad \Phi^{(3)}|_{x=0} = 0, \quad \Phi^{(3)}|_{t=0, x \rightarrow \infty} = \Phi_0, \quad (27)$$

где  $b(P^{(2)})$  определяется из (19) при  $p = P^{(2)}$ .

Относительно теоремы сравнения имеют место следующие неравенства:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial t} \geq b(P^{(2)}) \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2}, \quad \frac{\partial \Phi^{(1)}}{\partial t} \leq b(P^{(2)}) \frac{\partial^2 \Phi^{(1)}}{\partial x^2}. \quad (28)$$

Решая задачу (26) — (27) при  $b[P^{(2)}(x, t)]_{x=x_{\max}} = b_3$ , имеем:

$$\Phi^{(3)} = \Phi_0 \cdot \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{b_3 t}} \right), \quad \Phi^{(1)} \leq \Phi^{(3)} \leq \Phi, \\ P^{(1)} \leq P^{(3)} \leq P. \quad (29)$$

Аналогичным образом улучшаются и верхние оценки и в результате получаются следующие неравенства:

$$\Phi^{(1)} \leq \Phi^{(3)} \leq \Phi \leq \Phi^{(4)} \leq \Phi^{(2)}, \\ P^{(1)} \leq P^{(3)} \leq P \leq P^{(4)} \leq P^{(2)}, \quad (30)$$

где:

$$\Phi^{(4)} = \Phi_0 \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{b_4 t}} \right), \quad (31)$$

$$b_4 = b[P^{(1)}(x, t)]_{x=x_{\max}}. \quad (32)$$

Чтобы построить третье приближение, необходимо повторить все рассуждения. Максимальные значения  $x'_{\max}$ , которые необходимы для построения оценок, определяются из  $\max | \Phi^{(4)} - \Phi^{(3)} |$ :

$$x'_{\max} = \sqrt{\frac{2b_3 \cdot b_4 \cdot t \cdot \ln(b_4/b_3)}{b_4 - b_3}} \quad (33)$$

Тогда по теореме сравнения можно заключить, что:

$$\begin{aligned} \Phi^{(1)} \leq \Phi^{(3)} \leq \Phi^{(5)} \leq \Phi \leq \Phi^{(6)} \leq \Phi^{(4)} \leq \Phi^{(2)}, \\ P^{(1)} \leq P^{(3)} \leq P^{(5)} \leq P \leq P^{(6)} \leq P^{(4)} \leq P^{(2)}, \end{aligned} \quad (34)$$

где:

$$\Phi^{(5)} = \Phi_0 \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{b_5 t}} \right); \quad \Phi^{(6)} = \Phi_0 \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{b_6 t}} \right); \quad (35)$$

$$b_5 = b [P^{(4)}(x, t)]_{x=x'_{\max}}; \quad b_6 = b [P^{(3)}(x, t)]_{x=x'_{\max}}. \quad (36)$$

**III. Решение задачи, приведенной в пункте I, методом интегральных соотношений [1].**

Дифференциальное уравнение (1) с учетом (4) приводим к виду:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \varphi(\bar{p}) \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \right] = \frac{\mu_0 \beta^*}{K_0} \frac{\partial \bar{p}}{\partial t}, \quad (37)$$

где:

$$\varphi(\bar{p}) = \bar{K} \left( \frac{1}{\beta_{ж}} \ln \bar{p} \right). \quad (38)$$

В соответствии с теорией метода интегральных соотношений решение нелинейного уравнения (37) с граничными условиями (8), (9) и условий  $\bar{p}|_{x=l(t)} = 1$ ;  $\frac{\partial \bar{p}}{\partial x}|_{x=l(t)} = 0$ ;  $\frac{\partial^2 \bar{p}}{\partial x^2}|_{x=l(t)} = 0$  ищем в виде многочлена третьей степени от  $x$ ,

$$\bar{p}(x, t) = a_0(t) + a_1(t)x + a_2(t)x^2 + a_3(t)x^3. \quad (39)$$

Чтобы приближенное решение (39) удовлетворяло граничным условиям задачи, подставим (39) в указанные условия и получим систему четырех линейных алгебраических уравнений относительно коэффициентов  $a_j$  ( $j = 0, 1, 2, 3$ ), решая которую, имеем:

$$\bar{p}(x, t) = 1 + (1 - \mu\bar{\gamma}) \frac{[x - l(t)]^3}{l^3(t)}, \quad (40)$$

где  $l(t)$  — подвижная граница возмущенной области и определяется из первого интегрального соотношения [1], соответствующего уравнению (37):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \int_0^{l(t)} \bar{p}(x, t) dx \right] = \frac{K_0}{\mu_0 \beta^*} \left\{ \left[ \varphi(\bar{p}) \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \right]_{x=l(t)} - \right. \\ \left. - \left[ \varphi(\bar{p}) \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \right]_{x=0} \right\} + \left[ \frac{dx}{dt} \bar{p}(x, t) \right]_{x=l(t)}. \end{aligned} \quad (41)$$

Интегральное соотношение (41) с учетом граничных условий и выражения (40) преобразуется в следующее обыкновенное дифференциальное уравнение первого порядка относительно  $l(t)$ :

$$12 \frac{K_0}{\mu_0 \beta^*} \varphi(\bar{p}) \Big|_{x=0} \cdot \frac{1}{l(t)} = \frac{dl(t)}{dt} \quad (42)$$

с начальным условием  $l(0) = 0$ . В уравнении (42) переменные легко разделяются и решение имеет вид:

$$l(t) = \sqrt{\frac{24 K_0 \cdot \varphi(\bar{p})|_{x=0}}{\mu_0 \cdot \beta^*}}. \quad (43)$$

Для сопоставления полученных решений по формулам (13), (24), (29), (31), (35) и (40) с учетом (12), проведены расчеты при следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} \alpha_k &= 0,0024 \text{ 1/am}; & \beta_{ж} &= 0,0009 \text{ 1/am}; \\ K_0 &= 0,5 \text{ } \partial; & \mu_0 &= 0,46 \text{ снз}; & \beta^* &= 0,000181 \text{ 1/am}; \\ P_0 &= 200 \text{ am}; & P_1 &= 50 \text{ am}. \end{aligned}$$

Результаты расчетов представлены в табл. 1 и 2.

В табл. 1 приведены результаты расчетов по формулам (29) — (35) при различных значениях расстояний и моментов времени.

Следует отметить, что полученные оценки отражают погрешность от линеаризации нелинейного дифференциального уравнения [10, 14]. Решение линейной задачи, соответствующей нелинейной задаче, показывает, что переход от нелинейной к линейной задаче может привести к ошибкам, достигающим 8,1% (в нашем примере).

Табл. 1 свидетельствует о достаточной точности метода сравнения после двух—трех приближений. Как видно, в начале процесса максимальная относительная погрешность достигает величины 8,1%.

В табл. 2 даны результаты оценки погрешностей приближенных методов при подсчетах давлений в различных расстояниях и времени.

Принимая формулу (35) более точной, погрешность определялась при помощи следующего равенства:

$$\Delta_1 = \frac{|P_I - P_{II}|}{P_I} \cdot 100\%, \quad \Delta_2 = \frac{|P_I - P_{III}|}{P_I} \cdot 100\%,$$

где  $P_{II}$ ,  $P_I$ ,  $P_{III}$  — соответственно значения давлений по изложенным методам.

Табл. 2 убеждает в том, что при подсчетах понижения пластового давления погрешности приближенных методов оказываются не слишком велики. Чем больше  $t$ , тем больше расстояние  $x$ , при котором допустимо пользоваться приближенными формулами с заданной степенью точности. Важно отметить, что максимальная погрешность по методам линеаризации и интегральных соотношений относительно метода сравнения дает соответственно 2,2 и 1,98%.

Это дает возможность использовать способ линеаризации [2] для решения более сложных задач с учетом многомерности потока, неоднородности и геометрии залежей.

IV. Решения двумерной нестационарной задачи фильтрации жидкости методом линеаризации [2].

Таблица 1

$t$	15 мин.						1,5 час					
	I приближение		II прибр.		III прибр.		I прибр.		II прибр.		III прибр.	
	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.
$x$ (м)												
1	55,6	51,6	55,1	51,6	Совпадает с нижним решением III приближения	51,6	52,2	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
4	71,8	68,1	69,4	69,0		69,0	59,0	57,6	58,1	58,1	58,1	58,1
10	100,4	93,2	95,3	94,9		94,9	72,2	68,5	69,4	69,0	69,0	69,4
20	139,1	127,8	131,2	130,1		130,5	92,4	85,8	87,5	87,1	87,1	87,5
35	175,1	164,0	167,4	166,7		166,7	118,8	109,2	111,3	110,8	110,8	111,2
60	196,6	191,7	193,6	193,3		193,3	152,5	140,6	144,3	143,5	143,5	143,5
90	199,6	199,1	199,4	199,4		199,4	177,7	167,1	170,4	169,7	169,7	169,7
130	199,9	199,9	199,9	199,9		199,9	193,6	187,0	189,5	188,9	188,9	188,9
180	—	—	—	—		—	199,1	196,9	197,9	197,6	197,6	197,6
250	—	—	—	—		—	199,9	199,9	199,9	199,9	199,9	199,9
350	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

3 час						4,5 час					
I прибр.		II прибр.		III прибр.		I прибр.		II прибр.		III прибр.	
Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.	Верхн.	Нижн.
51,7	51,2	51,2	51,2	Совпадает с нижним решением III приближения	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
56,6	55,6	55,6	55,6		55,6	55,1	54,1	54,6	54,6	54,6	54,6
65,7	63,3	64,3	63,8		63,8	62,8	60,9	61,4	61,4	61,4	61,4
80,9	75,9	77,3	76,8		76,8	75,4	71,3	72,2	72,2	72,2	72,2
101,3	93,6	95,8	94,9		95,4	92,8	86,2	88,0	87,5	87,5	87,5
125,1	119,2	122,4	121,6		122,0	118,0	108,3	111,2	110,8	110,8	110,8
156,4	144,3	147,9	147,2		147,1	142,8	131,2	134,6	133,9	133,9	134,3
178,9	168,4	171,7	170,7		171,1	167,1	155,3	158,8	158,2	158,2	158,4
192,9	186,1	183,6	187,9		188,3	185,1	175,4	178,7	178,0	178,0	178,3
199,1	198,6	197,6	197,3		197,3	196,0	191,1	192,9	192,6	192,6	192,6
199,9	199,9	199,9	199,9	199,9	199,7	198,5	199,1	198,9	198,9	199,1	

Таблица 2

		15 мин.					1,5 час				
$x$ (м)	$t$	$P_I$	$P_{II}$	$P_{III}$	$\Delta_1\%$	$\Delta_2\%$	$P_I$	$P_{II}$	$P_{III}$	$\Delta_1\%$	$\Delta_2\%$
		1		54,6	54,9	54,2	0,55	0,73	51,7	52,0	51,0
4		69,0	69,4	69,2	0,58	0,30	58,1	57,9	58,0	0,34	0,17
10		94,9	95,9	94,0	1,04	0,95	69,4	69,4	69,2	0	0,29
20		130,5	131,8	128,8	0,99	1,30	88,9	88,9	86,7	1,57	0,91
35		166,7	169,3	163,8	1,53	1,74	113,7	113,7	109,8	2,2	1,26
60		193,3	194,1	193,3	0,42	0	143,8	145,8	140,7	1,58	1,98
90		199,4	199,9	199,9	0,25	0,25	169,7	172,4	167,3	1,57	1,41
130		199,9	—	200	0	0,05	188,9	190,3	187,7	0,73	0,63
180		—	—	—	—	—	197,6	197,9	197,8	0,15	0,1
250		—	—	—	—	—	199,9	199,9	200	0	0,05
350		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

3 час					4,5 час				
$P_I$	$P_{II}$	$P_{III}$	$\Delta_1\%$	$\Delta_2\%$	$P_I$	$P_{II}$	$P_{III}$	$\Delta_1\%$	$\Delta_2\%$
51,2	52,0	51,7	1,54	0,96	51,2	50,2	51,7	1,35	0,98
55,6	54,9	55,4	1,26	0,35	54,6	54,9	54,2	0,55	1,27
63,8	63,7	64,2	0,16	0,62	61,4	60,8	61,8	0,97	0,65
76,8	77,9	76,8	1,41	0	72,2	72,3	71,8	0,13	0,55
95,4	97,0	95,2	1,65	0,21	87,5	88,9	87,9	1,57	0,45
122,0	123,9	120,5	1,53	1,23	110,8	112,7	109,8	1,68	0,9
147,1	150,0	144,2	1,93	1,97	134,3	136,7	132,4	1,75	1,56
171,1	173,8	168,4	1,55	1,58	158,1	161,2	155,8	1,80	1,45
188,3	189,4	186,5	0,58	0,95	178,3	180,8	175,8	1,38	1,68
197,3	197,9	197,8	0,30	0,25	192,6	194,1	192,2	0,77	0,21
199,9	199,9	200	0	0,05	199,1	199,9	199,9	0,4	0,4

В этом случае рассматривается движение упругой жидкости к системе скважин в упруго-замкнутом полосообразном трещиноватом пласте. Фильтрация жидкости подчиняется закону Дарси.

В изложенной постановке решается дифференциальное уравнение (2) при следующих условиях:

$$\left. \frac{\partial \bar{p}}{\partial x} \right|_{x=0; L} = 0; \left. \frac{\partial \bar{p}}{\partial y} \right|_{y=0; H} = 0; \bar{p}|_{t=0} = 1. \quad (44)$$

Отметим, что решение данной задачи полностью совпадает с решением задачи (8) — (13), приведенной в работе [5], лишь с той разницей что нужно принимать:

$$\Phi(x, y, t) = \bar{p}(x, y, t), \Phi_{пл} = 1, \xi_0 = \frac{\mu_0 \cdot \lambda}{K_0 \cdot \rho_0 \cdot h}, \chi = \frac{K_0 \cdot \beta_{ж}}{\mu_0 \cdot \beta^* \cdot \lambda}.$$

Переход от функции  $\bar{p}(x, y, t)$  к  $P(x, y, t)$  осуществляется с помощью формулы (6).

В заключение отметим, что изложенные аналитические приемы для решения нелинейных задач фильтрации жидкости в трещиноватых породах являются дополнением к существующим методам и не заменяют их. Использование их окажется полезным для оценки точности применения приближенных приемов для решения нелинейных задач теории фильтрации жидкости и газов.

#### Литература

1. Беляев Н. М., Рядно А. А. Методы нестационарной теплопроводности М., «Высшая школа», 1978.
2. Васильев Ю. Н. Линеаризация уравнения фильтрации сжимаемой жидкости при проницаемости и вязкости, зависящих от давления. Труды ВНИИГаз, вып. 45(53), М., 1972.
3. Временное руководство по гидрогазодинамическим методам изучения фильтрационных свойств залежей нефти и газа, характеризующихся высокими пластовыми давлениями. Баку, «Элм», 1978.
4. Гусейн-заде М. А., Колосовская А. К. Упругий режим в однопластовых и многопластовых системах. «Недра», 1972.
5. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И., Мустафаев Ф. М. О притоке реальной нефти к скважинам в трещиноватом пласте. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 4.
6. Ентов В. М. Теоремы сравнения для уравнений нестационарной фильтрации. ПММ, 29, вып. I, 1965.
7. Калашников А. С. и др. Задача Каши и краевые задачи для уравнения типа нестационарной фильтрации. «Изв. АН СССР», серия математика, 1958, т. 22, № 5.
8. Наказная А. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1972.
9. Николаевский В. Н. и др. Механика насыщенных пористых сред. М., «Недра», 1970.
10. Огибалов П. М., Мирзаджанзаде А. Х. Механика физических процессов. Изд-во МГУ, 1976.
11. Пирвердян М. А. Об одном способе оценок приближенных решений уравнения нестационарной фильтрации нефти и газа. ПММ, 25, вып. I, 1961.
12. Пирвердян М. А. Об оценках некоторых приближенных методов решения задач нестационарной фильтрации. «Изв. АН СССР», серия механика и машиностроение, 1962, № 5.
13. Смирнов В. И. Курс высшей математики, т. I. М., 1961.

14. Фридман А. Уравнения с частными производными параболического типа. «Мир», 1968.
15. Чарый И. А. Подземная гидрогазодинамика. М., 1963.

Г. И. Чалалов, А. М. Мамедов

#### ДЕФОРМАЦИЈА ОЛУНАН СҰХУРЛАРДА МАЈЕНИН ГӨРАРЛАШМАМЫШ СҰЗУЛМӘСИНИН ГЕЈРИ-ХӘТТИ ДИФФЕРЕНЦИАЛ ТӘНЛИЈИНИН БИР НЕЧӨ ҺӘЛЛ ҮСУЛУ ҺАГТЫНДА

Мәгаләдә деформација олуна сұхурларда мајенин сұзүлмә просесинин гејри-хәтти дифференциал тәнлији үчүн гојумуш сәрһәд мәсәләсинин һәлли үчүн бир нечө үсул тәтбиғ едилмишдир.

Алынан дүстурлара әсәсэн һесабат апарыларағ, хәттиләшдирмә үсулуни дәгиглији мугәјисә теореминә әсәсэн гижмәтләндирилмиш вә һәмин үсулуни даһа мүрәккәб мәсәләләрин һәллине тәтбиғи төвсијә едилмишдир.

G. I. Djalalov, A. M. Mamedov

#### ABOUT SOME METHODS FOR DECISION OF NONLINEAR DIFFERENTIAL EQUATION OF NONSTATIONARY FLUID FILTRATION IN DEFORMED COLLECTORS

The authors have used the linearization method in the work for the decision of regional problems set for nonlinear differential equation of nonstationary fluid filtration in deformed collectors. Further the same problem has been solved by means of the theorem of comparison and the truth of such a linearization has been shown.

Р. А. МУСАЕВ, Н. Д. ТАИРОВ, Э. Г. ХАЛИЛОВ, М. И. АБДУЛЛАЕВ,  
Т. К. ДЖАБРАИЛОВА

### ИССЛЕДОВАНИЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ЩЕЛОЧНО-СИЛИКАТНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

За последние годы значительно расширилась область применения растворов щелочи для целей увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных залежей [1]. Это прежде всего объясняется тем, что при контакте раствора щелочи с нефтью ее молекулы, взаимодействуя с активными компонентами нефти, проявляют множество специфических свойств, которые придают системе вода-нефть совершенно новые благоприятные вытесняющие качества [2]. В данном случае снижение поверхностного натяжения способствует диспергированию нефти в пласте, в результате чего снижается подвижность вытесняющей воды, уменьшается вероятность ее прорыва за счет неблагоприятного соотношения вязкостей. Все это повышает охват пласта заводнением.

Для достижения существенного увеличения эффективности нефтевытеснения очень часто смеси различных веществ являются более эффективными, чем каждое из них в отдельности. В этом случае скрытые возможности каждого отдельно взятого вещества системы проявляются более ярко в результате их объединения.

В связи с изложенным изучалось влияние растворов щелочи, силиката и их смеси в куринской воде на коэффициент вытеснения нефти I горизонта ПТ месторождения Кюровдаг.

Использованная в качестве вытесняемой жидкости нефть имела следующую характеристику: вязкость при 20°C — 6,0 сПа·с, плотность — 0,9180 Мг/м<sup>3</sup>; поверхностное натяжение на границе с куринской водой 20,0 мН/м. Она содержала 1,1% нафтеновых кислот. По своим свойствам исследованная нефть может быть отнесена к смолистым (содержание силикагеловых смол доходит до 20%), малосернистым (0,35%), малоазотистым (0,29%), слабopарафинистым (0,55%) нефтям нафтенo-метанового класса.

Исследованиями (рис. 1) установлено, что поверхностное натяжение нефти на границе раздела с растворами щелочи и ее смеси с силикатом при концентрации 0,15% снижается до 0,1 мН/м и менее. Причину большого снижения  $\sigma$  на границе с растворами щелочи и ее смеси с силикатами можно объяснить взаимодействием щелочи с активными компонентами нефти (органические кислоты, смолы, сернистые и азотистые соединения) и образованием новых водорастворимых соединений.

Меньшее снижение  $\sigma$  растворов силиката на границе с нефтью можно объяснить отсутствием взаимодействия их с активными компонентами нефти. В случае растворов силиката величина поверхностного

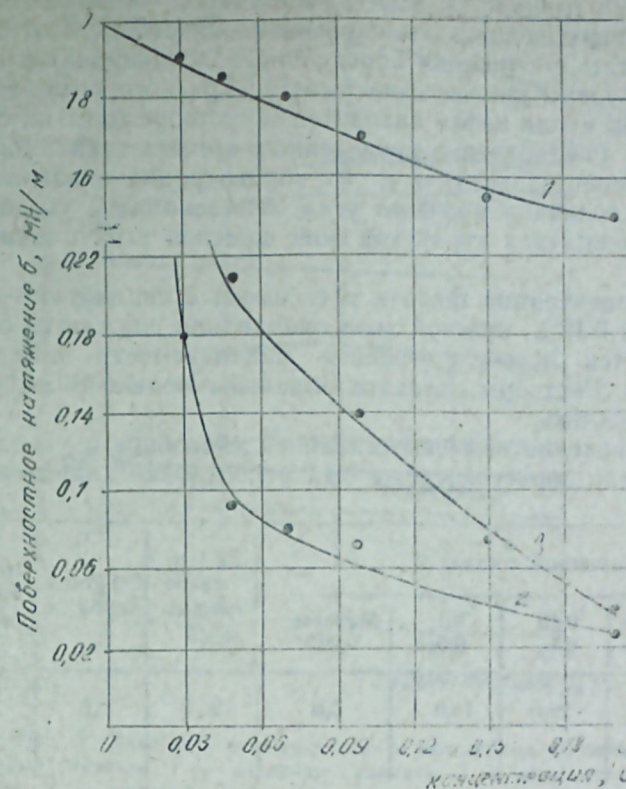


Рис. 1. Изотермы поверхностного натяжения растворов силиката (1), щелочи (2) и их смеси (1:1) (3) в куринской воде на границе с нефтью I горизонта месторождения Кюровдаг.

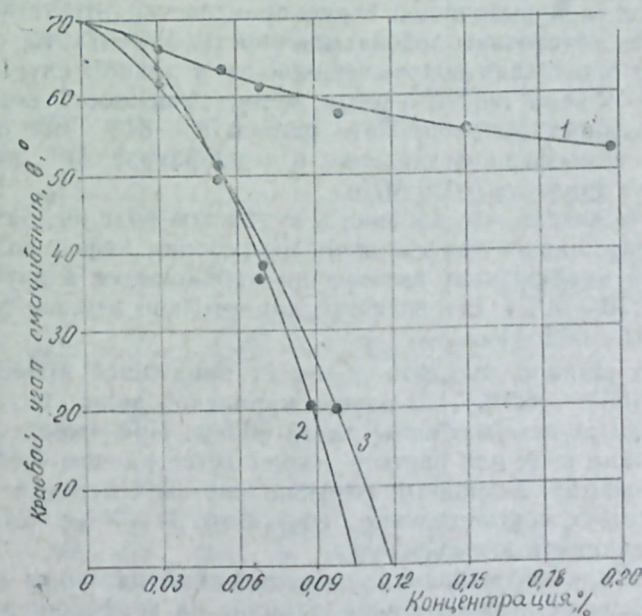


Рис. 2. Изменение краевого угла смачивания стекла, капель нефти с концентрацией силиката (1), щелочи (2) и их смеси (1:1) (3) в куринской воде.

натяжения на границе с нефтью снижается незначительно, т. е. на 4,0 мН/м. Исследовалась смачивающая способность этих растворов. Краевые углы смачивания определялись проекционным методом. На рис. 2 приведены кривые зависимости краевого угла смачивания в случае, когда капля нефти находится в растворе щелочи, силиката и их смеси (1:1). Рассмотрение приведенных кривых зависимостей показывает, что свойства веществ и их концентрация оказывают заметное влияние на величину краевого угла смачивания. С увеличением концентрации веществ в куринской воде краевой угол смачивания уменьшается.

При концентрации щелочи и ее смеси с силикатами в куринской воде, равной 0,12%, краевой угол смачивания снижается от 70 до 0°, т. е. наблюдается резкое улучшение смачиваемости поверхности пластинки водой. Растворы силиката обладают меньшей гидрофилизующей способностью.

Для выявления нефтewытесняющей способности указанных реагентов в качестве пористой среды был использован кварцевый песок:

Фракционный состав, %					Содержание кварца, %	Обломки пород, %	Проницаемость, дарси	Пористость, %
Больше 0,25 мм	0,15	0,15	0,1	Меньше 0,075				
1,0	44,0	26,0	15,0	5,0	9,0	5,0	2,0	23,0—29,0

Изготовленная модель пористой среды, составленная из кварцевого песка, тщательно вакуумировалась и насыщалась пластовой водой I горизонта месторождения Кюровдаг. Затем пластовая вода замещалась нефтью. Когда в выходящей струе практически отсутствовала вода, определялась остаточная водонасыщенность. Результаты опытов показывают, что остаточная водонасыщенность в данном случае составляет 16—17% от объема пор. С учетом водонасыщенности пористой среды нефтенасыщенность была принята равной 83—84%. Все опыты проводились при атмосферном давлении и температуре 24°C при одинаковом перепаде давления 0,035 МПа.

Опыты показали, что добавка к куринской воде щелочи, силиката и их смеси увеличивает коэффициент вытеснения нефти водой (рис. 3). Наибольший коэффициент вытеснения наблюдается в случае смеси с силикатом (70—74%). Его величина значительно меньше для растворов щелочи (58,0—60,0%).

Водный раствор силиката обладает наихудшей вытесняющей способностью (55,0—56,0%). В случае куринской воды без добавок веществ коэффициент вытеснения равен 50,5%. При этом в каждом опыте прокачивали воду или раствор в количестве равном 4 объемам порового пространства. Безводный коэффициент вытеснения в четырех указанных случаях соответственно составлял 34—36%; 24,0%; 20,0%; 20,0% от начальной насыщенности.

В интервале исследованных концентраций растворы щелочи и силиката оказывают незначительное влияние на коэффициент вытеснения нефти водой. Увеличение концентрации растворов этих веществ от

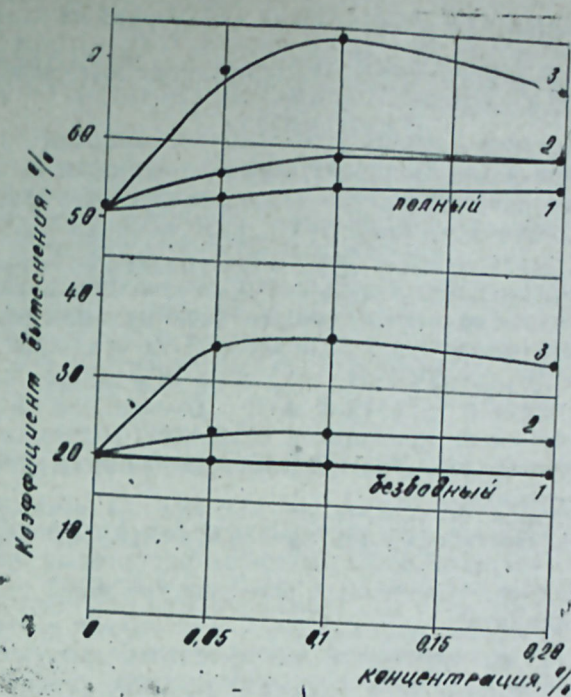


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения от концентрации раствора. 1 — растворы силиката; 2 — растворы щелочи; 3 — растворы смеси щелочи и силиката (1:1).

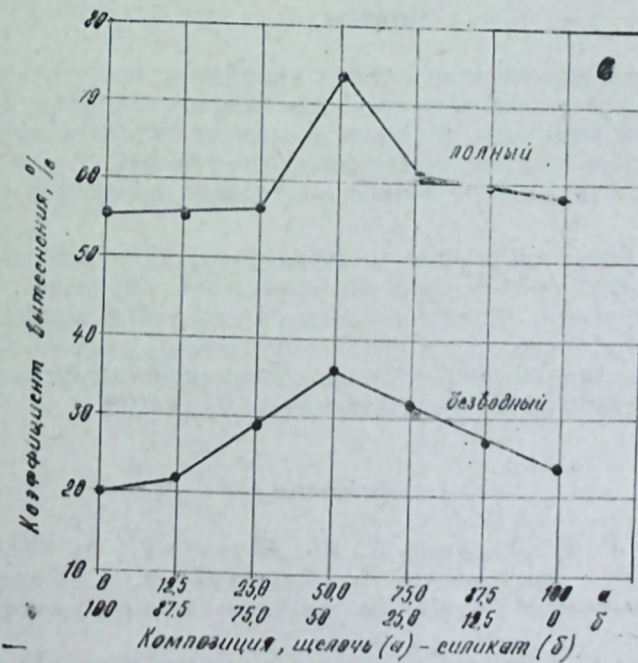


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения от соотношения компонентов щелочно-силикатного раствора (0,1%).

0,1% до 0,2% повышает коэффициент вытеснения всего на 1,5%. Оптимальной концентрацией для смеси щелочи с силикатом является 0,1%. Выше и ниже этой концентрации коэффициент вытеснения нефти водой уменьшается на 5—6%.

Для определения влияния соотношения компонентов щелочно-силикатного раствора на коэффициент вытеснения нефти I горизонта месторождения Кюровдаг составились композиции со следующими процентными соотношениями компонентов: 12,5; 87,5; 25:75,0; 50:50; 75,0:25; 87,5:12,5. Результаты опытов приведены на рис. 4. Как видно из данных рис. 4, добавок щелочи силиката значительно увеличивает коэффициент вытеснения нефти водой. Максимальная величина (74%) наблюдается при композиции 50,0:50,0%. Эта величина на 15% выше по сравнению с растворами щелочи и на 18% выше по сравнению с раствором силиката в куринской воде. Дальнейшее увеличение содержания щелочи в смеси приводит к снижению величины коэффициента вытеснения нефти водой. Эта закономерность наблюдается также при безводном вытеснении.

Результаты опытов по вытеснению нефти I горизонта месторождения Кюровдаг куринской водой, водными растворами щелочи, силиката и их смеси указывают на явное преимущество воды с добавками смеси щелочи и силиката.

Таким образом, увеличение коэффициента вытеснения нефти водой композициями щелочи и силиката вызвано улучшением нефтewытесняющих и нефтewытесняющих свойств воды благодаря физико-химическому воздействию смеси указанных веществ на свойства нефти, воды и породы.

#### Выводы

1. Растворы щелочи и ее смеси с силикатом значительно снижают величину поверхностного натяжения на границе с нефтью I горизонта месторождения Кюровдаг. Добавка к щелочи силиката придает смесям значительную гидрофилизирующую способность, т. е. при наличии капли нефти наблюдается полное смачивание поверхности пластинки водой.

2. Наибольшее увеличение коэффициента (22%) наблюдается при вытеснении нефти I горизонта месторождений Кюровдаг 0,1%-ными растворами щелочи с силикатом. Выше и ниже этой концентрации коэффициент вытеснения нефти водой уменьшается до 5—6%, растворы щелочи и силиката в куринской воде увеличивают коэффициент вытеснения нефти I горизонта соответственно на 9,0 и 6,0%.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Везиров Д. Ш., Мусаев Р. А., Таиров Н. Д., Гусейнов А. Н., Горбунов А. Т., Кашаев В. Е., Сургучев М. А. Перспективы повышения нефтеотдачи при заводнении с применением щелочей. НХ. 1978, № 9.
2. Бабалян Г. А. Вопросы механизма нефтеотдачи, Азнефтеиздат, 1956.

Р. Э. Мусаев, Н. Ч. Таиров, Е. Г. Халилов, М. И. Абдуллаев, Т. К. Чэбрайлова

#### НЕФТИН СУ ИЛЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНДА ГЭЛЭВИ СИЛИКАТ МЭХЛУЛУНУН СИНЕРКЕТИК ЕФФЕКТИВЛИЖИНИН ӨЖРНИЛМЭСИ

Лажарын нефтверимини артырмаг үчүн сон заманлар гэлэвили мэхлулардан кениш истифада олунур. Она көрө до бу тэдгигатда гэлэви, силикат вэ бунларын гатышыгынын мэхлуларындан Күровдаг нефт жатагынын мэхсулдар гатынын I горизонтунун нефтини сыхышдырмаг үчүн истифада олунмушдур.

Тэдгигатлар көстөрмишдир ки, бу мэхлуларын нефт сөрһәддиндә сәтһи кәрилмә эмсалы әксәр һалда, 0, 01 мн/м олур. Һәмчинин, мүзјәнләшдирилмишдир ки, гэлэвијә силикат эләвә едилдикдә гатышыг мэхлулуун гидрофилләшдирмә хүсусијјәти артыр. Ән чох нефтвермә эмсалы (22%) Күровдаг жатагынын I горизонтунун нефтини, гэлэви-силикат гатышыгынын 0,1%-ли мэхлулу илә сыхышдырдыгда алыпыр. Гэлэви вэ силикат маддәсинин Күр сујунда мэхлулу I горизонтун нефтверимини мүвафиг олараг 9 вэ 6% артырыр.

R. A. Musaev, N. D. Tairov, E. G. Halilov, M. I. Abdullaev, T. K. Djabrailova

#### INVESTIGATION OF SYNERGETIC EFFECT OF ALKALINE—SILICATE SOLUTIONS IN THE PROCESS OF OIL DISPLACEMENT BY WATER

The authors have studied the influence of alkali and silicate solutions and their mixture in Kura river water upon displacement ratio of the first horizon oil of productive strata of Kyurovdag deposits. It is stated that alkali solutions and solutions of its mixture with silicate decrease considerably the interfacial tension value at the boundary with oil. The greatest ratio is observed in the process of oil displacement by 0,1% alkali solution with silicate. Alkali and silicate solutions in Kura river water increase the displacement ratio of the first horizon oil 9 and 6% respectively.

УДК 622.226.6

Ш. Ф. ГУСЕИНОВА

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЕОТДАЧУ ПРИ ПЛОЩАДНОЙ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ В ПЛАСТ

Как известно, 80% нефти в СССР добывается с применением различных вариантов заводнения пластов. Известны и внедряются в нашей стране [4—7, 9] законтурное, внутриконтурное, площадное и другие виды заводнения нефтяных пластов. Несмотря на широкое внедрение этих методов, еще есть вопросы, требующие изучения. Важное значение имеет, в частности, вопрос о темпе выработки запасов нефтяных месторождений и, как следствие, о размещении эксплуатационных и нагнетательных скважин.

От числа и взаимного размещения скважин в основном зависят такие показатели процесса разработки, как время и полнота выработки запасов нефти, характер обводнения продукции скважин, объем капиталовложений и др. При площадном заводнении, когда скважины размещены по квадратной сетке, наиболее приемлемой является пятиточечная система [3].

Для прогнозирования показателей разработки месторождения вначале обычно проводится опытно-промышленное заводнение по пятиточечной системе. Осуществляются два вида опытно-промышленного заводнения [7]: 1) закачка в одну нагнетательную скважину — отбор из четырех эксплуатационных скважин, расположенных вокруг нагнетательной; 2) заводнение по изолированной пятиточечной схеме — закачка воды в четыре нагнетательные скважины, отбор из одной центральной эксплуатационной скважины.

Значительное влияние на занижение коэффициента нефтеотдачи оказывает миграция нефти за пределы опытного участка. Поэтому при проведении опытно-промышленного заводнения этот фактор стараются довести до минимума.

Целью настоящего исследования является выявление влияния расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин при пятиточечной системе заводнения на нефтеотдачу.

Эксперименты проводились на радиальной модели пласта [2], моделирующей элемент пятиточечной системы, которая исключает миграцию нефти за пределы участка. Модель пласта изготовлена из органического стекла, что позволяет визуально наблюдать за ходом опытов. Для предотвращения проскальзывания жидкости между стенками модели и пористой средой внутренняя поверхность модели покрыта слоем кварцевого песка диаметром 0,05 мм. Модель пласта представляет собой цилиндрическую емкость с крышкой, в центре которой находится нагнетательная скважина. Эксплуатационные скважины расположены вокруг нагнетательной в количестве четырех штук. При создании мо-

дели соблюдены геометрическое подобие и основные параметры моделированы по Эфросу [8]. Размеры модели пласта: мощность — 10 см, диаметр — 37 см, радиус нагнетательной и эксплуатационных скважин — 0,5 см.

Опыты проводились при комнатной температуре, перепад давления поддерживался постоянным и равным  $0,2 \text{ кгс/см}^2$ , проницаемость пористой среды  $0,54 \text{ дарси}$ . Моделью нефти служила смесь трансформаторного масла с маслом МК вязкостью 54 спз, которая вытеснялась пресной водой.

Результаты опытов в виде кривых зависимостей нефтеотдачи от объема закачиваемой воды и времени вытеснения приводятся на рис. 1 и 2.

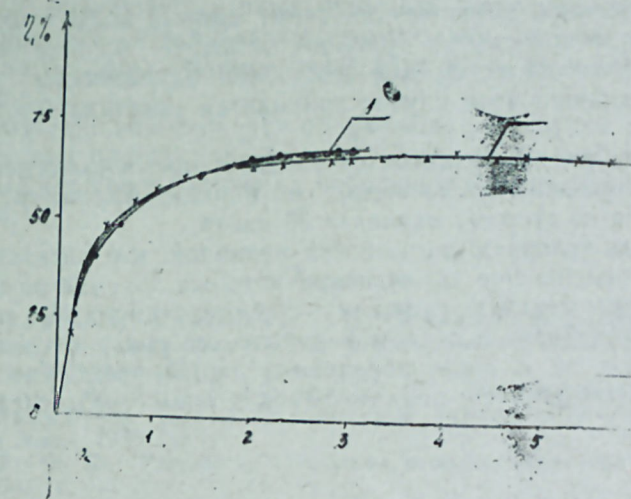


Рис. 1. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема прокачанной воды. 1 — закачка в одну нагнетательную скважину, 2 — закачка по изолированной пятиточечной схеме.

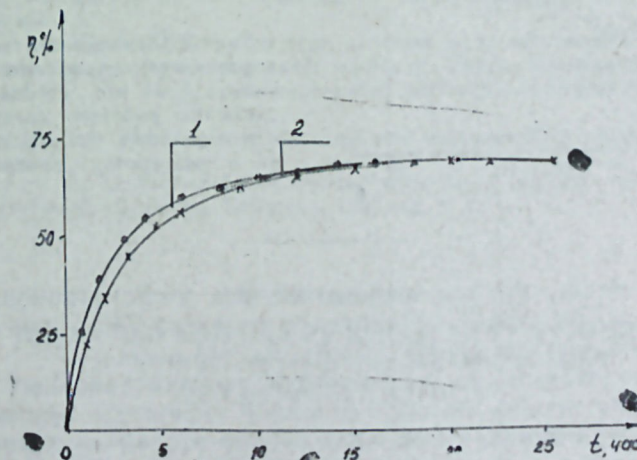


Рис. 2. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от времени вытеснения. 1 — закачка в одну нагнетательную скважину, 2 — закачка по изолированной пятиточечной схеме.

Как видно из рис. 1, коэффициент безводной нефтеотдачи при закачке воды в одну нагнетательную скважину составляет 25,1%, а при заводнении по изолированной пятиточечной схеме 19,2%. Коэффициент конечной нефтеотдачи для обоих случаев практически одинаков ( $\approx 68\%$ ). Из рисунка также видно, что для получения конечного коэффициента нефтеотдачи при закачке по первому варианту достаточно было трех поровых объемов воды, тогда как по второму варианту объем закачки составляет 6 поровых объемов.

Визуальное наблюдение за ходом опытов показало, что в случае закачки в одну нагнетательную скважину вода вначале продвигается от нагнетательной скважины к эксплуатационным равномерно. Пройдя больше половины расстояния между скважинами, начинает прорываться к эксплуатационным скважинам. Этим создается хороший охват пласта заводнением.

При изолированной пятиточечной схеме прорыв воды в эксплуатационную скважину начинается раньше, оставляя больше нефти за фронтом вытеснения. Поэтому для получения одинакового значения конечной нефтеотдачи в этом случае приходится закачивать в два раза больше воды.

Как видно из рис. 2, различается также и время вытеснения. Например, при вытеснении масла водой по первому варианту процесс длится 16 часов, а по второму варианту 25 часов.

В идентичных условиях, лишь с той разницей, что вязкость масла была 27 спз, проведены еще два опыта, в которых закачка осуществлялась в одну нагнетательную скважину. Эксплуатационные скважины вовлекались в разработку в первом варианте все сразу, во втором варианте поочередно, т. е. после обводнения первой эксплуатационной скважины она закрывалась, подключалась вторая эксплуатационная скважина и т. д.

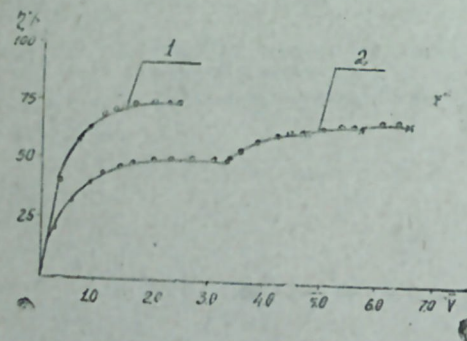


Рис. 3. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема прокачанной воды. 1 — все эксплуатационные скважины работают сразу, 2 — эксплуатационные скважины вовлекаются в разработку поочередно.

Из рис. 3 видно, что при работе четырех эксплуатационных скважин конечный коэффициент нефтеотдачи составил 74%, для получения которого понадобилось закачать 2,2 объема пор воды.

При последовательном подключении эксплуатационных скважин после обводнения первой эксплуатационной скважины конечный коэффициент нефтеотдачи равен 52%. Включение второй эксплуатационной скважины увеличило нефтеотдачу на 12%, а третья и четвертая скважины повысили нефтеотдачу на 3% каждая. Но при этом закачано около семи объемов пор воды.

## Выводы

1. На рациональной модели пласта с пятиточечной сеткой расположения скважин экспериментально исследовано влияние размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также включения в разработку эксплуатационных скважин на нефтеотдачу.

2. Установлено, что в условиях настоящих опытов безводный коэффициент нефтеотдачи при закачке в одну нагнетательную скважину на 5,9% больше, чем при изолированной пятиточечной схеме, а объем закачиваемой воды и время вытеснения при изолированной системе в 2 и 1,5 раза соответственно больше, чем при закачке в одну нагнетательную скважину. При этом показано, что конечная нефтеотдача не зависит ни от размещения скважин, ни от очередности их ввода в эксплуатацию.

3. После обводнения первых скважин включение дополнительных скважин приводит к увеличению нефтеотдачи, но это происходит за счет закачки больших объемов воды. При этом увеличивается и время разработки.

В заключение отметим, что полученные результаты могут быть использованы при проектировании разработки таких месторождений, где нефтеносный горизонт состоит из небольших блоков, изолированных нарушениями.

## Литература

1. Аширов К. Б., Гурбанов А. И., Ковалев В. С. Эффективность систем внутриконтурного заводнения в различных геолого-физических условиях. Тр. Гипростокнефти, 1974, вып. 21.
2. Касумов А. М., Гусейнова Ш. Ф. Экспериментальное исследование влияния взаимодействия скважин на нефтеотдачу пластов. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 1.
3. Крейг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М., «Недра», 1974.
4. Плещинский Б. И., Назаровский Г. А. Экспериментальное определение формы зон при вытеснении неньютоновской жидкости из модели кругового пласта. В сб. «Пробл. разработки и гидродин. нефт. месторожд. Казан. ун-т, 1975.
5. Сазонов Б. Ф. О рациональной системе разработки нефтяных залежей в стадии сильной обводненности. «Научно-техн. сб. по добыче нефти. Всесоюз. нефтегаз НИИ-т, 1959, вып. 6.
6. Сургучев М. Л. Взаимодействие скважин и их обводнение. Тр. Гос. Ин-т по проектир. и исслед. работам нефтедоб. пром-сти. Гипростокнефть, 1965, вып. 9.
7. Фазлыев Р. Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М., «Недра», 1979.
8. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. Гостехиздат, 1963.
9. Leissner E. L. Five-spot VS crestal water-flood patterns comparison of results in thin reservoirs. «J. Petrol. Technol.», 1960, 12, N 5.

## Ш. Ф. Гусейнова

### ЛАЈА САЊЭ БОЈУНЧА СУ ВУРДУГДА ГУЈУЛАРЫН ДҮЗҮЛҮШҮНҮН НЕФТВЕРМЭ ЭМСАЛЫНА ТЭСИРИНИН ТЭДГИГИ

Мэгалэдэ лажын радиал моделиндэ гујуларын дүзүлүшүнүн нефтвермэ эмсалына тэсиринин тэчрүби тэдгигинин нэтичэлэри верилмишдир.

Тэчрүбэлэр отаг шэраитиндэ, тээжиглэр дүшкүсүнүн 0, 2 атм. мөсәмэли мүһитин кеңирчилижинин 0,54 дарси, тэчрүби мајенин (трансформатор жагы вэ МК жагынын гарышыны) өзүлүжүнүн 54 слз гижмэтиндэ апарылмышдыр.

Төчрүбэлэрин нәтижэлэри көстөрмишдир ки, лаја саһэ бојунча су вурдугда мар-  
казинда 1 су вуручу гују вэ атрафында 4 истисмар гујусу јерлэшэн 5 нөггөли система  
үстүнлүк верилмәлидир.

Sh. F. Guseynova

### INVESTIGATION OF WELL SPACING INFLUENCE UPON OIL RECOVERY IN THE PROCESS OF AREAL WATER INJECTION INTO A RESERVOIR

The article gives the results of laboratory studies carried out on a radial reservoir model for revealing of the influence of injection and productive well spacing in five-spot system upon oil recovery.

Experimental results show that while planning water flood and selecting areal systems one should give preference to five-spot system of well spacing.

УДК 553.982:51.011.57

Б. А. БАГИРОВ

### ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕОРИИ СПЛАЙНОВ

Для решения научно-практических задач в области разведки и разработки залежей нефти и газа необходимо составление различных карт, характеризующих неоднородность пластов. Информативность этих построений в значительной степени зависит от опыта геолога, выполняющего работу методом линейной интерполяции. Работа эта завершается проведением изолиний, которые должны отражать значения параметра в различных точках площади. При этом, как известно, точность построений снижается с уменьшением объема фактического материала. Таким образом, объем информации, опыт и интуиция специалиста играют важную роль в аппроксимации кривых изолиний и поэтому задача интерпретации значений параметра различными специалистами решается по-разному.

Исследования показали, что при изучении геологических неоднородностей, а именно, при построении карт, использование теории сплайнов, может способствовать более объективному выявлению характера изменчивости параметров пластов.

Теория сплайнов успешно применяется в элементарных процессах интерполяции и приближенного интегрирования. Однако наиболее важна ее эффективность в численном дифференцировании. В значительной степени это объясняется присущей ей быстротой сходимости. Кроме того, свойство наилучшего приближения и минимальной нормы сходимости также содействует этой эффективности [4].

Для каждого отрезка  $\Delta X_k = [X_{k-1}, X_k]$  одномерный сплайн решается по формуле:

$$S(X) = M_{k-1} \cdot \frac{(X_k - X)^3}{6h_k} + M_k \cdot \frac{(X - X_{k-1})^3}{6h_k} + \left( z_{k-1} - \frac{M_{k-1} \cdot h_k^2}{6} \right) \cdot \frac{X_k - X}{h_k} + \left( z_k - \frac{M_k \cdot h_k^2}{6} \right) \cdot \frac{X - X_{k-1}}{h_k}; \quad (1)$$

где  $Z_k$  — значение сплайна при  $X = X_k$ ,

$k = 1, 2, \dots, N-1$ ,

$\bar{h}_k (X_k - X_{k-1})$ ,

$M_k$  — коэффициенты сплайна, которые определяются по системе уравнений:

$$(1 - \lambda_k) \cdot M_{k-1} + 2M_k + \lambda_k \cdot M_{k+1} = \frac{6[(Z_{k+1} - Z_k)/h_{k+1} - (Z_k - Z_{k-1})/h_k]}{h_k + h_{k+1}};$$

$$\lambda_k = \frac{h_{k+1}}{h_k + h_{k+1}}; \quad k = 1, 2, 3, \dots, N-1$$

$M_1, M_2, M_k$  — произвольные.

При построении геологических карт с использованием теории сплайна изолинии удобно проводить для каждого участка площади в отдельности.

$$\Delta_{ij} = [X_{j-1}, X_j] \times [Y_{i-1}, Y_i]$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N_y,$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, N_x.$$

Для нахождения каждого значения изучаемого параметра в изолиниях  $f=f_0$  зафиксируем  $Y=Y_0$  и относительно  $X$  получаем уравнение третьего порядка, которое решается по формуле Кардано [3].

$$AX^3 + BX^2 + CX + D = f_0,$$

где

$$A = \frac{\sum_{k=1}^{N_x} \sum_{i=1}^{N_y} (M_j^k - M_{j-1}^k) \rho_1(Y_0) f_{1k}}{6h_j};$$

$$B = \frac{\sum_{k=1}^{N_x} \sum_{i=1}^{N_y} (3M_j^k \cdot X_{j-1} - 3M_{j-1}^k \cdot X_{j-1}) \rho_1(Y_0) f_{1k}}{6h_j}$$

$$C = \frac{\sum_{k=1}^{N_x} \sum_{i=1}^{N_y} (3M_j^k \cdot X_{j-1}^2 - 3M_{j-1}^k \cdot X_{j-1}^2 + M_{j-1}^k \cdot h_j^2 - M_j^k \cdot h_j^2 -$$

$$-6\delta_{k-1j} + 6\sigma_{kj}) \rho_1(Y_0) f_{1k}}{6h_j};$$

$$D = \frac{\sum_{k=1}^{N_x} \sum_{i=1}^{N_y} (M_{j-1}^k \cdot X_j^3 - M_j^k \cdot X_{j-1}^3 + 6\sigma_{k-1j} \cdot X_j - 6\sigma_{kj} \cdot X_{j-1} -$$

$$-M_{j-1}^k h_j^2 x_j + M_j^k h_j^2 \cdot X_{j-1}) \rho_1(Y_0) f_{1k}}{6h_j}.$$

Решение задачи на ЭВМ позволяет из всех корней оставить наиболее надежные, которые лежат в интервале  $[x_{j-1}, x_j]$ . Путем изменения  $Y_0$  на некоторый шаг задача последовательно решается для каждого участка. В итоге ЭВМ строит карту, отражающую изменчивость параметра с использованием сплайн-модели.

Ниже показаны результаты использования кубической сплайн-модели для выявления характерных особенностей переменной в пределах отдельных поднятий и в региональном масштабе.

Пример 1. Построение карт неоднородности для отдельных поднятий.

В качестве примера построения карт с использованием сплайн-сглаживания для локальных зон дается гидрохимическая изменчивость (по значению суммарной минерализации) подкирмакинской свиты на Балаханы-Сабунчи-Раманинском месторождении.

Основная нефтеносность свиты связана с северо-восточным крылом, которое тектоническими нарушениями разделено на шесть отдельных блоков. Воды этой свиты на рассматриваемой площади относятся к

гидрокарбонатнонатриевому типу, хлоридной группы, кальциевой подгруппы, класса  $S_1A_n$  и в пределах этой классификации по отдельным тектоническим блокам значительно различаются между собой. С увеличением глубины залегания пласта значение  $\Sigma_{a+k}$  уменьшается от 80—90 до 50—55 мг/экв. Одновременно наблюдается закономерное уменьшение этого параметра пластовой воды от свода к крыльям [1].

Для установления характера изменчивости суммарной минерализации ПК свиты по площади на начальную стадию разработки составлена гидрохимическая карта с использованием сплайн-модели (рис. 1а). Как видно из этой карты, гидрохимические условия объекта еще в начальной стадии разработки (1926—1930 гг.) представляли довольно сложную совокупность. Эта карта позволяет четко фиксировать особенности изменения изучаемого параметра по площади, увязать гидрохимию разрабатываемого объекта с его тектонической характеристикой.

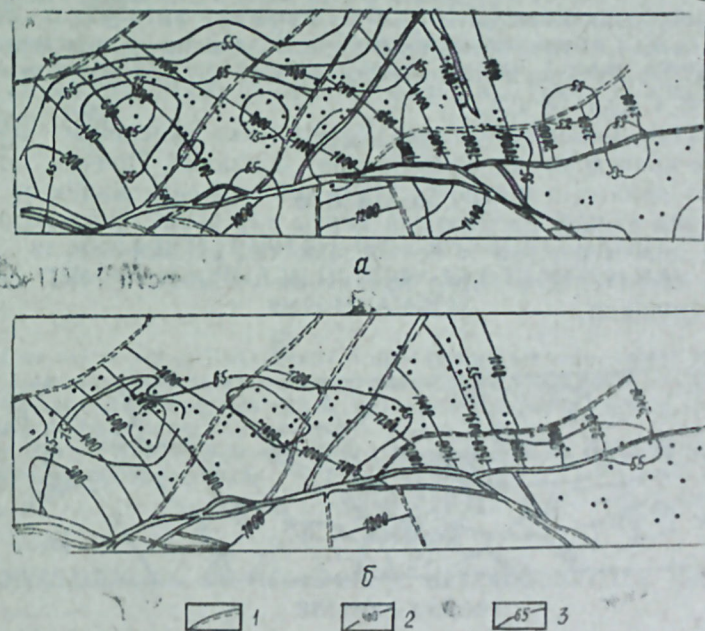


Рис. 1. Карта изменения начального содержания минерализации в пластовой воде ПК свиты (верхи) Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения, составленная: а — с использованием сплайн-модели; б — методом линейной интерполяции абсолютных значений переменной. 1 — тектонические нарушения; 2 — изогипсы по кровле ПК свиты; 3 — изолинии суммарной минерализации пластовых вод.

По этим же данным построена гидрохимическая карта методом линейной интерполяции абсолютных значений переменной, которая представлена на рис. 1б. Сопоставление этих карт свидетельствует о том, что сплайн-модель позволяет получить более достоверно построенную карту.

Пример 2. Построение карт неоднородностей в региональном масштабе.

Используя возможности ЭВМ, проследим характер изменчивости мощности подкирмакинской песчанистой свиты (НКП) в пределах площадей антиклинальной линии Фатьман—Бахар.

Антиклинальная линия Фатьман—Бахар, протяженностью около 75 км, пересекает Апшеронский полуостров с северо-запада на юго-восток и продолжается далее в Каспийское море. Здесь располагаются такие антиклинальные складки, как Фатьманская, Кирмакинская, Балаханы-Сабунчи-Раманинская, Сураханская, Карачухур-Зыхская, Песчаный-море и Бахар, которые сочленяются друг с другом пологими седловинами.

Разрез указанных поднятий сложен современными и древнекаспийскими отложениями, апшеронским, акчагыльским ярусами и продуктивной толщей. С севера на юг как на суше, так и в пределах моря, наряду с общим погружением шарнира складки, наблюдается некоторое увеличение мощности объектов горизонтов и свит [2]. В этом плане не составляет исключения и НКП свита, мощность которой от восточной части Балаханы-Сабунчи-Раманинской площади по направлению к месторождению Бахар увеличивается от 35—45 до 60—65 м, а местами достигает 78 м (скв. № 12).

Визуальные наблюдения показывают, что изменение переменной по площади происходит не однообразно и плавно. Причем отсутствие фактических данных о мощности НКП свиты в седловинах не позволяет составления единой достоверной карты для антиклинального пояса в целом. Эта задача решена с использованием сплайн-модели на ЭВМ. На рис. 2а представлена карта изменения мощности НКП свиты на изучаемой площади.

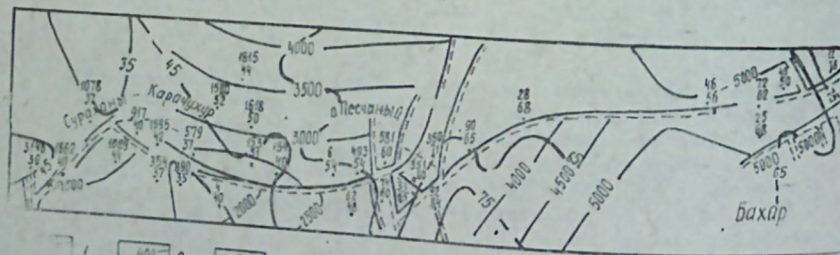
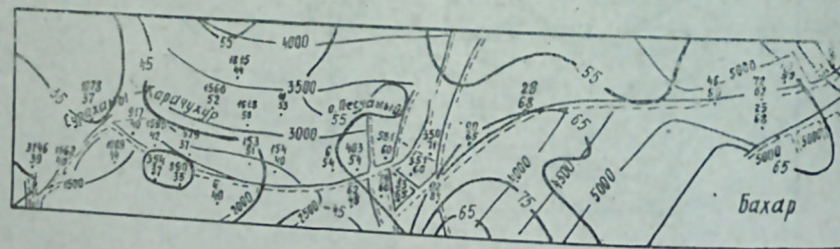


Рис. 2. Карта изменения истинной мощности НКП свиты по площади Фатьман-Зыхской антиклинальной линии, составленная: а — с использованием сплайн-модели; б — методом линейной интерполяции абсолютных значений переменной. 1 — тектонические нарушения; 2 — изолинии по кровле НКП свиты; 3 — изменение равной мощности НКП свиты.

Сопоставление ее с картой мощностей НКП свиты, построенной методом линейной интерполяции (рис. 2б), показывает преимущество карты, полученной с использованием сплайна. Особенно эффективно применение сплайн-модели при выявлении характера изменчивости переменной на участках с недостаточно заданной информацией (рис. 2а).

Таким образом, как следует из вышеизложенного, при составлении различных карт, характеризующих неоднородность пластов и флюидов, целесообразно использовать метод сплайн-сглаживания. Причем использование этого метода составления карт дает одинаково хорошие результаты как в пределах отдельных поднятий, так и в региональном масштабе.

#### Литература

1. Багиров Б. А. и др. Гидрохимическая характеристика ПК свиты Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения. АНХ, 1973, № 10.
2. Багиров Б. А. Выявление характера изменчивости пластов с использованием ЭВМ. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 1.
3. Майер В. П., Будникова Н. А. Использование бикубических сплайнов для построения карт в изолиниях. В кн. Математические методы и ЭВМ в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень, 1976.
4. Альберг Дж., Нильсон Э., Уолш Дж. Теория сплайнов и ее приложения. «Мир», 1972.

Б. Э. Багиров

#### КЕОЛОЖИ ГЕЈРИ-БИРЧИНСЛИЛИЈИН СПЛАЈН НЭЭЭРИЈЭСИНДЭН ИСТИФАДЭ ЭДИЛМЭСИ ИЛЭ ӨЈРЭНИЛМЭСИ

Мэгалэдэ лаж вэ лаж флјуидлэринин гејри-бирчинслилијинин сплајн нэээријэсинин көмэји илэ өјрэнилмэсинин нэтичэлэри верилмишдир. Мэгалэдэ көстэрилик ки, мүхтэлиф хэритэлэр сплајн модели илэ гурулдугда лаж параметрлэринин саһэлэр үзрэ дэјишмэси хаггында даһа дэгиг мэлумат алмаг олар.

Бу метода лаж параметрлэринин ајры-ајры јатагларда вэ елэчэ дэ рекионлар үзрэ тэдгиги ејни дэрэчэдэ еффектлидир.

B. A. Bagirov

#### INVESTIGATION OF GEOLOGICAL HETEROGENEITIES USING SPLINES THEORY

The article gives the results of investigation of reservoirs and reservoir fluids heterogeneities using splines theory. The author has shown the advantage of this method in comparison with the method of linear interpolation of absolute values of variables.

УДК: 553:982:31

Т. Ю. БАГАРОВ, Э. Б. ВЕЛИЕВА, К. Н. КАГРАМАНОВ

### К ОЦЕНКЕ КОНДИЦИОННЫХ ПРЕДЕЛОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ПРАКТИКЕ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

В практике подсчета запасов нефти и газа оценка параметров пластов, приуроченных к неоднородным коллекторам, является наиболее сложной. Особую сложность представляет определение объемов пород, разделение их на коллекторы и неколлекторы путем установления кондиций по параметрам пласта. С этой целью были систематизированы и обработаны методами математической статистики анализы кернов по всем свитам продуктивной толщи Апшерона. Для примера приведены результаты исследования по двум свитам: относительно низкопродуктивной—кирмакинской и относительно высокопродуктивной—подкирмакинской.

Таблица 1

Свиты	Глинистость, %			Карбонатность, %			Пористость, %			Проницаемость, %		
	ср.	$\sigma$	$W$	ср.	$\sigma$	$W$	ср.	$\sigma$	$W$	ср.	$\sigma$	$W$
Кирмакинская	26	11	39	12,5	4	32	25	5	20	105	90	86
Подкирмакинская	19	7	45	12	6	50	21,6	1,5	0,4	270	6,80	40

По каждому из параметров (проницаемость, пористость, карбонатность, глинистость) строятся кривые их распределения (рис. 1), определяются средние значения, среднеквадратическое отклонение ( $\sigma$ ), коэффициент вариации ( $W$ ) (табл. 1). При этом распределение пористости, глинистости и карбонатности представлено нормальным законом распределения, а проницаемости — логнормальным.

Изучение характеристик литолого-коллекторских свойств показало, что наименьшая изменчивость присуща пористости, затем карбонатности, глинистости и, наконец, проницаемости.

С целью обоснования кондиционных значений были изучены форма и теснота связи между проницаемостью и отдельными параметрами, представленные уравнениями линейных регрессий и коэффициентами корреляции (табл. 2).

Анализ результатов показал, что связь проницаемости с пористостью, карбонатностью и глинистостью не очень тесная, однако эта связь может быть использована при изучении коллекторских свойств и определении их кондиционных значений.

Кроме указанных параметров, как известно, одним из важнейших параметров, определяющих коллектор-неколлектор, является нефтенасыщенность. Хотя нефтенасыщенность существенно связана с приведенными признаками, однако, как показала практика, на этот параметр существенное влияние оказывают еще и условия формирования и разрушения нефтяной залежи и др. Поэтому кондиционное значение нефтенасыщенности лучше всего определить по керновому материалу или по данным промысловой геофизики.

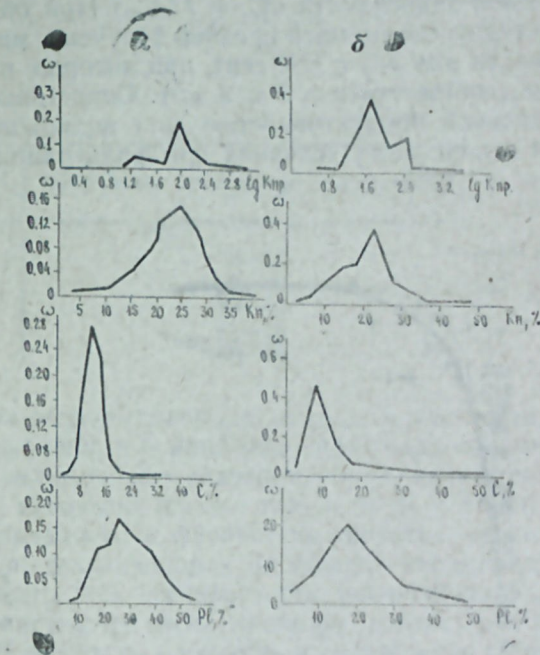


Рис. 1. Кривые распределения проницаемости ( $K_{пр}$ ); пористости ( $K_n$ ); карбонатности ( $C$ ), глинистости ( $PI$ ), кирмакинской (а) и подкирмакинской (б) свит Апшеронской области.

По кирмакинской свите было проведено также определение водонасыщенности в лабораторных условиях методом центрифугирования, после чего полученные результаты сопоставлялись с коллекторскими свойствами. Уравнение регрессии при этом имеет следующий вид:

$$K_v = 75 (\lg K_{пр})^{-1} - 13,0$$

Таблица 2

Свиты	Уравнения	Кoeff. корреляции
Кирмакинская	$K_{пр} = 0,12 K_n - 0,60$	0,49
	$K_{пр} = 4,12 - 0,16 C_k$	0,45
	$K_{пр} = 3,5 - 0,045 PI$	0,62
Подкирмакинская	$K_{пр} = 0,15 K_n - 0,78$	0,61
	$K_{пр} = 3,45 - 0,037 C_k$	0,57
	$K_{пр} = 4,0 - 0,077 PI$	0,63

Среди рассмотренных параметров одним из основных, определяющим пласт как промышленный коллектор, является проницаемость. Величина проницаемости, при которой обеспечивается промышленный приток нефти при принятой системе разработки, т. е. ее кондиция, должна быть установлена при сопоставлении с удельной продуктивностью скважин. На рис. 2 приведены кривые зависимости удельной продуктивности от проницаемости по залежам месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы, Сураханы, Бибиэйбат и Нефтяные Камни. Фактические данные свидетельствуют о наличии достаточно тесной статистической зависимости  $K_{уд} = f(K_{пр})$ . При обработке фактических данных методом скользящей средней получены минимальные значения проницаемости для КС и ПК свит, при которых пласты являются продуктивными (соответственно 7 и 3 мд). Сопоставление коллекторских свойств с удельной продуктивностью дает возможность учитывать свойства нефти в пластовых условиях при фильтрации ее в поровом пространстве.

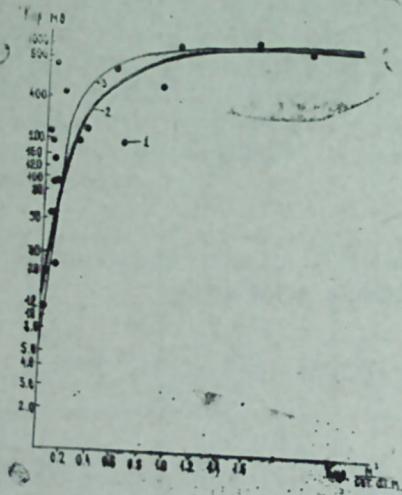


Рис. 2. Зависимость удельной продуктивности от проницаемости: 1 — фактические точки; 2 — расчетная теоретическая кривая; 3 — эмпирическая кривая.

По установленным кондиционным значениям проницаемости, используя зависимость последнего от остальных параметров

$$(\lg K_{пр} = f(K_{п.}), \lg K_{пр} = f(Ck), \lg K_{пр} = f(Pl), K_{в} = f(K_{пр}) \dots),$$

находим кондиционные значения пористости, глинистости, карбонатности, на основании которых различные пласты следует относить к коллекторам и неколлекторам. Кондиционные границы для пород КС и ПК свиты приведены в табл. 3.

В зависимости от литолого-коллекторских свойств пород, глубины их залегания (термобарические условия), неоднородности, физических свойств нефти, особенно ее вязкости, нефтеводонасыщенности и т. д. кондиционные значения параметров варьируют в довольно широких пределах (табл. 4).

На наш взгляд, существует два альтернативных решения прогнозирования кондиционных пределов продуктивных пластов: установление многомерных связей и распознавание образов.

Ввиду наличия определенной взаимосвязи между исследуемыми параметрами для прогнозирования кондиционных значений пара-

Таблица 3

Параметры	КС	ПК
Проницаемость, $10^{-12}$ , мкм <sup>2</sup>	7	3
Пористость, %	13	10
Глинистость, %	60	2
Карбонатность, %	20	28

Таблица 4

Параметры	Кондиция: коллектор—неколлектор
Проницаемость, $10^{-12}$ , мкм <sup>2</sup>	2—10
Пористость, %	9—13
Глинистость, %	40—60
Карбонатность, %	15—28
Нефтенасыщенность, %	40—50

метров нами была использована информационная модель, в частности, ранговая классификация. Установлено, что наиболее информационными признаками, определяющими кондиционные значения пород, являются: проницаемость, цементирующее вещество (сумма глинистости и карбонатности), тип пород по неоднородности и физические свойства нефти.

В качестве признаков для выделения пород по степени неоднородности приняты такие коэффициенты, как песчаность, расчлененность, средняя мощность одного пропластка из числа наиболее характерных прослоев ( $h_1$ ) качества нефти — вязкость, плотность и содержание смол в нефти.

Таблица 5

Тип пород по неоднородности	Признаки			Ранги	$\Phi = \sum_{i=1}^k z_i$
	$K_{пес.}$	$K_{рас.}$	$h_1$		
1	2	3	4	5	6
Однородный	> 0,75	< 2,5	> 7,0	1	< 4,0
Слабооднородный	0,76—0,54	2,5—4,0	7,0—5,5	2	5—7
Неоднородный	0,55—0,44	4,0—5,5	5,5—4,0	3	8—10
Сильнонеоднород.	0,45—0,30	5,5—7,0	4,0—2,5	4	11—13
Крайне неоднород.	< 0,30	> 7,0	< 2,5	5	> 14

Качество нефти	Критерии			Ранги	$\Phi = \sum_{i=1}^k z_i$
	Вязкость, спз	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание смол, %		
Очень легкая	< 5	< 0,8	< 5	1	< 4,0
Легкая	5—10	0,80—0,85	5—10	2	5—7
Средняя	10—20	0,85—0,90	10—20	3	8—10
Тяжелая	20—30	0,90—0,95	20—30	4	11—13
Очень тяжелая	> 30	> 0,95	> 30	5	> 14

Таблица 6

Признаки					Значение рангов	Значение функции классификации	Кондиционные пределы параметров			
Проницаемость, 10 <sup>-12</sup> мкм <sup>2</sup>	Содержание цементного вещества, %	Тип пород по неоднородности	Качество нефти	Проницаемость, 10 <sup>-12</sup> мкм <sup>2</sup>			Пористость, %	Глинистость, %	Карбонатность, %	
>25)	<25	I	I	1	>5	1-2	9	59-61	20-22	
250-160	25-35	II	II	2	6-9	3-4	10	57-58	18-20	
100-50	35-45	III	III	3	10-13	5-6	11	55-57	16-18	
5-3	45-55	IV	IV	4	14-17	7-8	12	53-54	14-16	
<3)	>55	V	V	5	18-20	9-10	13	50-52	12-14	

Весь диапазон изменения признака развивается на пять интервалов и каждому интервалу присваивается число рангов.

Как показали исследования, информативность этих комплексных признаков близка между собой и поэтому им были присвоены одинаковые ранги.

Функция классификации в данном случае определяется суммированием значений рангов по этим признакам (табл. 5).

В табл. 6 представлены интервалы, на которые разбиты все признаки, на основании которых определяются кондиционные значения в порядке возрастания или убывания их значений.

Таким образом, при оценке кондиционных пределов продуктивных пластов были решены следующие задачи: установлены законы распределения исследуемых параметров и их статистик; изучены существующие между параметрами зависимости; по промысловым исследованиям, в частности, по зависимости проницаемости от продуктивности, установлена кондиция по данному параметру; на основе изученной зависимости проницаемости от других параметров установлены их кондиционные значения; путем распознавания образов прогнозируются кондиционные значения параметров по характеристике пород-коллекторов и свойствам нефтей, насыщающих их.

#### Литература

1. Гомзиков В. К., Емельянов Н. Н., Кочетов М. Н. К методике обоснования нижнего предела проницаемости промышленно продуктивных коллекторов. Тр. ВНИИнефть, вып. 48. «Недра», 1967.
2. Ибрагимова Ш. М., Багаров Т. Ю. Литофациальные и коллекторские особенности отложений кирмакской свиты Апшеронской области и оценка их кондиций при подсчете запасов нефти. Вопросы разработки геологии и бурение месторождений нефти и газа. ИПГНГМ, 1978.

Т. Ю. Багаров, Е. В. Валиева, К. Н. Гаграманов

#### НЕФТ ӨНТИЈАТЫНЫН ЁСАБЛАНМАСЫНДА МЭХСУЛДАР ЛАЈЫН КОНДИСИЈА СЭРҲЭДЛЭРИНИН ГИЈМЭТЛЭНДИРИЛМЭСИ

Мэгалэдэ мэхсулдар лајын параметрлэри үзрэ кондисия сэрхэдлэринин тэјин олунамсына бахылыр.

Параметрлэрин кондисия сөвијлэринин габагчадан хэбэр вермэк мэгсэдилэ ин-формасия моделлэринин, шөхсөн ранг классификасijasындан истифаде едилир.

Нэтичэдэ, сүхуру кондисия нөгтеји-нэээриндэн гијмэтлэндирэн параметрлэр—көчирчилик, цемент маддэси, сүхурун тиби, мүхтэлиф чинсалији вэ нефтин физики хүсусијјэтлэри тэһлил олуур.

T. Yu. Bagarov, E. V. Velieva, K. N. Kagramanov

#### TO CONDITIONING LIMITS ESTIMATION OF PRODUCTIVE RESERVOIRS IN OIL RESERVES ESTIMATION PRACTICE

The given article considers conditioning limits determination by productive reservoirs parameters.

To forecast conditioning values of parameters the authors have used the informative model, rank classification, in particular.

It is stated that the most informative indications determining rocks conditioning values are: permeability, cement substance, rock type according to heterogeneity and physical properties of oil.

УДК 622.276.5.001.5

Э. Х. АЗИМОВ

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ  
 РЕАЛЬНОГО ГАЗА В ПЛАСТЕ

В процессе разработки месторождений природного газа, особенно залегающих на большой глубине и обладающих высоким пластовым давлением и температурой, пластовое давление в них, а также забойное давление в скважинах при эксплуатации значительно снижается, что обуславливает изменение физических свойств коллектора и газа в зависимости от давления. Кроме того из-за возникновения так называемого «дрессельного эффекта» при фильтрации реального газа в пласте фильтрующийся в нем реальный газ приобретает температуру, существенно меньшую от температуры самого пласта. В результате еще более могут изменяться указанные физические свойства коллектора и газа. В связи с этим возникает необходимость в количественной оценке влияния изменения вязкости  $\mu_r(P, T)$ , коэффициента сверхсжимаемости  $z(P, T)$  газа и проницаемости  $K(P, T)$  коллектора в зависимости как от давления, так и от температуры на дебит скважины, форму индикаторных кривых и т. д.

При существовании в пласте линейного закона фильтрации установившийся дебит одиночной скважины в центре кругового пласта определяется формулой:

$$q_r = A_0 (\varphi_{пл} - \varphi_c), \quad (1)$$

$$\text{где } A_0 = \frac{2\pi K_{пл} h \beta}{\mu_{гпл} z_{пл} P_{ат} \ln \frac{r_k}{r_c}}; \quad \varphi_{пл} - \varphi_c = \int_{P_c}^{P_{пл}} \frac{K^*(P, T) dP}{\mu_r^*(P, T) z^*(P, T)}, \quad (2)$$

$$K^*(P, T) = \frac{K(P, T)}{K_{пл}}; \quad z^*(P, T) = \frac{z(P, T)}{z_{пл}}; \quad \mu_r^*(P, T) = \frac{\mu_r(P, T)}{\mu_{гпл}}$$

Здесь  $K_{пл}$ ,  $\mu_{гпл}$  и  $z_{пл}$  — значения соответствующих параметров при пластовом давлении  $P_{пл}$  и температуре  $T_{пл}$ ;  $h$  — эффективная вскрытая толщина пласта;  $P_{ат} = 1,033 \text{ кгс/см}^2$  — атмосферное давление;  $P_c$  — давление на забое скважины;  $\beta = \frac{T_{ст}}{T_{пл}}$  — температурная поправка;  $T_{ст} = 293^\circ\text{К}$  — температура газа в стандартных условиях.

Принимая, что зависимость температуры пластовой системы от перепада давления определяется термодинамическим уравнением дроссельного эффекта

$$T_{пл} - T = -\varepsilon_1 (P_{пл} - P), \quad (3)$$

проницаемость коллектора, вязкость и коэффициент сверхсжимаемости газа являются экспоненциальными функциями давления и температуры

$$\begin{aligned} K^*(P, T) &= 1 - \gamma (P_0 - P) \\ \mu^*(P, T) &= 1 - \alpha (P_0 - P) \\ z^*(P, T) &= 1 - \delta (P_0 - P) \end{aligned} \quad (4)$$

из (1) и (2) для дебита газовой скважины получим:

$$q_r = \frac{A_0}{C^2} [(1 + CP_0 - C\Delta P_c) e^{C\Delta P_c} - (1 + CP_0)]. \quad (5)$$

Здесь  $C = C_p - \varepsilon_1 C_T$ ;  $C_p = \alpha_p + \delta_p - \gamma_p$ ;  $C_T = \alpha_T + \delta_T - \gamma_T$ ;

$$\begin{aligned} \alpha_p &= \frac{1}{\mu_r} \frac{\partial \mu}{\partial P}; & \alpha_T &= \frac{1}{\mu_r} \frac{\partial \mu_r}{\partial T}; & \delta_p &= \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P}; \\ \delta_T &= \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial T}; & \gamma_p &= \frac{1}{K} \frac{\partial K}{\partial P}; & \gamma_T &= \frac{1}{K} \frac{\partial K}{\partial T}; \end{aligned}$$

где  $\varepsilon_1$  — коэффициент Джоуля-Томсона [6].

При  $C \rightarrow 0$  зависимость (5) преобразуется в обычную формулу Дюпюи для дебита идеального газа.

С целью оценки влияния изменения комплекса физических свойств пластовой системы от давления и температуры на величину дебита скважины следует установить предел возможных значений коэффициента  $C$ . Рассмотрим для этого изменение вязкости газа в зависимости от давления и температуры.

Известно, что во всем диапазоне изменения температур, фактически встречаемых на практике, с уменьшением давления вязкость газа также уменьшается. Причем снижение давления в пласте на  $250 \text{ кгс/см}^2$  может уменьшать вязкость газа в 2 раза [3, 4]. Тогда, если считать вязкость газа экспоненциальной функцией давления (4), то коэффициент  $\alpha_p$  будет равен  $\alpha_p = 2,8 \cdot 10^{-3} 1/\text{кгс/см}^2$ . Кроме того в результате уменьшения давления в пласте происходят процессы (например, увеличивается влагосодержание газа), приводящие к дополнительному изменению вязкости газа. Так, в работе [4] показано, что в результате снижения давления и увеличения влагосодержания с  $0,02$  до  $1,5 \text{ г/нм}^3$  уменьшается вязкость газа на  $16-18\%$ . При больших изменениях влагосодержания указанное уменьшение достигает  $50\%$ . Таким образом, возможный предел значений коэффициента изменения вязкости газа в зависимости от давления составляет  $\alpha_p = (1,0 - 4,5) \cdot 10^{-3} 1/\text{кгс/см}^2$ .

При давлениях до  $140-175 \text{ кгс/см}^2$  (в зависимости от относительного удельного веса газа) с ростом температуры вязкость газа растет либо в начале уменьшается, а затем растет. При больших давлениях, т. е. в практически интересных случаях, с увеличением температуры вязкость газа уменьшается [2]. Причем коэффициент изменения вязкости газа в зависимости от температуры составляет в основном  $\alpha_T = -(0,2 \div 1,2) \cdot 10^{-3} 1/^\circ\text{C}$ .

Рассмотрим теперь изменение коэффициента сверхсжимаемости газа в зависимости от давления и температуры. При температуре до

200°C с ростом давления до 175—200 кгс/см<sup>2</sup> коэффициент сверхсжимаемости газа уменьшается. Дальнейший рост давления увеличивает величину коэффициента  $z$ . При температуре выше 200°C с ростом давления коэффициент сверхсжимаемости газа тоже растет [2]. Таким образом для условий реальных газовых залежей с высокими давлениями и температурой с увеличением давления коэффициент сверхсжимаемости газа тоже растет и по кривым Брауна [2] для газов с различным относительным удельным весом и температурой составляет  $\delta_p = (0.7 \div 1.2) \cdot 10^{-3} \text{ 1 кгс см}^2$ .

С ростом температуры коэффициент сверхсжимаемости газа до давления порядка 500 кгс/см<sup>2</sup> растет, а выше — уменьшается. Коэффициент изменения сверхсжимаемости газа от температуры, определенный по кривым Брауна, изменяется в пределах:  $\delta_t = (-1,8 \div 4,3) \cdot 10^{-3} \text{ 1 }^\circ\text{C}$ .

Коэффициенты изменения проницаемости коллектора в зависимости от давления и температуры можно принять такие же, как и в работе [1]:  $\gamma_p = (0,1 \div 18,0) \cdot 10^{-3} \text{ 1 кгс см}^2$ ;  $\gamma_t = (0 \div -5,5) \cdot 10^{-3} \text{ 1 }^\circ\text{C}$ . Следует только отметить, что величины коэффициента  $\gamma_p$ , близкие к его нижним и верхним предельным значениям, характерны соответственно гранулярных и трещиноватых коллекторов.

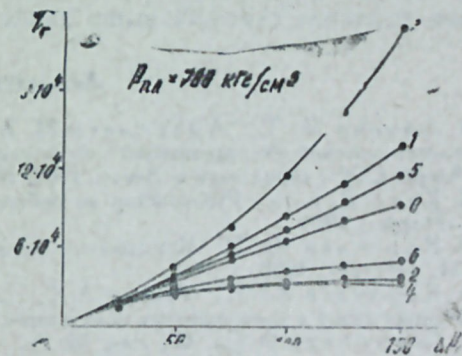
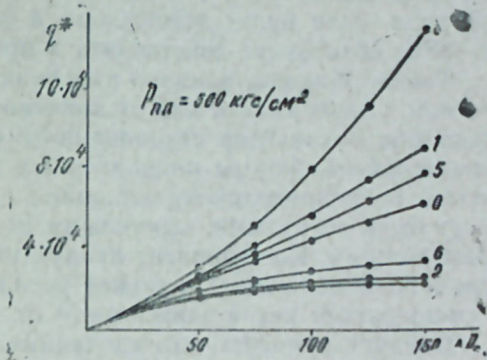
Таким образом, изменения проницаемости коллектора от температуры и реальных свойств газа от давления действуют в сторону увеличения, а изменение проницаемости коллектора от давления — в сторону уменьшения дебита скважины. Изменение реальных свойств газа в зависимости от температуры может как уменьшать (вязкость, а иногда и коэффициент сверхсжимаемости газа растут), так и увеличивать дебит скважины. При этом для гранулярных коллекторов возможные величины коэффициента изменения комплекса параметров от давления  $C_p$  получаются, в основном, в пределах 0,005 и  $-0,016 \text{ 1/кгс см}^2$ , а коэффициента изменения комплекса параметров от температуры —  $C_t = 0,0096$  и  $0,0030 \text{ 1 }^\circ\text{C}$ .

С целью количественной оценки влияния изменения комплекса параметров в зависимости от давления и температуры на дебит скважины с использованием установленных значений указанных коэффициентов, по формуле (5) были вычислены значения дебита скважины  $q_i = \frac{q_r}{A_0}$  при различных пластовых давлениях и депрессиях. При этом значение коэффициента Джоуля-Томсона принято равным  $\varepsilon_1 = -0,6 \times \frac{^\circ\text{C}}{\text{кгс см}^2}$  [6]. Для сопоставления при тех же пластовых давлениях и депрессиях были вычислены также значения дебита для идеального газа в недеформируемых коллекторах, т. е. в формуле (5) коэффициенты  $z$ ,  $\delta$  и  $\gamma$  приняты равными нулю. Результаты всех расчетов представлены на рис. в виде графиков «дебит—депрессия».

Как видно из рисунка, при фильтрации идеального газа в недеформируемых коллекторах, т. е. в случае  $\alpha = \delta = \gamma = 0$ , индикаторная линия выпуклая к оси дебитов (кривые 0). Такая же индикаторная линия может получиться в частном случае и при фильтрации реального газа в деформируемых (как гранулярных, так и трещиноватых) коллекторах, если, несмотря на значительные изменения в отдельности реаль-

ных свойств газа и проницаемости коллектора в зависимости от давления и температуры, суммарное их влияние на дебит скважины оказывается равным нулю.

Обычно же в гранулярных коллекторах, где изменения проницаемости коллектора в зависимости от давления незначительно, преобладает влияние изменения реальных свойств газа от давления, и индикаторные линии скважин получаются, в основном, вогнутыми к оси дебитов (кривые 1), т. е. увеличивается дебит скважины. Причем, как показывает сопоставление кривых 0 и 1, это увеличение может достигать до 27—29% при депрессии  $\Delta P_c = 100 \text{ кгс см}^2$  и до 43—47% при депрессии  $\Delta P_c = 150 \text{ кгс см}^2$ .



Зависимость дебита газа от депрессии: 0— $c=0$ ; 1— $c=0,015$ ; 2— $c=0,016$ ; 3— $c=0,0108$ ; 4— $c=-0,018$ ; 5— $c=0,01$ ; 6— $c=0,01 \frac{1}{\text{кгс см}^2}$ .

Влияние изменения физических свойств газа и коллектора в зависимости от температуры может как увеличивать (кривая 3), так и уменьшать (кривая 5) дебит скважины. При этом максимальное увеличение дебита в результате влияния только температуры может составить 36—39 и 60—65%, а максимальное уменьшение 9—10 и 14—15% при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup> соответственно. Следует только отметить, что при действии температуры и давления на дебит скважины в противоположном направлении будет преобладать в основном влияние давления и поэтому дебит скважины будет расти (сравните кривые 0 и 5). В рассматриваемых случаях это увеличение будет составлять 15—16 и 23—25% при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup> соответственно.

При действии давления и температуры на дебит скважины в одном

направлении (в сторону увеличения дебита) суммарный прирост дебита составит 1,7 и 2,4 раза при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup>.

В трещиноватых коллекторах проницаемость коллектора более интенсивно изменяется в зависимости от давления и поэтому является преобладающей по сравнению с влиянием изменения реальных свойств газа в зависимости от давления. В результате дебит скважины уменьшается (кривые 0 и 2), причем это уменьшение может составить 1,9 и 2,4 раза при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup> соответственно. Влияние изменения температуры может увеличить дебит скважины на 25—26 и 30—33% (кривые 2 и 6) и уменьшать на 7 и 9—10% (кривые 2 и 4) при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup> соответственно. Суммарное влияние изменения давления и температуры может уменьшать дебит скважины при депрессиях 100 и 150 кгс/см<sup>2</sup> соответственно в 2,04—2,11 и 2,55—2,76 раза, если будут действовать в одном направлении и на 53—56 и 79—88% если будут действовать в противоположном направлении.

Таким образом, влияние изменения физических свойств газа и коллектора в зависимости как от давления, так и от температуры на дебит скважины и характер стационарного притока газа может быть весьма значительным. Формы индикаторных кривых скважин при этом полностью предопределяются влиянием изменения указанных свойств и могут быть вогнутыми, выпуклыми по отношению к оси дебитов и прямолинейными. Коэффициент продуктивности газовых скважин является переменной величиной и может увеличиваться, оставаться постоянным и уменьшаться как в зависимости от депрессии, так и во времени.

Следует отметить, что сделанные на основе проведенных расчетов выводы качественно и количественно полностью справедливы и для стационарной фильтрации газоконденсатной смеси в случае, когда забойное давление скважин выше давления начала конденсации.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Абдуллаев М. К., Азимов Э. Х., Кулиев А. М. О неизоотермической нестационарной фильтрации однофазной нефти в пласте. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1980, № 1.
2. Катц Д. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. «Недра», 1966.
3. Коротаев Ю. П. Комплексная разведка и разработка газовых месторождений. М., «Недра», 1968.
4. Коротаев Ю. П., Геров Л. Г., Закиров С. Н., Щербаков Г. А. Фильтрация газов в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1979.
5. Садыхзаде Э. С., Оприц М. А., Панахов Р. А. Влияние влагосодержания пластового газа на коэффициент продуктивности скважин газоконденсатных месторождений. Изв. вузов «Нефть и газ», 1978, № 7.
6. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М., «Недра», 1965.

Е. Х. Азимов

#### ҲАГИГИ ГАЗЫН ЛАЈДА ГЭРАРЛАШМЫШ СҮЗҮЛМЭСИНИН ТЭДГИГИ

Јүксәк тәзјиг вә температур шәрантиндә һәгиги газын лајда гәрарлашмыш сүзүлмәсинә тәзјиг вә температур саһәләринин гәршыдығлы тәсиринә тәдгиг олунур. Кәстәриләр ки, лајын вә сүзүлән газын хассәләринин һәм тәзјигдән, һәм дә температурда асылмә дәјишмәси гујуларын һасилатына вә гују дибинә газ ахыныннын характеринә хејли дәрәчәдә тәсир едә биләр.

E. H. Azimov

#### INVESTIGATION OF REAL GAS STATIONARY FILTRATION IN THE FORMATION

The author investigated the interaction of pressure and temperature fields on the real gas stationary filtration in a formation under conditions of high pressures and temperatures. It is determined that the influence of the change of characteristics complex on the well production and flow character may be considerably depending on pressure as well as temperature.

УДК 622.276.091.538.5

Х. Ф. АЗИЗОВ, Т. С. АМИРБЕКОВ

О НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ ЖИДКОСТИ  
 К КРУГОВОЙ БАТАРЕЕ НЕОСВЕРШЕННЫХ СКВАЖИН

Нестационарные задачи о притоке жидкости к прямолинейным и круговым батареям несовершенных скважин рассмотрены в [1, 3, 5, 6].

В настоящей статье дано точное решение указанной в заглавии задачи методом сосредоточенных отборов [2]. На основе анализа и количественной оценки найденного точного решения получены обобщающие ранее известные результаты А. Л. Хейна выводы, а также изучено влияние положения интервала вскрытия пласта скважинами на их забойные потенциалы.

Пусть в бесконечном по протяженности с непроницаемыми кровлей и подошвой пласте пущены в эксплуатацию одновременно  $N$  равнодебитных и равноудаленных друг от друга несовершенных по степени вскрытия скважин, расположенных на боковой поверхности прямого кругового цилиндра радиуса  $R$ . Скважины заменены линейными стоками одинаковой длины. Требуется определить поле потенциала, созданного круговой батареей скважин в любой точке пласта и в любой момент времени. Математически задача формулируется в виде следующей начально-краевой задачи:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial Z^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial \Phi}{\partial t} + F(r, \theta, Z, t) \quad (1)$$

$$\Phi = \Phi_0 \quad \text{при } t = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Z} = 0 \quad \text{при } Z = 0 \text{ и } Z = H \quad (3)$$

$$\Phi = \Phi_0, \quad r \rightarrow \infty, \quad (4)$$

где:

$$F = \frac{Q(t)}{(h_2 - h_1)r} \delta(r - R) [\sigma(Z - h_1) - \sigma(Z - h_2)] \sum_{i=0}^{N-1} \delta\left(\theta - \frac{2\pi}{N} i\right). \quad (5)$$

Кроме условий (2)–(4) из-за равномерного расположения скважин ясно, что функция  $\Phi(r, \theta, Z, t)$  должна быть периодической функцией от полярного угла с периодом  $2\pi/N$ .

Решение уравнения (1), удовлетворяющее условиям (2)–(4), будем искать в следующем виде:

$$\Phi(r, \theta, Z, t) = \Phi_0 + \int_0^\infty \sum_{n=0}^\infty \sum_{k=0}^\infty A_{nk\lambda}(t) \cos \frac{n\pi}{H} Z \cos NK\theta J_{NK}(\lambda r) \lambda d\lambda. \quad (6)$$

Для соответствующего представления функции  $F(r, \theta, Z, t)$  используются разложения [7]

$$\frac{\delta(r - R)}{r} = \int_0^\infty J_{NK}(\lambda r) \cdot J_{NK}(\lambda R) \lambda d\lambda, \quad (7)$$

$$\sum_{i=0}^{N-1} \delta\left(\theta - \frac{2\pi}{N} i\right) = \frac{N}{2\pi} + \frac{N}{\pi} \sum_{k=1}^\infty \cos NK\theta. \quad (8)$$

С учетом соотношений (7) и (8) функция  $F(r, \theta, Z, t)$  представляется в следующем виде:

$$F = \int_0^\infty \sum_{n=0}^\infty \sum_{k=0}^\infty F_{nk\lambda}(t) \cdot \varepsilon_{nk} \cos \frac{n\pi}{H} Z \cos NK\theta \cdot J_{NK}(\lambda r) \lambda d\lambda, \quad (9)$$

где

$$\varepsilon_{nk} = \begin{cases} 0,5 & \text{при } n = k = 0; \\ 1 & \text{„ } n = 0, k \neq 0; \text{ и } k = 0, n \neq 0; \\ 2 & \text{„ } n \neq 0, k \neq 0; \end{cases} \quad (10)$$

$$F_{nk\lambda}(t) = \frac{NQ(t)}{\pi H (h_2 - h_1)} J_{NK}(\lambda R) \int_{h_1}^{h_2} \cos \frac{n\pi}{H} \xi d\xi, \quad (11)$$

Подставив выражения (6) и (9) в уравнение (1), приходим к следующему уравнению для определения неизвестного  $A_{nk\lambda}(t)$ :

$$\frac{dA_{nk\lambda}(t)}{dt} + \chi \left( \lambda^2 + \frac{n^2 \pi^2}{H^2} \right) A_{nk\lambda}(t) = -\chi \varepsilon_{nk} F_{nk\lambda}(t). \quad (12)$$

Разрешив последнее уравнение при нулевом начальном условии, из равенства (6), после промежуточных вычислений находим:

$$\begin{aligned} \Phi(r, \theta, z, t) = & \Phi_0 - \frac{N}{8\pi H (h_2 - h_1)} \int_0^t \frac{Q(t - \tau)}{\tau} \times \\ & \times \exp\left(-\frac{r^2 + R^2}{4\chi\tau}\right) \left[ I_0\left(\frac{rR}{2\chi\tau}\right) + 2 \sum_{k=1}^\infty I_{NK}\left(\frac{rR}{2\chi\tau}\right) \cos NK\theta \right] \times \\ & \times \int_{h_1}^{h_2} \left[ v_3\left(\frac{Z + \xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2}\right) + v_3\left(\frac{z - \xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2}\right) \right] d\xi d\tau. \quad (13) \end{aligned}$$

Можно показать, что [7]

$$\begin{aligned} I_0\left(\frac{rR}{2\chi\tau}\right) + 2 \sum_{k=1}^\infty I_{NK}\left(\frac{rR}{2\chi\tau}\right) \cos NK\theta = \\ = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} \exp\left(\frac{rR}{2\chi\tau} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{N} i\right)\right) \quad (14) \end{aligned}$$

С помощью последнего равенства формула (13) окончательно принимает вид:

$$\Phi(r, \theta, Z, t) = \Phi_0 - \frac{1}{8\pi H(h_2 - h_1)} \sum_{i=0}^{N-1} \int_0^t \frac{Q(t-\tau)}{t} \exp\left(\frac{\rho_1^2}{4\chi\tau}\right) \times \\ \times \int_{h_1}^{h_2} \left[ v_3\left(\frac{Z+\xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2}\right) + v_3\left(\frac{Z-\xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2}\right) \right] d\xi d\tau, \quad (15)$$

где

$$\rho_1^2 = r^2 + R^2 - 2rR \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{N}i\right). \quad (16)$$

Используя представление Тэта-функции в виде ряда [5], средний по вскрытой части мощности пласта потенциал в случае постоянного дебита находим в следующем виде:

$$\langle \Phi(r, \theta, t) \rangle = \frac{1}{h_2 - h_1} \int_{h_1}^{h_2} \Phi(r, Z, \theta, t) dZ = \Phi_0 - \\ - \frac{Q}{4\pi H} \sum_{i=0}^{N-1} \left\{ -Ei\left(-\frac{\rho_1^2}{4\chi t}\right) + \frac{8}{\pi^2 \bar{\eta}_2^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \sin^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_2 \cdot x \times \right. \\ \left. \times \cos^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_1 \cdot W\left(\frac{\rho_1^2}{4\chi t}, \frac{n\pi \rho_1}{H}\right) \right\}, \quad (17)$$

где

$$\bar{\eta}_1 = \frac{h_1 + h_2}{H}; \quad \bar{\eta}_2 = \frac{h_2 - h_1}{H};$$

$$W(u, v) = \int_u^{\infty} \frac{1}{\tau} \exp\left(-\tau - \frac{v^2}{4\tau}\right) d\tau -$$

— функция перетекания, табулированная Хантушем [4] в широких диапазонах изменения переменных.

Отметим следующие свойства функции  $W(u, v)$

$$W(u, v) \rightarrow 2K_0(v) \quad \text{при } u \rightarrow 0, v > 0 \quad (18)$$

$$W(u, v) \rightarrow -Ei(-u) \quad \text{при } v \rightarrow 0, u > 0, \quad (19)$$

$$W(u, v) \rightarrow 0 \quad \text{при } u \rightarrow \infty, v \geq 0; \quad (20)$$

$$W(u, v) \rightarrow 0 \quad \text{при } v \rightarrow \infty, u \geq 0, \quad (21)$$

Подставляя координаты любой из  $N$  скважин в формулу (17), средний по вскрываемой части забойный потенциал скважин в батарее получим в следующем виде:

$$\langle \Phi_c \rangle = \Phi_0 - \frac{Q}{4\pi H} \left\{ Ei\left(-\frac{r_0}{4\chi t}\right) - \sum_{i=1}^{N-1} Ei\left(-\frac{R^2 \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t}\right) + \right.$$

$$+ \frac{8}{\pi^2 \bar{\eta}_2^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_2 \cdot \cos^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_1}{n^2} W\left(\frac{r_c^2}{4\chi t}, \frac{n\pi r_c}{H}\right) + \sum_{i=1}^{N-1} \frac{8}{\pi^2 \bar{\eta}_2^2} \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_2 \cos^2 0,5 n \pi \bar{\eta}_1}{n^2} W\left(\frac{R^2 \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t}, \frac{n\pi R \sin \frac{\pi}{N} i}{H}\right) \left. \right\}. \quad (22)$$

Так как расстояние между скважинами намного больше мощности пласта, то из свойства (21) функции  $W(u, v)$  и таблицы ее значений, приведенной в работе [4], заключаем, что последним членом в формуле (22) можно пренебречь ввиду его ничтожной малости относительно других членов. С другой стороны, величина  $\frac{r_c^2}{4\chi t}$  практически не превышает  $10^{-3}$  и при  $t > 100$  сек. функцию  $W\left(\frac{r_c^2}{4\chi t}, \frac{n\pi r_c}{H}\right)$  с точностью  $10^{-5}$  можно заменить по формуле (18) функцией  $2K_0\left(\frac{n\pi r_c}{H}\right)$ .

С учетом сказанного формула (22) примет вид:

$$\langle \Phi_c \rangle = \Phi_0 - \frac{Q}{4\pi H} \left[ -Ei\left(-\frac{r_0^2}{4\chi t}\right) - \sum_{i=1}^{N-1} Ei\left(-\frac{R^2 \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t}\right) + \right. \\ \left. + \frac{8}{\pi \Delta \bar{h}^2} g(\bar{h}_1, r_c, \Delta \bar{h}) \right], \quad (23)$$

где

$$g = \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K_0(n\pi \bar{r}_c)}{n^2} \sin^2 0,5 n \pi \Delta \bar{h} \cos^2 0,5 n \pi (\bar{h}_1 + 0,5 \Delta \bar{h}); \quad (24)$$

$\bar{h}_1 = \frac{h_1}{H}$ , ( $i = 1, 2$ );  $\Delta \bar{h} = \bar{h}_2 - \bar{h}_1$ ,  $\bar{r}_c = \frac{r_c}{H}$  — безразмерные величины.

В частности, при  $h_1 = 0$  формула (23) совпадает с формулой, полученной А. Л. Хейном [6]. Отметим, что из формулы (21) получается также выражение забойного потенциала перфорированной скважины при  $h_2 = h_1$ ,  $R_c = r_0$  в следующем виде:

$$\Phi_c = \Phi_0 - \frac{Q}{4\pi H} \left\{ -Ei\left(-\frac{r_0^2}{4\chi t}\right) - \sum_{i=1}^{N-1} Ei\left(-\frac{r_c^2 \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t}\right) + \right. \\ \left. + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 n \pi \bar{h}_1 \cdot W\left(\frac{r_0^2}{4\chi t}, \frac{n\pi r_c}{H}\right) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 n \pi \bar{h}_1 \times \right. \\ \left. \times W\left(\frac{r_c \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t}, \frac{n\pi r_c \sin \frac{\pi}{N} i}{H}\right) \right\}, \quad (25)$$

где  $r_0$  — радиус перфорационного отверстия.

Функцию  $W(u, v)$  в последней формуле с большой степенью точности можно заменить через  $2K_0(V)$ . Тогда формула (25) принимает вид

$$\Phi_c = \Phi_0 - \frac{Q}{4\pi H} \left\{ -Ei \left( -\frac{r_0^2}{4\chi t} \right) - \sum_{i=1}^{N-1} Ei \left( \frac{\gamma_c^2 \sin^2 \frac{\pi}{N} i}{\chi t} \right) + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 n \pi \bar{h}_1 \cdot K_0(n \pi \bar{r}_c) + 4 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 n \pi \bar{h}_1 \cdot K_0 \left( n \pi \bar{r}_c \sin \frac{\pi}{N} i \right) \right\}, \quad (26)$$

где

$$\bar{r}_0 = \frac{r_0}{H},$$

Из последней формулы при  $h_1=0,5$  легко получить соответствующие выражения работы [5].

Для иллюстрации влияния пространственного положения интервала вскрытия приводим значения безразмерной функции  $\frac{8}{\pi \Delta h^2} g(\bar{h}_1, \bar{r}_c, \Delta \bar{h})$  в зависимости от длины фильтра и расстояния от кровли пласта до верха фильтра скважины. Как видно, заметное влияние положения интервала вскрытия наблюдается при малых его значениях.

Значения функции  $\frac{8}{\pi \Delta h^2} g(\bar{h}_1, \bar{r}_c, \Delta \bar{h})$  при  $r_c = 10^{-2}$

$\Delta \bar{h} / \bar{h}_1$	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,1	44,28	35,22	33,79	32,75	32,26	32,26
0,2	23,48	20,75	19,86	17,88	17,80	17,88
0,3	14,57	12,72	11,76	11,26	11,26	11,76
0,4	9,94	8,32	7,43	7,43	7,43	8,32
0,5	6,71	5,36	5,03	5,03	5,36	6,71

В случае произвольного расположения скважин с разными диаметрами и длинами фильтра решение задачи применяемым методом получается в следующем виде:

$$\Phi(r, \theta, Z, t) = \Phi_0 - \frac{1}{8\pi H} \sum_{i=1}^N \int_0^t \frac{Q_i(t-\tau)}{\Delta h_i \cdot \tau} \exp \left( -\frac{\rho_i^2}{4\chi\tau} \right) \times \int_{h_{i1}}^{h_{i2}} \left[ v_3 \left( \frac{Z+\xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2} \right) + v_3 \left( \frac{Z-\xi}{2H}, \frac{\pi\chi\tau}{H^2} \right) \right] d\xi d\tau, \quad (27)$$

где

$$\rho_i^2 = r^2 + r_1^2 - 2rr_1 \cos(\theta - \theta_1), \quad \Delta h_i = h_{21} - h_{11}, \quad (28)$$

Из выражения (27) легко вычислить средние по вскрытой скважинам части пласта забойные потенциалы. При относительно малых значениях времени  $t < \frac{H^2}{\pi\chi}$  из точной формулы (27) с использованием асимпто-

тических выражений Тэта-функции получается следующее выражение для потенциала:

$$\Phi(r, \theta, Z, t) = \Phi_0 - \frac{1}{4\pi H} \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{\Delta h_i} \left\{ M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{21}}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{11}}{\rho_i} \right) + M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{11}}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{21}}{\rho_i} \right) + M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{21}-2H}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{21}-2H}{\rho_i} \right) + M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{11}-2H}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{11}-2H}{\rho_i} \right) \right\}, \quad (29)$$

где

$$M(x, y) = \int_x^{\infty} \frac{\exp(-\tau)}{\tau} \operatorname{erf}(y \sqrt{\tau}) d\tau - \text{функция, табулированная}$$

в [4]. При больших значениях мощности пласта члены, содержащие  $H$ , в последней формуле взаимно сокращаются. Из структуры функции  $M(x, y)$  можно видеть, что большим значениям мощности  $H$  соответствуют малые значения времени. Таким образом, при достаточно малых значениях времени несовершенные скважины в пласте ограниченной мощности ведут себя, как в полубесконечном пласте. Для полубесконечного пласта формула (29) принимает вид:

$$\Phi(r, \theta, Z, t) = \Phi_0 - \frac{1}{4\pi H} \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{\Delta h_i} \left[ M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{21}}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z+h_{11}}{\rho_i} \right) + M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{11}}{\rho_i} \right) - M \left( \frac{\rho_i^2}{4\chi t}, \frac{Z-h_{21}}{\rho_i} \right) \right]. \quad (30)$$

Последняя формула для одной скважины получена в работе [4] другим путем.

#### Литература

1. Азизов Х. Ф. Интерференция круговой батареи несовершенных скважин при упругом режиме. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, № 5, 1976.
2. Азизов Х. Ф. Метод сосредоточенных отборов на кривых и поверхностях и его применение в теории фильтрации. Мат. респуб. науч.-теор. конф. по геологии и разработке нефт., газовых и газоконд. мест. Баку, «Элм», 1980.
3. Нумеров С. Н. Интерференция несовершенных скважин при упругом режиме. «Изв. АН СССР», энергетика и автоматика, 1959, № 1.
4. Хантуш М. С. Новое в теории перетекания. В кн. «Вопросы гидрогеологических расчетов». «Мир», 1964.
5. Хейн А. Л. Теория линейного притока жидкости и газа к скважинам, несовершенным по характеру и степени вскрытия пласта, и новые формулы по расчету их продуктивности. Труды ВНИИгаз «Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений», 1953.
6. Хейн А. Л. Неустановившийся приток жидкости и газа к круговой батарее несовершенных скважин в бесконечном пласте. Труды ВНИИгаз, вып. X, 1957.
7. Янке Э., Эмде Ф., Лёш Ф. Специальные функции, «Наука», 1977.

МАЈЕНИН ДАИРЭВИ НАТАМАМ ГУЈУЛАР БАТАРЕЈАСЫНДА  
ГЭРАРЛАШМАМЫШ ҺЭРЭКЭТИ ҺАГГЫНДА

Мөгаләдә мајенин даирәви натамам гујулар батарејасында гэрарлашмамыш һэрәкәти һаггында мәсәләни дэгиг ријази һәлли верилмиш вә садә һесабат дустурлары алынмышдыр. Натамам гујуларла лајын ачылма интервалынын лај һүндүрлүјүнә көрә вәзијјәтинин гујудибә тәзјигләрә тәсири өјрәнилмишдир.

H. F. Azizov, T. S. Amirbekov

ABOUT UNSTEADY INFLOW OF A FLUID TO A CIRCULAR BATTERY  
OF INCOMPLETE WELLS

The authors have received the simplified formulae of pressure calculation in an elastic reservoir while working in it the circular battery of incomplete wells. The influence of a drilling in interval by wells upon their work has been studied.

Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

К ИССЛЕДОВАНИЯМ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ВОДОНАПОРНОМ  
РЕЖИМЕ

Известно, что большинство газовых и газоконденсатных месторождений разрабатываются в условиях естественного упруговодонапорного режима. При этом отмечается самая различная активность поступающей в залежь воды из законтурной водяной области. Последнее может обуславливаться разными причинами как геологического, так и технологического порядка. Вместе с тем, при выполнении прогнозных работ важно располагать информацией о степени обоснованности различных возможных решений в конкретных условиях рассматриваемого месторождения. В связи с этим представляют интерес исследования, направленные на изучение особенностей разработки газоконденсатных залежей на упруговодонапорном режиме и влияния на отмеченный процесс различных природных и технологических факторов.

Приводим результаты исследований по определению влияния проницаемости продуктивной и законтурной областей на характерные показатели процесса разработки газоконденсатной залежи на упруговодонапорном режиме.

В [1] было предложено решение задачи вытеснения газоконденсатной смеси водой на упруговодонапорном режиме. Отмеченное решение учитывало неполноту вытеснения газоконденсатной смеси водой, изменение фильтрационных характеристик для воды в области внедрения, изменение реальных свойств флюидов со снижением давления, фильтрацию газоконденсатной смеси. В [2] был описан круг исследований, направленных на установление влияния темпа отбора газа на основные показатели процесса. В [3, 4] было предложено решение задачи вытеснения газоконденсатной смеси водой на упруговодонапорном режиме с учетом различия в проницаемостях законтурной и продуктивной областей.

Используя отмеченные решения, выполнен круг исследований, некоторые результаты которых представлены на рис. 1—7. Исследования выполнялись для условий пласта полосообразной формы.

На рис. 1 и 2 иллюстрируется влияние абсолютной проницаемости газоконденсатного пласта на режим его работы. В приведенном случае рассмотрены три величины проницаемости пласта, причем  $K_1 = 2K_2 = 4K_3$ . Кроме того, названные исследования были выполнены при двух темпах отбора газа  $q_r$  равных 10% (кривые 1) и 15% (кривые 2) от запасов в год. Анализ кривых рис. 1 показывает, что влияние проницаемости на характер зависимости  $P/Z$  существеннее при низких темпах отбора. При этом повторное уменьшение проницаемости в два раза (случай  $K_3$ ) оказывает несколько меньшее влияние. Это показывает, что на рассматриваемый показатель влияет не только кратность умень-

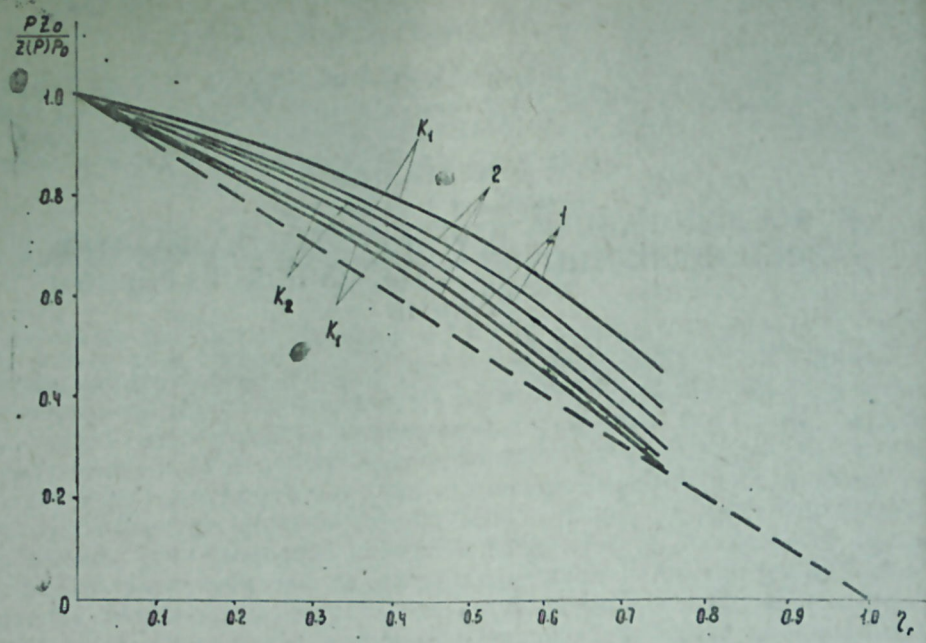


Рис. 1. Влияние проницаемости и темпа отбора газа (1 —  $q_{r1}(t)$ ; 2 —  $q_{r2}(t) = 2q_{r1}(t)$ ;  $K_1 = 2K_2 = 4K_3$ ).

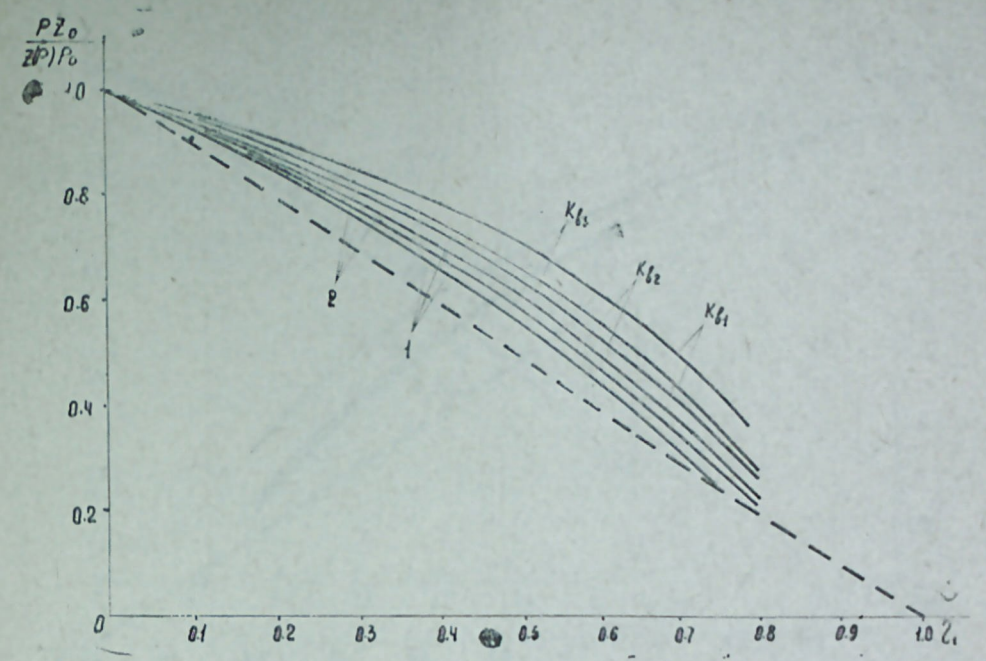


Рис. 3. Влияние проницаемости законтурной области и темпа отбора газа ( $K_{b1} = 2K_{b2} = 4K_{b3}$ ;  $K_{в1} = K_1$  — проницаемость продуктивной области).

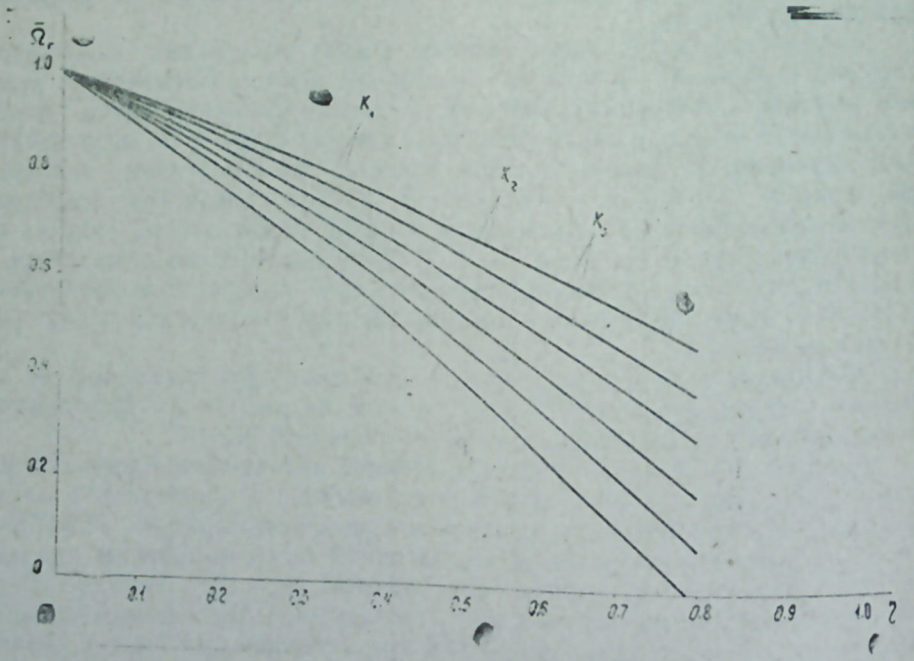


Рис. 2. Влияние проницаемости и темпа отбора газа (1 —  $q_{r1}(t)$ ; 2 —  $q_{r2}(t) = 2q_{r1}(t)$ ;  $K_1 = 2K_2 = 4K_3$ ).

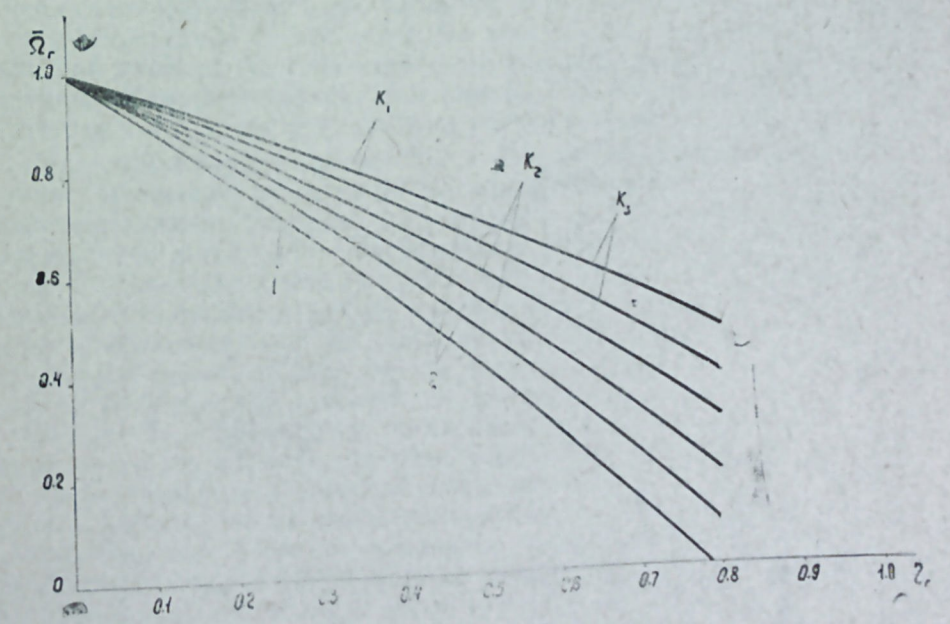


Рис. 4. Влияние проницаемости законтурной области и темпа отбора газа ( $K_{b1} = 2K_{b2} = 4K_{b3}$ ;  $K_{в1} = K_1$  — проницаемость продуктивной области).

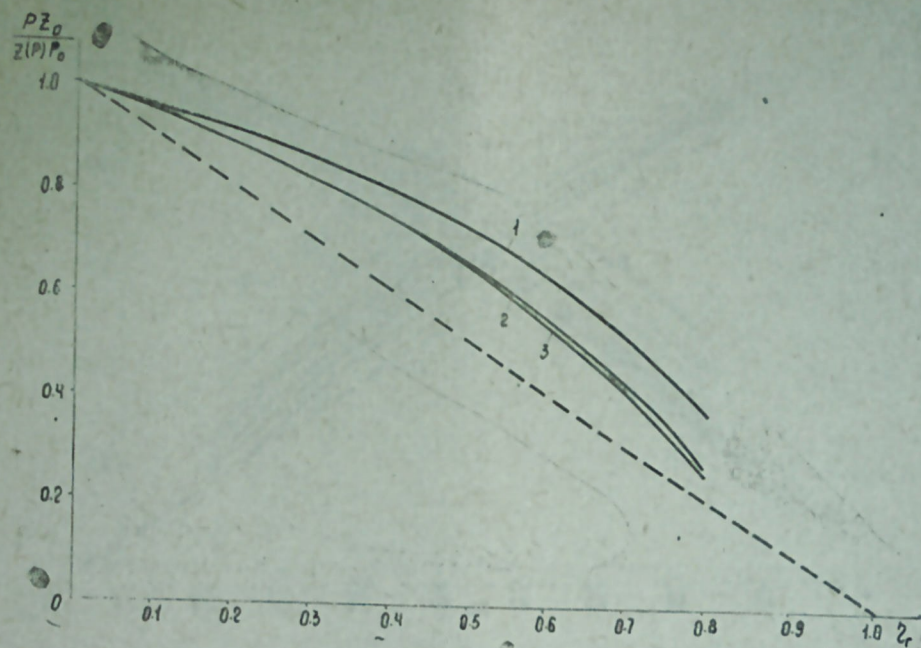


Рис. 5. Сравнительное влияние проницаемостей законтурной и продуктивной областей ( $1-K_1=K_в=0,5K_1$ ;  $2-K_в=0,5K_1$  темп отбора 15% в год).

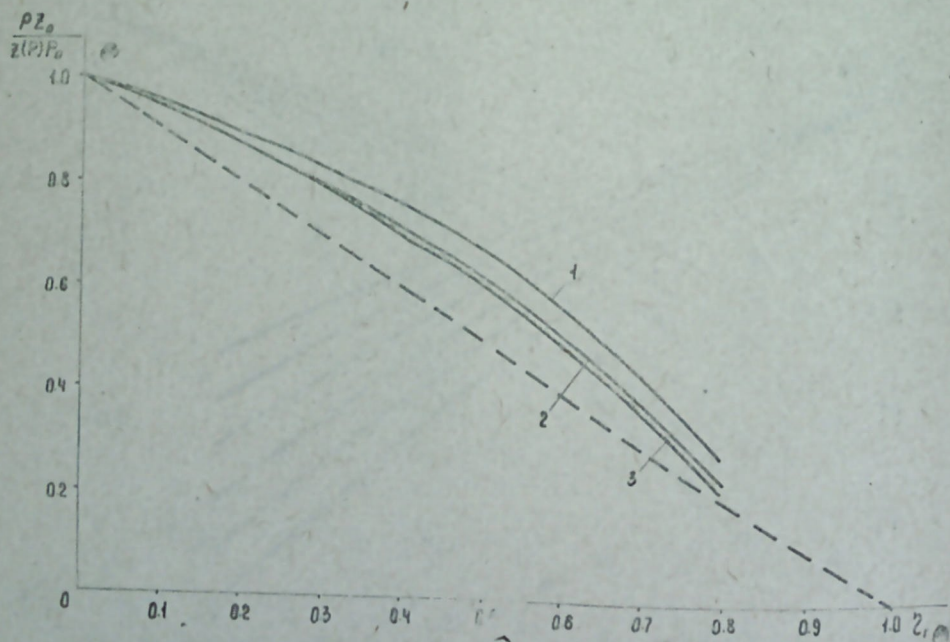


Рис. 6. Влияние темпа отбора проницаемостей законтурной и продуктивной областей (соотношения проницаемостей те же, что на рис. 5; темп отбора 10% в год).

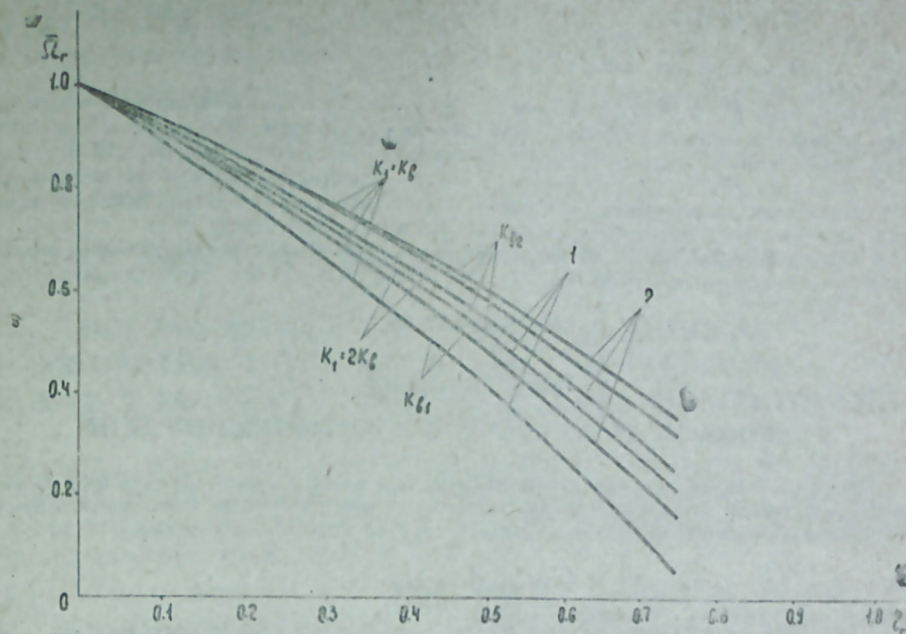


Рис. 7. Влияние темпа отбора проницаемостей законтурной и продуктивной областей (соотношения проницаемостей те же, что на рис. 5; темп отбора 10% в год).

нения (увеличения) проницаемости, но и абсолютная величина ее изменения.

На рис. 2 показано влияние проницаемости на внедрение воды в залежь при двух темпах отбора газа. На рис. 3 и 4 показано влияние на рассматриваемый процесс различия в проницаемостях законтурной  $K_в$  и продуктивной  $K_1$  областей. Во всех случаях проницаемость продуктивной области  $K_1$  принималась одинаковой, а проницаемость законтурной области менялась. При этом  $K_{в1}=K_1$  и  $K_{в2}=2K_{в1}=4K_{в3}$ . Группы кривых 1 и 2 соответствуют двум темпам отбора газа ( $q_{г2}=1,5q_{г1}$ ).

Раздельный анализ кривых  $P/Z$  и  $\bar{Q}_r$  для одинаковых темпов отбора газа показывает, что влияние на процесс величины  $K_в$  существенно и изменение уровня значений этих величин для одинаковых значений  $\gamma_r$  (коэффициент газоотдачи) почти пропорционально изменению величины  $K_в$ . В то же время общий анализ кривых рис. 3 и 4 показывает существенно различный характер влияния темпа отбора газа на процесс при различных значениях  $K_в$ . Нетрудно заметить, что чем выше  $K_в$ , тем значительнее влияние темпа отбора газа на основные характеристики процесса (особенно наглядно это видно на рис. 3).

На рис. 5—7 приводится серия исследований, позволяющая дать оценку долевого влиянию на рассматриваемый процесс проницаемостей продуктивной и водоносной областей. Как видно из приведенных рисунков, независимо от темпа отбора газа в пределах рассмотренных условий основное влияние на процесс вытеснения газоконденсатной смеси водой на упруговодонапорном режиме оказывает проницаемость смеси водой на упруговодонапорном режиме оказывает проницаемость законтурной водной области (кривые 1—2 и 2—3 рис. 5 и 6). Проницаемость продуктивной части пласта также оказывает влияние, но более слабое (кривые 2—3).

#### Литература

1. Абасов М. Т., Абдуллаев А. А., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. О вытеснении газоконденсатной смеси водой при упруговодонапорном режиме. АНХ, 1973, № 9.
2. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки газоконденсатных месторождений. Всесоюз. симпозиум: Пути повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. М., 1972.
3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки газоконденсатнонефтяных месторождений. Тез. докл. Вопросы разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Баку, 1976.
4. Оруджалиев Ф. Г. К проектированию разработки месторождений нефти и газа в условиях упруговодонапорного режима. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1976, № 5.

Ф. Г. Оруджалиев

#### ГАЗКОНДЕНСАТНОЕФТ ЯТАГЛАРЫ ИШЛЭНМЭСИНЭ ДАИР

Мәғаләдә ятағын фәал контурархасы һиссә илә әләғәси олан һалда газнефт контактын һәрәкәтинин тәнзимләнмәси илә газконденсәнефт ятағынын нефт һиссәсинин ғабағлајымы ишләнмәсинә аид газ һидродинамик мәсәләсинин һәлли вериләр.

F. G. Orudjaliev

#### TO THE QUESTIONS OF THE DEVELOPMENT OF GAS-CONDENSATE OIL FIELDS

The article suggests the solution of gas-hydrodynamic problem of the outstripping development of the oil region of gas-condensate oil deposit with the regulated advance of gas-oil contact in the conditions of the existing of the connection of the deposit with the active edge water contour region.

УДК 622.276.031:532.51(1—04)

Г. И. ДЖАЛАЛОВ, С. М. САЛМАНОВ, Ф. М. МУСТАФАЕВ

#### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНЕРЦИОННЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ НА ПРОЦЕСС ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН В ЗАЛЕЖАХ С ТРЕЩИНОВАТЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Известно, что одним из основных факторов, влияющих на характер притока нефти к скважинам, особенно в трещиноватых коллекторах, является нарушение линейного закона фильтрации вследствие инерционных сопротивлений [1, 5, 6, 7, 9].

Анализ полученных в работе [6] формул и подсчеты по ним, а также промысловые исследования по Грозненским месторождениям [4, 5] показали, что нелинейность фильтрации в чистотрещиноватом пласте существенно влияет на распределение давления лишь в призабойной зоне  $[R = r \leq (3 \div 100)R_c]$  скважины. Вне этой окрестности пласта потерями давления на преодоление инерционных сопротивлений можно пренебречь.

Как известно, аналитическое исследование многомерной задачи фильтрации жидкости, не следующей закону Дарси, сопряжено с необходимостью интегрирования нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, что создает большие математические трудности.

В работах [4—6, 8] для решения задач, связанных с нерадиальным движением жидкости к скважинам при двучленном законе фильтрации, применена приближенная схема решения. При этом вся область фильтрации разбивается на две зоны. В первой, ближайшей к скважине небольшой зоне, закон фильтрации принимается нелинейным и движение жидкости — радиальным. Во второй зоне движение жидкости считается практически происходящим по закону Дарси и для его расчетов приближенно используются методы хорошо разработанной теории движения в пористой среде по линейному закону. Точность такого приближенного метода зависит от точности определения неизвестного радиуса призабойной зоны.

В данной работе, учитывая зависимость проницаемости трещиноватых коллекторов от высоких пластовых давлений, с учетом отмеченных замечаний решается следующая задача. Предположим, что в чистотрещиноватом пласте большой протяженности одновременно работает  $n$  равнодебитных скважин, образующих кольцевую батарею радиусом  $R_0$  и расположенных на равных расстояниях друг от друга. Контуры питания пласта удален от скважин на расстояние, значительно превышающее радиус батареи, т. е.  $R_k \gg R_0$  (рис. 1).

В призабойной области пласта считаем, что фильтрация жидкости инерционная и подчиняется двучленному квадратичному закону:

$$-\frac{\partial P}{\partial S} = \frac{\mu}{K} V + \frac{\rho \gamma}{K} V^2 \operatorname{sign} V, \quad (1)$$

где  $\operatorname{sign} V = +1$  (в случае отбора жидкости  $\operatorname{sign} V = -1$ , а в случае закачки  $\operatorname{sign} V = 1$ ).

Требуется определить положение водонефтяного контакта и исследовать процесс обводнения скважины при любом законе изменения проницаемости от давления и времени  $t > 0$ .

Пусть проницаемость пласта имеет вид:

$$K(P) = K_0 f(P). \quad (2)$$

Тогда вне призабойной области скважины с введением функции вида:

$$\Phi - \Phi_c = \int_{P_c}^P f(P) dP \quad (3)$$

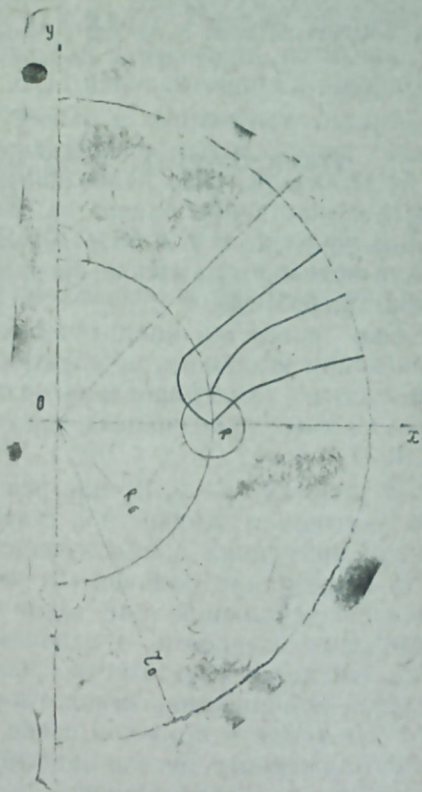


Рис. 1. Модель области фильтрации.

течение жидкости, как отмечено выше, с удовлетворительной точностью может быть описано линейным дифференциальным уравнением эллиптического типа вместе с линейными граничными условиями, где  $P_c$  — давление на контуре укрупненной скважины.

Характеристическая функция течения, соответствующая данной задаче укрупненных скважин радиусом  $R \leq (3-100)R_c$ , приближенно будет иметь вид [2, 4]:

$$F(Z) = \frac{Q\mu}{2\pi h K_0} \ln(z^n - R_0^n) + F_0. \quad (4)$$

где  $Z$  — комплексная переменная,  $z = re^{i\theta}$ ,  $r$  — полярный радиус;  $\theta$  — полярный угол;  $Q$  — дебит одной скважины;  $h$  — мощность пласта;  $K_0$  — значение проницаемости при начальном пластовом давлении.

Из (4), определяя потенциальную функцию, при  $r = R_0 + R$  дебит одной укрупненной скважины круговой батареи найдем в следующем виде [4]:

$$Q = \frac{2\pi h K_0 (\Phi_k - \Phi_c)}{\mu \ln \frac{R_k^n}{n R_0^{n-1} R}}, \quad (5)$$

где 
$$\Phi_k = \Phi_c + \int_{P_c}^{P_k} f(P) dP. \quad (6)$$

Учитывая (2) в (1), для определения поля давлений в первой зоне получим дифференциальное уравнение [4]:

$$\frac{dP}{dr} = \left[ \frac{Q\mu}{2\pi K_0 h} \cdot \frac{1}{r} + \frac{Q^2 \gamma \rho_0}{4\pi^2 h^2 K_0} \cdot \frac{1}{r^2} \right] \frac{1}{f(P)}, \quad (7)$$

где  $\gamma$  — параметр формы зависящей от геометрических характеристик пласта;  $\rho$  — плотность жидкости.

Интегрируя уравнение (7) в пределах  $R_c \leq r \leq R$ , имеем:

$$\Phi = \Phi_c - \Phi_{yk} + \frac{Q\mu}{2\pi K_0 h} \ln \frac{r}{R_c} - \frac{Q^2 \gamma \rho_0}{4\pi^2 h^2 K_0} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{R_c} \right), \quad (8)$$

где 
$$\Phi_{yk} = \int_{P_c}^{P_k} f(P) dP,$$

$P_c$  — давление на контуре действительной скважины.

$$\Phi_{yk} = \frac{Q\mu}{2\pi K_0 h} \ln \frac{R}{R_c} - \frac{Q^2 \gamma \rho_0}{4\pi^2 h^2 K_0} \left( \frac{1}{R} - \frac{1}{R_c} \right). \quad (9)$$

С учетом (8) и (9) находим, что дебит одной скважины при двучленном законе фильтрации имеет вид:

$$Q_{н.л.} = \frac{A}{2B} + \sqrt{\left( \frac{A}{2B} \right)^2 - \frac{\Phi_0}{B}}, \quad (10)$$

где: 
$$A = \frac{\mu}{2\pi K_0 h} \ln \frac{R_k^n}{n R_0^{n-1} R_c}$$

$$B = \frac{\gamma \rho}{4\pi^2 h^2 K_0} \left( \frac{1}{R} - \frac{1}{R_c} \right); \quad \Phi_0 = \int_{P_c}^{P_k} f(P) dP.$$

Уравнение движения частицы жидкости по любой линии тока, где справедлив закон Дарси, определяется формулой [2]:

$$t_1 = \frac{2\pi mh}{Q_{н.л.} n} \left[ \frac{r^2 - r_0^2}{2} - \frac{R_0^n}{n(\sec^2 C)^{1/n}} \int_{\xi_0}^{\xi} \frac{d\xi}{(\xi^2 + R_0^{2n} \operatorname{tg}^2 C)^{\frac{n-1}{n}}} \right]; \quad (11)$$

где  $\xi = \sqrt{r^{2n} \sec C - R_0^{2n} \operatorname{tg}^2 C}$ ;  $\xi = \xi/r = r_0$

$C$  — параметр семейства линий тока.

В призабойной области пласта ввиду радиальности течения жидкости по нелинейному закону фильтрации уравнение движения частицы жидкости будет иметь вид [2, 6]:

$$t_2 = - \frac{\pi mh [\psi^2 - (R_0 + R)^2]}{Q_{н.л.}} \quad (12)$$

Тогда общее время движения частицы жидкости по любой линии тока к скважинам при нелинейном законе фильтрации будет:

$$t_{н.л.} = t_1 + t_2. \quad (13)$$

При большом числе скважин, т. е. при  $\frac{n-1}{n} \approx 1$ , формула (11) принимает вид:

$$t_1 = \frac{2\pi mh}{Q_{н.л.} n} \left\{ \frac{r^2 - r_0^2}{2} - \frac{R_0^2}{n(\sec^2 C)^{1/n} \operatorname{tg} C} \left[ \operatorname{arctg} \frac{\xi}{R_0^n \operatorname{tg} C} - \operatorname{arctg} \frac{\xi_0}{R_0^n \operatorname{tg} C} \right] \right\}. \quad (14)$$

Отметим, что в формуле (13) значением  $t_2$  можно пренебречь по сравнению со значением  $t_1$ . Тогда получается, что при одинаковых дебитах и прочих равных условиях время движения частицы жидкости при двухчленном и линейном законах совпадает и практически не зависит от коллекторских свойств породы.

Если же, наоборот, будут иметь место одинаковые перепады давлений, то время продвижения частицы жидкости при линейном и нелинейном законе фильтрации будет различаться в значительной степени.

Тогда с учетом (10) и (13) для этого случая будем иметь:

$$\tau_{н.л.} = \eta(n_1 R_c, R_0, \Phi_0) \left[ \left( \frac{r}{R_0} \right)^2 (1-n) - \left( \frac{r_0}{R_0} \right)^2 + n \left( 1 + \frac{R}{R_0} \right)^2 - \right. \quad (15)$$

$$\left. - \frac{2R_0^{n-2}}{n(\sec^2 C)^{1/n}} \int_{\xi_0}^{\xi} \frac{d\xi}{(\xi^2 + R_0^{2n} + \operatorname{tg}^2 C)^{\frac{n-1}{n}}} \right]$$

При больших значениях  $n$ :

$$\tau_{н.л.} = \eta(n_1 R_c, R_0, \Phi_0) \left\{ \left( \frac{r}{R_0} \right)^2 (1-n) - \left( \frac{r_0}{R_0} \right)^2 + n \left( 1 + \frac{R}{R_0} \right)^2 - \right. \quad (16)$$

$$\left. - \frac{1}{(\sec^2 C)^{1/n} \operatorname{tg} C} \left[ \operatorname{arctg} \frac{\xi}{R_0^n \operatorname{tg} C} - \operatorname{arctg} \frac{\xi_0}{R_0^n \operatorname{tg} C} \right] \right\}$$

В частности, по главной и нейтральной линиям тока получим:

$$\tau_{г.л.н.л.} = \eta(n R_c, R_0, \Phi_0) \left\{ \left( \frac{r}{R_0} \right)^2 (n-1) - \left( \frac{r_0}{R_0} \right)^2 + n \left( 1 + \frac{R}{R_0} \right)^2 - \right. \quad (17)$$

$$\left. - \frac{2}{2-n} \left[ \left( \frac{R_0}{r} \right)^{n-2} - \left( \frac{R_0}{r_0} \right)^{n-2} \right] \right\},$$

$$\tau = \eta(n_1 R_c, R_0, \Phi_0) \left\{ \left( \frac{r}{R_0} \right)^2 (1-n) - \left( \frac{r_0}{R_0} \right)^2 + n \left( 1 + \frac{R}{R_0} \right)^2 + \right. \quad (18)$$

$$\left. + \frac{2}{2-n} \left[ \left( \frac{R_0}{r} \right)^{n-2} - \left( \frac{R_0}{r} \right)^{n-2} \right] \right\},$$

где  $\eta = (n, R_c, R_0, \Phi_0) = \frac{\frac{R_c}{R} - 1}{n \ln \frac{R_c^n}{n R_0^{n-1} R_c} \left[ 1 + \frac{\sqrt{A^2 - 4\Phi_0 B}}{A} \right]}$

$$\tau_{н.л.} = \frac{\mu B_c t_{н.л.}}{m R_0^2 \gamma \rho_0}$$

По полученным формулам расчеты нужно производить по следующей схеме. Находя из (4) уравнение семейств линий тока и совместно решая его с уравнением окружности призабойной зоны, находим, что:

$$\operatorname{tg} C = \frac{\left[ \cos \theta + \sqrt{\left( \frac{R}{R_0} \right)^2 - \sin^2 \theta} \right]^n \sin n \theta}{\left[ \cos \theta + \sqrt{\left( \frac{R}{R_0} \right)^2 - \sin^2 \theta} \right]^n \cos n \theta - 1} \quad (19)$$

В (19) параметр  $C$  находится в интервале  $0 \leq C \leq \pi$ .

Для проведения численных расчетов необходимо определить  $C$  для каждой точки.

При  $C=0$  и  $C=\pi$  из (19) находим, что

$$\theta = \frac{\pi \nu}{n}, \quad \nu = 0, 1, 2, \dots \quad (20)$$

С помощью (19) и (20) определяются значения  $C$  и подставляются в соответствующие формулы. Используя рассмотренный метод разделения фильтрационных потоков на область с нелинейным и линейным законом фильтрации, дадим теперь методику решения аналогичных задач с помощью сеточных электрических моделей. Имея аналитическое решение в круговых прискважинных зонах и модельное вне этих зон, общее решение получаем с помощью «сшивания».

Радиус прискважинной зоны по своим размерам значительно меньше масштаба сетки. Поэтому на модели его можно учесть только с помощью добавочного сопротивления, т. е.:

$$R_{доб.} = \frac{R_0}{2\pi} \left( \ln \frac{M}{R} + \delta + K \right), \quad (21)$$

которое последовательно включается в узел сетки, где  $K = -1,62$  — коэффициент сеточной области;  $\delta$  — коэффициент, учитывающий несовершенство скважин;  $M$  — масштаб электрической сетки.

Для проверки точности указанного метода решения были рассмотрены следующие задачи. Рассмотрим фильтрацию жидкости к цепочке скважин, имеющих одинаковые дебиты в бесконечном пласте.

Скважина находится на большом расстоянии от контура питания. В этом случае для определения перепада давления получена следующая формула [4]:

$$P_k - P_c = \frac{\nu Q^2}{4\pi^2 h^2 R_c} + \frac{\mu Q}{4\pi Kh} \ln \frac{\text{ch} \frac{\pi R_k}{\sigma} - 1}{\frac{\pi^2 R_c^2}{2\sigma^2}} \quad (22)$$

При решении на модели перепад давления измерялся на линии укрупненной скважины, а внутри прискважинной области определялся аналитическим путем. Общий перепад давления равен сумме найденных перепадов:

$$P_k - P_c = (P_k - P_{cp})_m + \frac{\mu Q}{2\pi Kh} \ln \frac{R}{R_c} + \frac{\nu Q^2}{4\pi^2 h^2 R_c^2} \quad (23)$$

При следующих исходных данных:

$\sigma = 200 \text{ м}; R = 1 \text{ м}; Q = 5 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; h = 10 \text{ м}; K = 10,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; \mu = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$  по формулам (22) и (23) проведены расчеты и установлено, что относительная погрешность модельного решения составляет 3,8%.

Это дает возможность применить предлагаемую методику моделирования к решению задач о продвижении водонефтяного контакта и обводнения скважин, по аналитическим решениям которых расчеты проводить затруднительно.

Время продвижения контура раздела до области, где нарушается линейный закон фильтрации, определяется с помощью модели по формуле [7]:

$$t_{т.п.мод} = \frac{m\mu}{\Phi_k - \Phi_c} \cdot \frac{U_k - U_c}{K_0} \cdot \frac{(S_c - S_k)^2}{N} \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{U_{i+1} - U_i} \quad (24)$$

Время движения точек водонефтяного контакта в прискважинной зоне определяется по формуле (12). Тогда общее время будет равно:

$$t_{т.п.} = t_{т.п.мод} + t_2 \quad (25)$$

В работе [3] установлено, что:  $\frac{t_{т.п.}}{t_{т.сред}} = \frac{P_k - P_c}{\Phi_k - \Phi_c}$ .

При линейном изменении проницаемости от давления

$K(P) = K_0 [1 - \alpha_k (P_k - P)]$  с учетом (3) и следующих исходных данных  $n = 4; \mu = 1 \text{ снз} = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{сек}; R_c = 0,1 \text{ м}; R = 1 \text{ м};$

$R_0 = 4 \cdot 10^2 \text{ м}; R_k = 12 \cdot 10^2 \text{ м}; m = 0,2; \rho = 0,1 \cdot 10^{-5};$

$\beta = 0,012 \text{ сек}^2; K_0 = 0,022 \text{ д} = 0,02244 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$

$\alpha_k = 0,003 \frac{1}{\text{ат}} = 2,967 \cdot 10^{-7} \text{ Па}; \nu = \frac{\beta \rho_0}{K_0} = 55,6 \frac{\text{сек}^2}{\text{см}^3} \text{ ат}$

по формуле (25) проведены расчеты для главной линии тока. Результаты вычислений расхождения  $\Delta$  в процентах  $\Delta = \frac{t_{м.гл.} - t_{т.гл.}}{t_{м.гл.}} \cdot 100\%$  между точным и модельным решениями сведены в таблице.

$\Delta P_c \cdot 10^{-6} \text{ Па}$	Теоретическое	Модельное	$\Delta \%$
	$t_{т.гл.} \cdot 10^{-6}$	$t_{м.гл.} \cdot 10^{-6}$	
9,0	1534,172	1538,2903	3,4
8,0	1747,943	1788,8757	2,3
7,0	2047,2049	2098,6053	2,4
6,0	2402,2901	2461,6231	2,4
5,0	2932,996	2997,5541	2,15
4,0	3911,9854	3998,5331	2,16
3,0	4985,9589	5081,8249	2,0
2,0	7670,9712	7837,0997	1,9

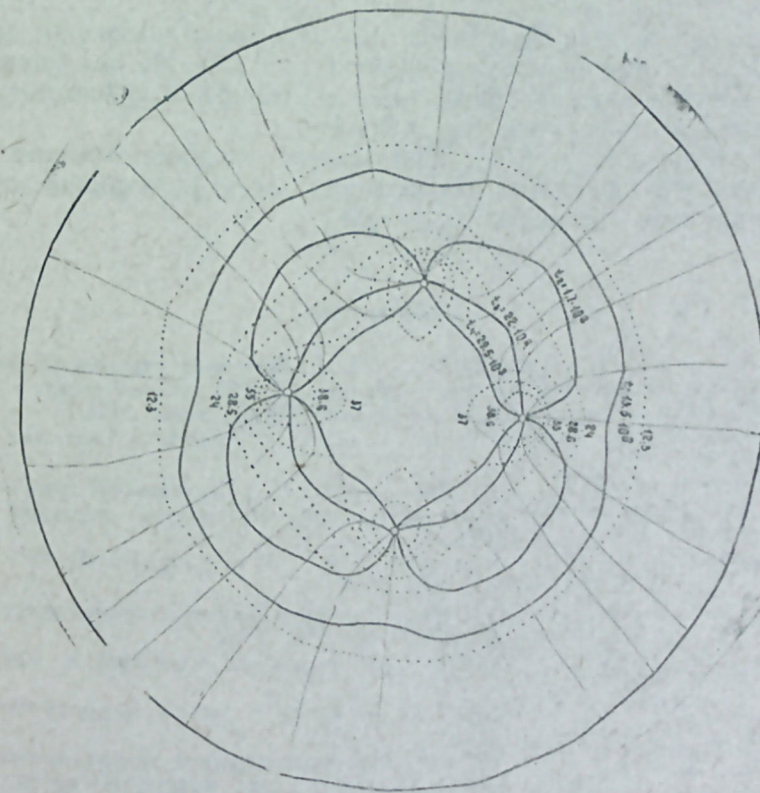


Рис. 2. Перемещение фронта вытеснения нефти водой на различные моменты времени.

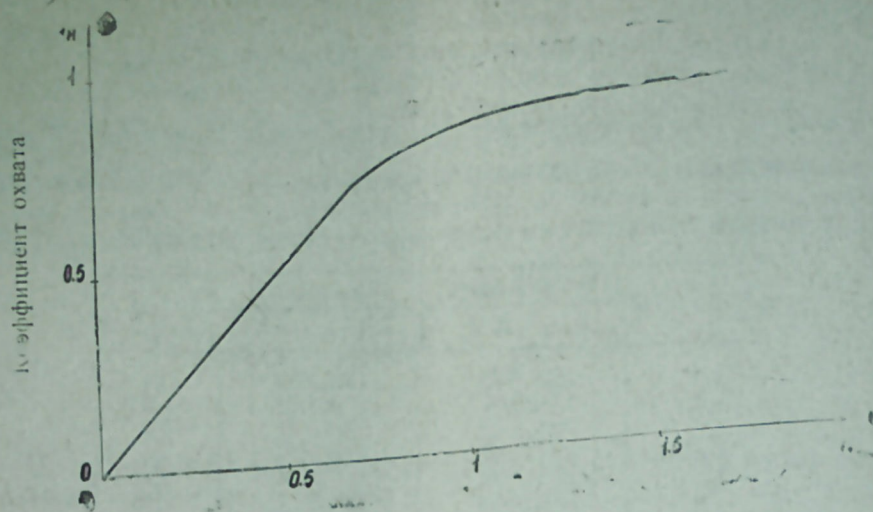


Рис. 3. Зависимость коэффициента охвата по площади от коэффициента закачиваемой жидкости.

Для определения коэффициента охвата были построены положения ВНК в различные промежутки времени (рис. 2). На основании построенной картины на рис. 3 показана зависимость коэффициента охвата от коэффициента закачиваемой жидкости.

Исследования и таблица показывают, что предложенная методика моделирования приемлема для решения задач фильтрации жидкости в деформируемых трещиноватых породах.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Азимов Э. Х. и др. Временное руководство по гидродинамическим методам изучения фильтрационных свойств залежей нефти и газа, характеризующихся высокими пластовыми давлениями. Баку, «Элм», 1978.
2. Бан А. и др. Влияние горных пород на движение в них жидкости. Госгиптехиздат, М., 1962.
3. Джалалов Г. И., Сулейманов Я. М. Исследование процесса обводнения скважин при нелинейном законе фильтрации. «Разработки нефтяных и газовых месторождений». Баку, «Элм», 1975.
4. Жалилов К. Н., Джалалов Г. И., Мустафаев Ф. М. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1980, № 1.
5. Лебединец Н. П. Установившееся инерционное движение жидкости в деформируемом пласте. Труды СевКавНИИ, вып. III, 1967.
6. Майдебор В. Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., Недра, 1971.
7. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1972.
8. Салманов С. М. Некоторые результаты изучения гидродинамического поля кусочно-однородных пластов на электрической сеточной модели. XI научн. сессия, посвященная итогам научно-исследовательских работ республики, Баку, 1974.
9. Шаймуратов Р. В. Гидродинамика нефтяного трещиноватого пласта. М., «Недра», 1980.

Г. И. Чалалов, С. М. Салманов, Ф. М. Мустафаев

### ЧАТЛЫ КОЛЛЕКТОРДУ ЈАТАГЛАРДА ГУЈУЛАРЫН СУЛАШМАСЫ ПРОСЕСИНЭ ИНЕРСИЈА МУГАВИМЭТЛЭРИНИН ТЭСИРИНИН ТЭДГИГИ

Бир сыра нэээрэ вэ тэчрүби тэдгигатлар нэтичэсиндэ исбат едилмишдир ки, чох халларда чатлы лажларда мајелэрин сүзүлмэси заманы Дарси гануну позулур.

Белэ халларда сүзүлмэ мээсэлэлэринин аналитик тэдгиги гејри-хэтти сүзүлмэ гануну нэээрэ алынмагла, хүсуси төрэмэлэри хэтти олмајан дифференциал тэиликлэри интегралланмасына кэтирилир ки, бу да ријазин нөгтеји-нэээрдэн бөјүк чэтинлик төрэдир.

Мөгалэдэ тэгриби һесабат схеминдэн (4, 6, 8) истифадэ етмэккэ, лаж кечиричилијини тээјигиндэн асылылыгыны нэээрэ алараг даирэви гујуулар батарејасынын сулашмасы просесинин аналитик вэ эдэди (електрик моделнин көмөји илэ) һэлл үсулаары верилмишдир.

G. I. Djalalov, S. M. Salmanov, F. M. Mustafaev

### INVESTIGATION OF INERTIA RESISTANCE INFLUENCE UPON WELL WATER ENCROACHMENT PROCESS IN DEPOSITS WITH FRACTURED RESERVOIRS

Using the method of filtration flows distribution upon a region with linear and non-linear filtration law the authors have solved the problem of well water encroachment in a fractured reservoir having two-member law filtration and taking into consideration the dependence of permeability on pore pressure change.

The methodics of analogous problems solution by means of net electrical models is also given. Ont he base of calculations carried out the aithors have strown the practical suitability of the suggested methodics.

УДК 622.241.82:622.243.922.001

Ю. В. САДЫХОВ, М. А. АБДИНОВ, А. Э. КУЛИЕВ, А. А. КУЛИБЕКОВ

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СРЕДЫ НА ЖЕСТКОСТЬ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ПРОВОДКЕ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Величина отклоняющей силы на долоте создается в результате возникновения момента упругой силы в части компоновки, где находится кривой переводник. В процессе бурения упругая сила в зависимости от влияния некоторых факторов может изменяться, что будет влиять на абсолютное значение отклоняющей силы, возникающей на долоте, и на интенсивность набора угла искривления ствола скважины. Одним из этих факторов является изменение жесткости компоновки низа бурильной колонны, состоящего из долота, турбобура и кривого переводника.

При бурении глубоких высокотемпературных наклонных скважин исследование работы компоновки низа бурильной колонны представляет важный практический интерес. Известно, что в соответствующие расчетные зависимости входят жесткость элементов используемой компоновки. Следовательно, успешная проводка наклонной скважины до проектной глубины зависит от величины отклоняющей силы, абсолютное значение которой является функцией упругой силы. Величина упругой силы определяется по известной формуле [2]:

$$P = \frac{L \cdot \sin \alpha_3 + r_T - r_{ск}}{\frac{L}{2EJ\beta^2} [2(1+\beta L) + \xi] + \frac{a}{EJ} \left( al + l^2 + \frac{a^2}{3} \right) + \frac{l^3}{3EJ_1}} \quad (1)$$

В приведенной зависимости величина упругой силы зависит от многочисленных факторов, из которых одни в процессе бурения не изменяются, изменение других ощутимо не влияет на величину упругой силы или они регулируются в процессе бурения, а изменение некоторых не поддается регулированию и значительно влияет на величину упругой силы.

Одним из факторов, влияющий на величину упругой силы, является изменение модуля упругости материала элементов компоновки низа бурильной колонны в зависимости от температуры.

С целью набора угла искривления ствола скважины с определенной интенсивностью принимаются строго рассчитанные компоновки, каждая из которых соответствует определенной величине упругой силы и интенсивности набора кривизны без учета температурного фактора.

Известно, что модуль упругости металлов играет большую роль при исследовании на прочность многих деталей машин. Величина этого параметра весьма различна для разных металлов. Однако в пределах

металлов одного типа изменение его незначительное, а влияние температуры значительно сказывается на величине модуля упругости.

Установлено, что модуль упругости металлов с повышением температуры монотонно снижается [3].

Обычно, при расчетах значение модуля упругости принимается постоянным независимо от температуры среды, тогда как при бурении встречаются высокие температуры. Следовательно, при указанных расчетах величина  $E$  должна находиться с учетом температурного фактора, т. е.  $E = E(t)$ .

При этом расчетные значения модуля упругости стали должны находиться по зависимости

$$E = 20,5 \cdot 10^{10} - 6 \cdot 10^7 \cdot t - 0,00282486 \cdot t^2, \quad (2)$$

полученной путем обработки методом математической статистики экспериментальных данных [3].

Ввиду того, что в зависимости (1) имеется жесткость, нами были определены жесткости  $EJ$  отдельных элементов компоновки, т. е. турбобура, кривого переводника, УБТ и т. д.

При этом величина момента инерции турбобура  $J_1$  определялась по более совершенной зависимости [1].

$$J_1 = \frac{\pi}{64} (D_1^4 - D_2^4 + D_3^4), \quad (3)$$

где  $D_1$  — наружный диаметр корпуса турбобура;  $D_2$  — наружный диаметр обода ротора турбины;  $D_3$  — внутренний диаметр обода статора турбины.

В статье приводятся результаты примерного расчета величины упругой силы для компоновки долота диаметром 269 мм, турбобура марки Т12М3-240 и кривого переводника диаметром 178 мм с углами изгиба  $1^\circ 30'$ ,  $2^\circ$ ,  $2^\circ 30'$ ,  $3^\circ$  и  $3^\circ 30'$  при значениях осевой нагрузки в пределах  $49033 \div 196133$  н.

Значения жесткости кривого переводника диаметром 178 мм в зависимости от температуры рассчитаны по следующей формуле и результаты расчета представлены в таблице:

$$EJ_{кр} = \frac{\pi}{4} (20,5 \cdot 10^{10} - 6 \cdot 10^7 \cdot t - 0,00282486 \cdot t^2) (D^4 - d^4), \quad (4)$$

где  $D$  — наружный диаметр кривого переводника;  $d$  — внутренний диаметр кривого переводника.

Как видно из таблицы, повышение температуры от  $20^\circ\text{C}$  до  $250^\circ\text{C}$  приводит к уменьшению величины  $EJ$  кривого переводника от  $9728626$  до  $8975621$  н·м<sup>2</sup>.

Таким образом, пользуясь зависимостями (2), (3) и (4), значения упругой силы определялись по указанной формуле (1), результаты которых представлены в таблице.

Как видно из таблицы, для случая, когда коэффициент податливости пород равен 100, и для случая различных осевых нагрузок с увеличением температуры уменьшается значение упругой силы.

Надо отметить, что при прочих равных условиях с учетом влияния температурного фактора и угла изгиба кривого переводника интенсивность уменьшения упругой силы ощутимо растет. Так, при  $\alpha_3 = 2^\circ$

Температура среды $t, ^\circ\text{C}$	Жесткость кривого переводника $EJ, \text{н}\cdot\text{м}^2$	Жесткость турбобура $EJ_1, \text{н}\cdot\text{м}^2$	$K=100$			
			Осевая нагрузка, $\text{н}$			
			49033	98066	147099	196133

Угол изгиба кривого переводника  $\alpha_3 = 1^\circ 30'$

БУТФ	9728626	23477000	7500	7227	6909	6738
50	9537945	23017056	7361	7093	6845	6613
100	9400713	2285886	7265	7000	6755	6525
150	9258993	22343396	7165	6904	6661	6435
200	9117344	22001862	7065	6808	6658	6345
250	8975621	21659858	6965	6711	6474	6254

Угол изгиба кривого переводника  $\alpha_3 = 2^\circ$

БУТФ	9728626	23477000	10198	9827	9476	9161
50	9537945	23017056	10009	9645	9307	8991
100	9400713	22685886	9878	9518	9185	8873
150	9258993	22343396	9743	9387	9058	8750
200	9117344	22001862	9606	9256	8931	8627
250	8975621	21659858	9471	9125	8803	8504

Угол изгиба кривого переводника  $\alpha_3 = 2^\circ 30'$

БУТФ	9728626	23477000	12865	12397	11954	11557
50	9537945 <td>23017056 <td>12627 <td>12167 <td>11741 <td>11343 </td></td></td></td></td>	23017056 <td>12627 <td>12167 <td>11741 <td>11343 </td></td></td></td>	12627 <td>12167 <td>11741 <td>11343 </td></td></td>	12167 <td>11741 <td>11343 </td></td>	11741 <td>11343 </td>	11343
100	9400713 <td>22685886 <td>12462 <td>12008 <td>11587 <td>11193 </td></td></td></td></td>	22685886 <td>12462 <td>12008 <td>11587 <td>11193 </td></td></td></td>	12462 <td>12008 <td>11587 <td>11193 </td></td></td>	12008 <td>11587 <td>11193 </td></td>	11587 <td>11193 </td>	11193
150	9258993 <td>22343396 <td>12290 <td>11842 <td>11426 <td>11038 </td></td></td></td></td>	22343396 <td>12290 <td>11842 <td>11426 <td>11038 </td></td></td></td>	12290 <td>11842 <td>11426 <td>11038 </td></td></td>	11842 <td>11426 <td>11038 </td></td>	11426 <td>11038 </td>	11038
200	9117344 <td>22001862 <td>12119 <td>11647 <td>11206 <td>10883 </td></td></td></td></td>	22001862 <td>12119 <td>11647 <td>11206 <td>10883 </td></td></td></td>	12119 <td>11647 <td>11206 <td>10883 </td></td></td>	11647 <td>11206 <td>10883 </td></td>	11206 <td>10883 </td>	10883
250	8975621 <td>21659858 <td>11947 <td>11511 <td>11106 <td>10728 </td></td></td></td></td>	21659858 <td>11947 <td>11511 <td>11106 <td>10728 </td></td></td></td>	11947 <td>11511 <td>11106 <td>10728 </td></td></td>	11511 <td>11106 <td>10728 </td></td>	11106 <td>10728 </td>	10728

Угол изгиба кривого переводника  $\alpha_3 = 3^\circ$

БУТФ	9728626	23477000	15532	14968	14432	13954
50	9537945 <td>23017056 <td>15245 <td>14689 <td>14175 <td>13695 </td></td></td></td></td>	23017056 <td>15245 <td>14689 <td>14175 <td>13695 </td></td></td></td>	15245 <td>14689 <td>14175 <td>13695 </td></td></td>	14689 <td>14175 <td>13695 </td></td>	14175 <td>13695 </td>	13695
100	9400713 <td>22685886 <td>14945 <td>14497 <td>13989 <td>13514 </td></td></td></td></td>	22685886 <td>14945 <td>14497 <td>13989 <td>13514 </td></td></td></td>	14945 <td>14497 <td>13989 <td>13514 </td></td></td>	14497 <td>13989 <td>13514 </td></td>	13989 <td>13514 </td>	13514
150	9258993 <td>22343396 <td>14839 <td>14298 <td>13795 <td>13326 </td></td></td></td></td>	22343396 <td>14839 <td>14298 <td>13795 <td>13326 </td></td></td></td>	14839 <td>14298 <td>13795 <td>13326 </td></td></td>	14298 <td>13795 <td>13326 </td></td>	13795 <td>13326 </td>	13326
200	9117344 <td>22001862 <td>14631 <td>14098 <td>13602 <td>13140 </td></td></td></td></td>	22001862 <td>14631 <td>14098 <td>13602 <td>13140 </td></td></td></td>	14631 <td>14098 <td>13602 <td>13140 </td></td></td>	14098 <td>13602 <td>13140 </td></td>	13602 <td>13140 </td>	13140
250	8975621 <td>21659858 <td>14424 <td>13898 <td>13408 <td>12932 </td></td></td></td></td>	21659858 <td>14424 <td>13898 <td>13408 <td>12932 </td></td></td></td>	14424 <td>13898 <td>13408 <td>12932 </td></td></td>	13898 <td>13408 <td>12932 </td></td>	13408 <td>12932 </td>	12932

Угол изгиба кривого переводника  $\alpha_3 = 3^\circ 30'$

БУТФ	9728626	23477000	18199	17538	16911	16350
50	9537945 <td>23017056 <td>17862 <td>17212 <td>16609 <td>16046 </td></td></td></td></td>	23017056 <td>17862 <td>17212 <td>16609 <td>16046 </td></td></td></td>	17862 <td>17212 <td>16609 <td>16046 </td></td></td>	17212 <td>16609 <td>16046 </td></td>	16609 <td>16046 </td>	16046
100	9400713 <td>22685886 <td>17629 <td>16987 <td>16391 <td>15834 </td></td></td></td></td>	22685886 <td>17629 <td>16987 <td>16391 <td>15834 </td></td></td></td>	17629 <td>16987 <td>16391 <td>15834 </td></td></td>	16987 <td>16391 <td>15834 </td></td>	16391 <td>15834 </td>	15834
150	9258993 <td>22343396 <td>17387 <td>16753 <td>16164 <td>15615 </td></td></td></td></td>	22343396 <td>17387 <td>16753 <td>16164 <td>15615 </td></td></td></td>	17387 <td>16753 <td>16164 <td>15615 </td></td></td>	16753 <td>16164 <td>15615 </td></td>	16164 <td>15615 </td>	15615
200	9117344 <td>22001862 <td>17141 <td>16519 <td>15938 <td>15396 </td></td></td></td></td>	22001862 <td>17141 <td>16519 <td>15938 <td>15396 </td></td></td></td>	17141 <td>16519 <td>15938 <td>15396 </td></td></td>	16519 <td>15938 <td>15396 </td></td>	15938 <td>15396 </td>	15396
250	8975621 <td>21659858 <td>16900 <td>16285 <td>15710 <td>15176 </td></td></td></td></td>	21659858 <td>16900 <td>16285 <td>15710 <td>15176 </td></td></td></td>	16900 <td>16285 <td>15710 <td>15176 </td></td></td>	16285 <td>15710 <td>15176 </td></td>	15710 <td>15176 </td>	15176

$K = 100, P_{oc} = 49033 \text{ н}, d_{кп} = 178 \text{ мм}$  без учета температурного фактора упругая сила равна  $P = 10198 \text{ н}$ , а с учетом температуры  $P = 9471 \text{ н}$ , то при  $\alpha_3 = 3^\circ 30'$  упругая сила соответственно получается 18199 и 16900 н, т. е. интенсивность уменьшения растет в два раза. Следовательно, уменьшение упругой силы будет способствовать изменению интенсивности набора кривизны.

Чтобы недопустить уменьшение упругой силы, т. е. с целью получения величин упругой силы и интенсивности набора кривизны равным условиям без учета температурного фактора возникает необходимость повышения жесткости, что представляет определенную трудность.

В этом отношении в зависимости (1) регулируемым фактором может являться изменение величины угла изгиба кривого переводника, т. е. уменьшение упругой силы в результате учета влияния температурного фактора на элементы КНБК регулируется изменением угла изгиба  $\alpha_3$  применяемого кривого переводника.

Установлено, что косвенное (через жесткость  $EJ$ ) влияние температуры на угол изгиба  $\alpha_3$  кривого переводника приводит к уменьшению его значения, а следовательно к уменьшению величины упругой силы и интенсивности угла набора кривизны. Чтобы избежать этого влияния и поддержать заданное условие бурения, необходимо ввести поправку ( $\Delta\alpha_3$ ) на  $\alpha_3$ .

С этой целью проводился целый ряд расчетов для нахождения величины изменения угла  $\alpha_3$  с условием сохранения заданных первоначальных значений параметров, входящих в зависимость (1). Полученные результаты представлены на рисунке. Следовательно, для сохранения первоначально требуемого значения упругой силы и интенсивности набора кривизны необходимо вместо угла  $\alpha_3$  брать  $(\alpha_3 + \Delta\alpha_3)$ . Значения  $(\alpha_3 + \Delta\alpha_3)$  в зависимости от температуры среды, в которой находится кривой переводник, принимаются из кривых, приведенных на рисунке. Рисунок построен в качестве примера для кривых переводников с углами изгиба  $1^\circ 30', 1^\circ 45', 2^\circ, 2^\circ 15', 2^\circ 30', 2^\circ 45', 3^\circ, 3^\circ 15'$  и  $3^\circ 30'$ .



Изменение угла изгиба кривых переводников с углами  $1^\circ 30', 1^\circ 45', 2^\circ, 2^\circ 15', 2^\circ 30', 2^\circ 45', 3^\circ, 3^\circ 15'$  и  $3^\circ 30'$  в зависимости от температуры среды.

Проверка вышесказанного показала, что в этом случае необходимое значение угла  $\alpha_3$  остается практически постоянным в процессе бурения. При таком решении задачи исключена возможность уменьшения значения упругой силы и отклонения интенсивности набора кривизны от проектной, они будут равны значениям, указанным в таблице на строке БУТФ (без учета температурного фактора).

Установлено, что для сохранения интенсивности заданного набора кривизны в зависимости от температуры среды необходимо располагать комплектом кривых переводников с разницей угла изгиба на  $5'$ .

### Литература

1. Аль-Эверидж Х. А. Определение жесткости турбобуров. «Нефть и газ», 1968, № 3.
2. Гулизаде М. П. Турбинное бурение наклонных скважин. Баку, Азербнефт-нефр, 1959.
3. Неймарк Б. Е. Физические свойства сталей и сплавов, применяемых в энергетике. М.—Л., «Энергия», 1967.

Ј. В. Садыгов, М. А. Абдинов, А. Е. Гулиев, А. А. Гулубэјов

#### МАИЛИ ГАЗМАДА, МУЊИТИН ТЕМПЕРАТУРУНУН ГАЗМА КЭМЭРИНИН АШАҒЫ ЊИССЭСИНИН СЭРТЛИЈИНЭ ТЭСИРИ

Тедгигат иэтичэсиндэ мўјјэн едилмишдир ки, газма кэмэринин ашағы һиссэсинин сэртилији дэрилик температурундан асылы олараг дэјишир вэ бу дэјишмэ јанаверичи гўввэјэ вэ эјрилик бучағынын јығылма интенсивијинэ нэээрэ чарпан дэрэчэдэ тэсир едир.

Дэрилик температурундан асылы олараг эјри кечиричилэри бучағлары арасындакы фэрг 5 дэгигэ олмагла сечмэк тэклиф едилир.

Эјри кечиричинин бу чўр сечилмэси јанаверичи гўввэнин вэ эјрилик бучағынын интенсивијинин азалмаларыны арадан галдырыр.

Yu. V. Sadykhov, M. A. Abdinov, A. E. Kuliev, A. A. Kulibekov

#### THE INVESTIGATION OF MEDIUM TEMPERATURE INFLUENCE UPON HARDNESS OF MOUNTING OF DRILLING STRING BOTTOM IN THE PROCESS OF SLANT HOLES DRILLING

On the base of the investigation carried out the authors have stated that the hardness of mounting elements of drilling string bottom in the process of drilling is changed, i. e. the depth temperature and this change greatly influence the deviating force magnitude and intensity of deviation of a well bore. It is recommended to have a set of crooked subs with the difference of the bend angle 5 min.

These mountings application while drilling of slant holes may exclude the opportunity to decrease the deviating force value and intensity of deviation from planned one.

АЗЭРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛЭР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХЭБЭРЛЭРИ  
Јер елмлэри серијасы, 1981, № 4

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1981, № 4

УДК. — 622.24(479.24)

А. А. ИМАНОВ, У. Х. АХУНДОВ

#### УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ И ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОГО СОЧЕТАНИЯ ДОЛОТ И СПОСОБОВ БУРЕНИЯ НА ПЛОЩАДИ БУЛЛА-МОРЕ

Улучшение технико-экономических показателей бурения требует установления наиболее эффективного сочетания типоразмера долот и способа бурения на основе механических свойств пород.

Настоящая статья ставит цель на основе анализа данных проводки глубоких скважин на площади Булла-море и в зависимости от механических свойств горных пород, слагающих стратиграфический разрез данного месторождения, выявить относительную эффективность применения роторного и турбинного способов бурения и рекомендовать наиболее эффективные сочетания типов долот и способов бурения. С этой целью был проведен сравнительный анализ показателей бурения более 2000 долот, отработанных в 17 глубоких скважинах на месторождении Булла-море. Условия проводки скважин на данном месторождении осложнены ввиду значительных аномальновысоких пластовых давлений, встречающихся уже на глубине порядка 1000—1800 м.

В процессе проводки скважин, в верхних интервалах имеет место слабое поглощение промывочной жидкости. В интервале 2000—5000 м встречаются интенсивное водопроявление, сужение и осыпание стенок ствола, а в пределах продуктивных пластов частичное поглощение, сужение ствола и нефтегазопроявления.

В стратиграфическом строении разреза площади Булла-море участвуют четвертичные отложения, апшеронский, акчагыльский ярусы и продуктивная толща. В литологическом отношении продуктивная толща представлена неравномерным чередованием мощных пластов глин (до 80—85%), алевроитов, песков и песчаников.

При исследовании механических свойств пород, слагающих стратиграфический разрез месторождения, установлено, что верхний отдел продуктивной толщи (сураханская, сабунчинская и верхняя часть балаханской свиты) сложен в основном из пластичных глин, а также упруго-пластичных глинистых алевроитов и алевроитовых глин. V горизонт (балаханская свита) в основном представлен высокообразивными кварцевыми алевроито-песчаными породами. Таким образом, исследование механических свойств пород, слагающих разрез месторождения, показывает, что разрез этого месторождения можно условно разделить на два участка: от четвертичных отложений до кровли V горизонта с твердостью до 50 кгс/мм<sup>2</sup> и пределом текучести до 40 кгс/мм<sup>2</sup> и V горизонт балаханской свиты с твердостью от 30 до 75 кгс/мм<sup>2</sup>.

Основываясь на механических свойствах этих участков, сделаем выбор соответствующих типов долот и способов их бурения. Общеизвестно, что при бурении глинистых пород, обладающих относительно небольшими твердостью и пределом текучести, целесообразно приме-

нение низкооборотного роторного бурения, поскольку величина деформации пластической породы зависит не только от приложенной силы, но и от времени контакта вооруженных долот с породой. Поэтому для бурения участка, сложенного из мощных пачек глинистых пород, целесообразно применять роторный способ бурения в сочетании с долотами лопастного типа, а для бурения участка, сложенного породами, обладающими хрупкими и упругопластичными характеристиками и сравнительно высокой твердостью, целесообразно использовать турбинный способ бурения в сочетании с алмазными долотами.

Сравнительные итоги обработки долот для различных типов породоразрушающих инструментов по глубине проводки скважин представлены в табл.

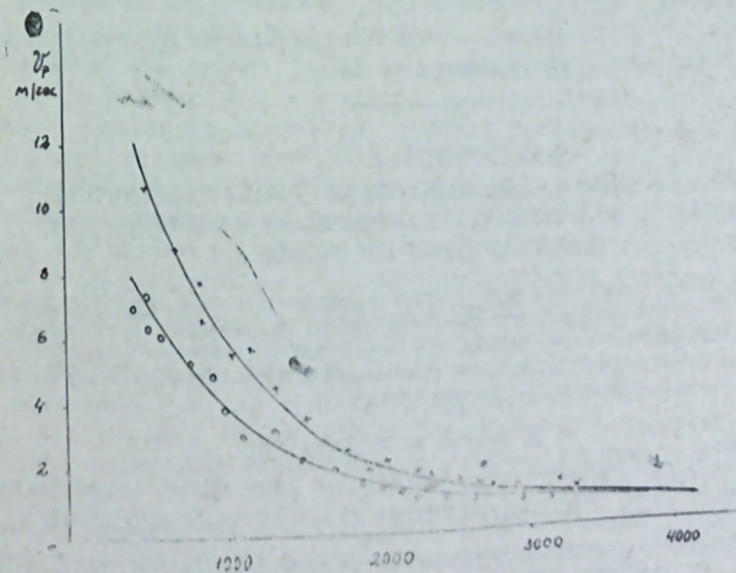
Долото	Интервал бурения, м	Колич. долот	Общая проходка, м	Время бурения, ч	Проходка на 1 долото, м	Механич. скорость, м/ч	Рейсовая скорость, м/ч
Четвертичные отложения							
Трехшар. (Р)	0—1140	20	7826	857,25	391,3	9,13	5,93
Трехшар. (Т)	150—1120	6	1415	147,90	235,8	9,57	4,7
Трехлоп. (Р)	150—800	1	630	43,25	650	15	10,4
Апшеронский ярус							
Трехшар. (Р)	500—1550	44	4496	1016	102,2	4,42	3,03
Трехшар. (Т)	600—1470	13	1318	251,65	101,3	5,25	2,84
Трехлоп. (Р)	700—2000	21	1686	136,5	270,7	4,16	3,46
Агчагыльский ярус							
Трехшар. (Р)	1200—1890	7	582	164,25	83,14	3,02	1,93
Трехлоп. (Р)	1400—2090	9	1514	456,50	168,30	3,32	2,40
Сураханская свита							
Трехшар. (Р)	1200—1725	271	13438	7549,25	49,60	1,78	1,30
Трехшар. (Т)	1270—3850	205	8147	3916,75	39,74	2,03	1,12
Трехлоп. (Р)	1380—3280	60	6263	3076,25	104,40	2,04	1,47
Сабунчинская свита							
Трехшар. (Р)	3200—5790	112	4599	3331,45	41	1,38	1,15
Трехшар. (Т)	3270—4490	134	4040	2010,25	30	1,98	0,93
Балаханская свита							
Трехшар. (Р)	3780—5960	523	9082	915,25	17,36	0,95	0,41
Трехшар. (Т)	3890—5025	128	2933	1678,50	23,58	1,74	0,71
V горизонт							
Трехшар. (Р)	4500—5300	50	450	610	9	0,73	0,30
Алмаз. д. (Р)	5060—5685	3	660	1417,25	220	0,46	0,32
Алмаз. д. (Т)	5050—5417	2	504	633,75	252	0,79	0,36

Как видно из табл., при бурении четвертичных отложений апшероно-акчагыльских ярусов, сураханской и сабунчинской свит наиболее высокими показателями проходки на долото и рейсовой скорости обладает роторный способ бурения, а при бурении верхов балаханской свиты и V горизонта — турбинный способ бурения.

Анализ данных показывает, что объем бурения трехшарошечными долотами составляет 70% общей проходки и они используются при бурении всего стратиграфического разреза. Трехшарошечные долота лучше обрабатываются при бурении роторным способом, чем при бурении турбинным, начиная с бурения четвертичных отложений до бурения кровли балаханской свиты. А при бурении всей толщи балаханской свиты лучшая обработка трехшарошечных долот происходит при турбинном способе бурения. Сравнение технических показателей трехлопастных долот с трехшарошечными долотами в идентичных способах показывает, что до кровли сабунчинской свиты наилучшими показателями обладают трехлопастные долота. Так, средняя проходка на трехлопастные долота больше, чем на трехшарошечные при бурении четвертичных отложений в 1,6 раза, при бурении пород апшеронского и акчагыльского ярусов соответственно в 2,6 и 2 раза, а при бурении сураханской свиты в 2,1 раза. Рейсовая скорость трехлопастных долот в среднем в 1,7—1,13 раза больше, чем для трехшарошечных долот в интервале бурения от четвертичных отложений до кровли сабунчинской свиты.

Лучшие технические показатели, полученные для случая бурения лопастными долотами по сравнению с шарошечными долотами, дают повод рекомендовать целесообразность увеличения объема бурения лопастными долотами при бурении скважин на данном месторождении. Следует также увеличить и глубину бурения лопастными долотами. Так, при бурении сабунчинской свиты лопастные долота не применяются, несмотря на то, что эта свита сложена пластичными глинами, а также упругопластичными глинистыми алевролитами и алевроитовыми глинами, незначительно отличающимися по своему механическому свойству от вышележащих свит.

О целесообразности увеличения глубины бурения лопастными долотами на месторождении Булла-море свидетельствует также сопоставление графиков, выражающих характер изменения рейсовой скорости



Кривые зависимости изменения рейсовой скорости бурения от глубины. x — трехлопастные долота, o — трехшарошечные долота.

бурения от глубины для лопастных и шарошечных долот. Как видно из рис., уменьшение показателей происходит по гиперболическому закону, причем показатели лопастных долот оказываются больше, чем показатели трехшарошечных долот. Экстрополируя кривые и беря за основу их точки пересечения, можно предположить, что глубину бурения трехлопастными долотами можно увеличить примерно до 3800—4000 м.

Балаханская свита, за исключением V горизонта, также выражена пластичными и упругопластичными глинами и глинистыми алевролитами с твердостью до 50—65 кгс/мм<sup>2</sup>. Однако породы балаханской свиты являются более плотными и проявляют большую упругость, чем породы вышележащих свит, и поэтому все технические показатели турбинного способа бурения в сочетании с трехшарошечными долотами являются лучшими, чем показатели аналогичных долот при роторном способе бурения.

V горизонт (балаханская свита), как было отмечено, в основном представлен высокообразивными кварцевыми алевроито-песчаными породами с твердостью 75—80 кгс/мм<sup>2</sup>.

Для бурения этих пород, обладающих хрупкими и упругопластичными характеристиками со сравнительно высокой твердостью, лучшим является турбинное бурение в сочетании с алмазными долотами по сравнению с роторным бурением алмазными и трехшарошечными долотами.

#### Выводы

1. Целесообразно увеличить глубину бурения лопастными долотами на месторождении Булла-море до 3800—4000 м.
2. С четвертичных отложений до кровли балаханской свиты бурение скважин целесообразно вести роторным способом в сочетании с трехлопастными долотами.
3. Всю толщу балаханской свиты, за исключением V горизонта, целесообразно бурить турбинным способом, используя при этом трехшарошечные долота.
4. V горизонт балаханской свиты целесообразно бурить турбинным способом в сочетании с алмазными долотами.

А. А. Иманов, У. Х. Ахундов

#### БУЛЛА ДЭНИЗ САҺЭСИНДЭ ГУЈУЛАРЫН ГАЗЫЛМАСЫ ШӘРАИТИ ВӘ ЕФФЕКТИВ ГАЗМА БАЛТАЛАРЫНЫН ВӘ ҮСУЛЛАРЫНЫН СЕЧИЛМӘСИ

Мәғаләдә Булла дәнннз саһәсиндә гујуларын газылмасы үчүн истифадә олунан газ-ма үсулларынын вә ишләниш балталарын иши тәдгиг едилимишдир. Саһәнин стратигра-фик кәснлишиндә иштирак едән сүхурларын механики хәссәләрини нәзәрә алмагла, бу саһәдә газылан гујуларын кәснлишиндә раст кәлинин мүхтәлиф ләјлары газмаг үчүн еффеktiv газма балталары вә үсуллары сечилимишдир.

A. A. Imanov, U. H. Akhundov

#### CONDUCTING CONDITIONS AND CHOICE OF EFFECTIVE COMBINATION OF BITS AND DRILLING METHODS ON THE BULLA-SEA AREA

The authors have analysed the work of bits and drilling methods during the well conducting on the Bulla-sea area. Taking into account mechanical properties of rocks constituting stratigraphic section of the area the authors have offered the effective combinations of bits and drilling methods.

УДК 622.24.051.004.6

Г. М. ЭФЕНДИЕВ

#### ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ХАРАКТЕРА ИЗНАШИВАНИЯ И ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ДОЛОТ ИСМ

В настоящее время долота истирающе-режущего типа, армированные сверхтвердым материалом, заняли прочное место в промышленности, и, как показывают исследования, отличаются высокой эффективностью [5]. Как и любой другой тип породоразрушающего инструмента, долота истирающе-режущего типа, оснащенные сверхтвердым материалом «Славутич» (ИСМ), в результате влияния твердости и абразивности горных пород, режимных параметров подвергаются износу. Последнее в конечном счете приводит к потере работоспособности долота. В связи с этим исследование работы долот ИСМ, их износостойкости привлекло внимание целого ряда специалистов [1, 2 и др.].

Одновременно с лабораторными, промышленными и аналитическими исследованиями вопросов работы долот ИСМ возрастает также необходимость прогнозирования их надежности. Данный и множество других проблемных вопросов, касающихся выбора оптимальной по надежности конструкции долота, установления рационального времени, при котором обеспечивается повышенная надежность, анализа и оценки влияния свойств горных пород и режимов бурения на надежность и долговечность долот могут быть успешно решены при анализе состояния их после отработки, систематизации видов повреждений с использованием вероятностно-статистических методов.

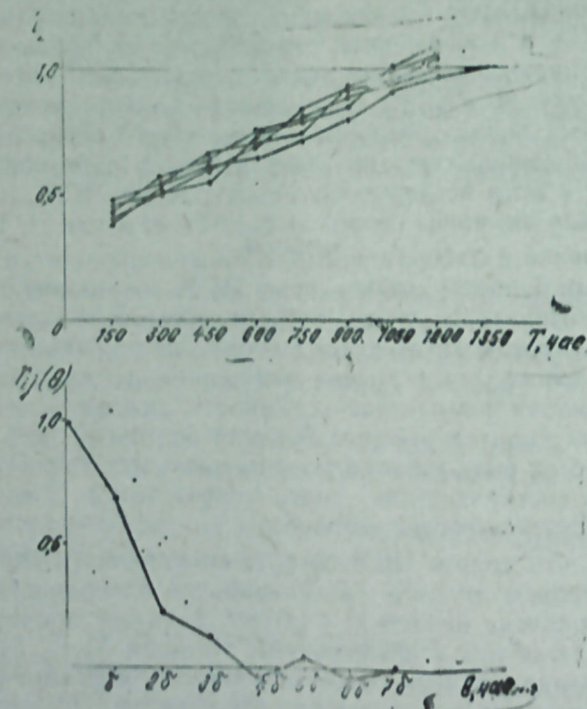
Известно, что долота ИСМ истирающе-режущего типа при работе чаще всего теряют диаметр, на их рабочей поверхности образуется кольцевая выработка некоторой глубины, а также происходит размыв участков, прилегающих к промывочным каналам [1, 2, 5]. Все эти дефекты, постепенно увеличиваясь, оказывают влияние на работоспособность долота, приводя в конечном счете к отказам. Предполагается, что отказ долота может произойти в случае, если величина износа хотя бы по одному из перечисленных участков достигнет критического значения. В зависимости от характера решаемой задачи в качестве выходных параметров, характеризующих степень износа, обычно принимаются величина линейного или объемного износа. Таким образом, формирование износных отказов долот истирающе-режущего типа, в основном, связано с величиной потери диаметра, глубиной кольцевой выработки, а также с величиной износа участков, прилегающих к промывочным каналам.

Для анализа отказов и связанной с ними надежности большое количество долот ИСМ-267 было подвергнуто осмотру, по мере которого производились измерения диаметра и глубины кольцевой выработки, образовавшейся на рабочей поверхности. Каждый из этих видов изно-

са рассматривался в отдельности в зависимости от времени работы долота в породах сураханской, сабунчинской и балаханской (верх) свит.

Настоящий материал дополнялся данными осмотров долот, производившихся по тем или иным причинам в УБР, где также фиксировались величины износа, время работы, интервал и режимы отработки. Информация собиралась по данным Приморского МУРБ, МУРБ «Булла» и Али-Байрамлинского УБР.

Задача сводилась к тому, чтобы, наблюдая за ходом процесса изнашивания за определенные промежутки времени, оценить вид и параметры распределений времени безотказной работы долота с помощью определения характера изнашивания. С этой целью по результатам измерений и сверки с данными, приведенными в соответствующих актах, построены графики изменения величины перечисленных видов износа во времени.



В качестве примера на рис. приведена такая зависимость для случая потери диаметра долота. По оси ординат взят относительный показатель, т. е. отношение текущей величины износа к предельно допустимой. Как видно из рис., кривые износа переплетаются, что дает право рассматривать их как случайный процесс с «сильным перемешиванием» [3]. Процессы изнашивания с сильным перемешиванием, видимо, наиболее характерны для бурового инструмента истирающе-режущего типа для тех случаев, когда приращения линейного износа являются следствием не только чисто абразивного износа, но и усталостного, а также выкрашивания твердого сплава при встрече с крепкими включениями, гидроабразивного износа.

Для подтверждения принятой (на основании механизма износа долот ИСМ) гипотезы о сильном перемешивании рассчитывали нормиро-

ванную корреляционную функцию приращений износа [3]. Из рис., где показано изменение корреляционной функции, видно, что при расстоянии между приращениями времени, равном нулю, корреляционная функция близка к единице. Далее она резко убывает, оставаясь близкой к нулю. Такой характер графика говорит о правомерности принятия гипотезы о сильном перемешивании процесса износа долота по диаметру. Это соответствует зоне нормального износа.

При этом напомним, что процесс износа обычно протекает в три периода [3]: период приработки, период нормального износа и, наконец, период интенсивного изнашивания. В первом и третьем периодах процесс характеризуется наличием связи между приращениями износа, отдаленными большим значением времени.

В отличие от этих периодов в период нормального износа, как видно из рис., связь наблюдается лишь между соседними приращениями, т. е. приращением износа, например, за 150 и 300 ч, 300 и 450 ч и т. д. По мере удаления состояния долота от начального влияние начального состояния на дальнейший процесс изнашивания долота ослабевает.

Природа изнашивания долот ИСМ в виде случайного процесса с сильным перемешиванием обусловлена вариацией свойств горных пород и режимных параметров. В результате зависимость, связывающая скорость износа, становится функцией большого числа случайных аргументов — нагрузки, числа оборотов, бурового раствора, твердости и абразивности горных пород и других, имеющих место при работе долота. Поэтому можно считать, что вероятность безотказной работы долота вследствие износа определится исходя из нормального закона распределения. Но в то же время, как видно из рис., скорость изнашивания вследствие линейности характера закона изменения износа от времени не зависит.

В таком случае вероятность безотказной работы долота ИСМ истирающе-режущего типа от потери диаметра и износа рабочей поверхности для каждого случая определится из выражения [3]:

$$P_n(T) = 0,5 - \Phi \left( \frac{T - cM}{\sqrt{gM}} \right), \quad (1)$$

где  $M$  — допустимая величина соответственно потери диаметра (в одном случае) и глубины кольцевой выработки (в другом случае);

$c = \frac{1}{\gamma}$  — величина, обратная скорости изнашивания рассматриваемой части долота;

$g = \frac{v}{\gamma_a}$  — ( $v$  — коэффициент пропорциональности линейной зависимости дисперсии от времени работы долота).

Исследования [3], а также результаты наблюдений за процессом изнашивания позволяют легко определить коэффициенты  $c$  и  $g$ .

Расчеты по определению допустимой величины износа показывают, что она равна: для потери диаметра около 6 мм, глубины кольцевой выработки, образующейся на рабочей поверхности долота, 14 мм.

Надежность долота в целом будет определяться также вероятностью безотказной работы от размыва участков, прилегающих к промывочным каналам, а также от внезапных отказов, возникновение которых возможно на любом этапе отработки.

Износ промывочных отверстий можно рассматривать как простейший поток событий, следующих с истечением времени. В конечном счете промывочные каналы, которые переходят из одного состояния в другое, выходят из строя. Такой поток событий обычно описывается в теории массового обслуживания формулой Пуассона и соответственно называется пуассоновским. Приняв это, а также рассуждения, приведенные в [4] во внимание, можно определить зависимость вероятности безотказной работы долота от размыва участков, прилегающих к промывочным каналам:

$$P_{п.к.}(T) = [P_{\chi^2}(2\lambda T, 2N)]^k, \quad (2)$$

где  $P_{\chi^2}$  — табулированная интегральная функция распределения  $\chi^2$ , определяемая с помощью значений  $2\lambda T$  и  $2N$ ;  $N$  — число долблений (здесь считается, что каждое состояние долота устанавливается после каждого долбления);  $\lambda$  — параметр потока отказов промывочных отверстий, определяется по данным бурения долотами ИСМ, исчерпавшими свой ресурс, как отношение числа долблений к общему времени работы долота;  $k$  — количество промывочных каналов.

Считая возникновение внезапных отказов (поломки, появление трещин и т. д.) именно в долотах истирающе-режущего типа редким событием, вероятность зависимости безотказной работы долота от отказов этого вида можно приближенно принять равным единице. Тогда вероятность безотказной работы долота ИСМ истирающе-режущего типа определится согласно теореме умножения вероятностей как произведение зависимости вероятностей безотказной работы долота от износа отдельных участков (потеря диаметра, образование кольцевой выработки и размыв промывочных каналов), так как эти события возникают одновременно и в то же время независимы:

$$P(T) = \left[ 0,5 - \Phi \left( \frac{T - c_1 M_1}{\sqrt{g_1 M_1}} \right) \right] \left[ 0,5 - \Phi \left( \frac{T - c_2 M_2}{\sqrt{g_2 M_2}} \right) \right] [P_{\chi^2}(2\lambda T, 2N)]^k.$$

Полученное выражение показывает, что при достижении предельно допустимого значения износа хотя бы по одному из изнашивающихся участков отработку долота следует прекратить вследствие  $P(T) \approx 0$ .

#### Литература

1. Алексеев Л. А., Татаринев Л. Н., Акчурин Х. И., Ганиев Р. Г. Некоторые вопросы работоспособности долот истирающе-режущего типа. В сб. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», вып. 3. Уфа, 1976.
2. Вовчановский И. Ф. Породоразрушающий инструмент на основе славутича. Киев, «Наукова думка», 1977.
3. Кордонский Х. Б., Харач П. М., Артамоновский В. П., Непомнящий Е. Ф. Вероятностный анализ процесса изнашивания. М., «Наука», 1968.
4. Костырко Я. В. И., Блантер С. Г., Ожоган В. А. Математическая модель отказов обмотки двигателей электробуров с учетом старения изоляции. «Изв. вузов», электромеханика, 1977, № 7.
5. Садыхов Ю. В., Дадашев Н. Г., Рыскин Е. П., Керимов Г. М. Технико-экономическая эффективность бурения скважин долотами, армированными сверхтвердым материалом на площадях Азербайджана. Информ. АЗИНТИ, «Нефтедобывающая промышленность», Баку, 1976.

Г. М. Эфендиев

#### ИСМ БАЛТАЛАРЫНЫН ЕТИБАРЛЫЛЫҒЫ ВӘ JEJИLMӘ ХҮСУСИЈҖТЛӘРИНИН ЕҢТИМАЛ—СТАТИСТИК ТӘҢЛИЛИ

Мәғаләдә сүртүчү—кәсичи типли ИСМ балталарынын јејилмә нөгтеји-нәзәриндән иши тәһлил олуңур. Көстәрилик ки, балтанын диаметр иткиси вә тохумма сәтһиндә эмәлә кәлмиш һәлгәви јуванын дәриңлији заман кечдикчә дүз хәтт гануну илә вә бунун иәтичәсиндә мејдана чыхан иш габилијјәти еһтималы нормал пәјланма гануну илә дәјишир.

Бу мулаһизәләрә әсасән газма мәһлулуңун чыхдығы каналларын јејилмәсинин нәзәрә алынмасы нәтичәсиндә балтанын етибарлы модели алынмышдыр.

G. M. Efendiev

#### PROBABLE-STATISTICAL ANALYSIS OF BITS ISM WEAR CHARACTER AND THEIR SAFETY ESTIMATION

It is known that while working the bits ISM of rubbing-cutting type often lose their diameter, their working surface has circular wear and the wash-out of sections adjacent to washing channels takes place as well. Taking these defects into consideration the author on the basis of probable-statistical analysis of bits wear has created the mathematical model of the bits ISM safety of rubbing-cutting type.

УДК 622.24.001.57.

А. А. АЛИЕВ

### ЗАДАЧА О МАКСИМИЗАЦИИ ПРИБЫЛИ ДЛЯ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При перспективном планировании добычи нефти в новых добывающих районах все более широко используются экономико-математические методы [6]. Разработка таких планов происходит при участии многих специалистов различного профиля, которым приходится учитывать разнообразные факторы. Поэтому модели, используемые для составления конкретных планов развития новых нефтедобывающих районов, оказываются весьма сложными по форме и большими по объему. Ограничиваясь применением только таких моделей, часто бывает трудно исследовать качественные закономерности развития моделируемого объекта, выявить его наиболее интересные возможности.

В [4], [3] излагаются основные положения использования методов имитационного моделирования для составления долгосрочных планов добычи нефти по отрасли, отдельным районам и месторождениям. При этом отмечается, что наряду с подробными имитационными моделями следует строить и исследовать так называемые «аппроксимирующие» модели, полученные из имитационных путем тех или иных упрощений (часто весьма значительных). Ценность рассмотрения таких моделей заключается в том, что они позволяют применять для своего качественного изучения аналитические методы, решать различные оптимизационные задачи. Знание полученных при этом результатов, в свою очередь, облегчает при пользовании имитационной моделью выбор управляющих параметров в процессе имитации.

Имитационные модели динамического процесса добычи нефти обычно имеют форму сложных разностных уравнений. Поэтому естественно строить аппроксимирующие модели в форме систем обыкновенных дифференциальных уравнений и использовать для их исследования методы теории оптимального управления.

В настоящей статье исследуется дифференциальный агрегированный аналог модели нефтяного месторождения, разработанной В. Р. Хачатуровым [7], и решается задача о максимизации прибыли за фиксированный плановый период при нефиксированном максимальном числе скважин на месторождении.

#### § 1. Математическая постановка задачи

Введем следующие обозначения:  $Q(t)$  — текущая добыча нефти на месторождении;  $q(t)$  — текущий дебит одной скважины на месторождении;  $q^0$  — начальный дебит одной скважины;  $V(t)$  — текущие извлекаемые запасы на месторождении;  $V^0$  — начальные извлекаемые запасы на месторождении;  $n(t)$  — темп бурения на месторождении;

$N(t)$  — суммарное количество скважин на месторождении к моменту времени  $t$ ;  $\bar{N}$  — число скважин на месторождении к концу планового периода;  $c$  — стоимость бурения и обустройства одной скважины на месторождении;  $K(t)$  — текущие капитальные вложения;  $T$  — заданный плановый период;  $p$  — продажная цена нефти или газа;  $\delta$  — коэффициент дисконтирования, введенный для соизмеримости доходов и затрат в различные моменты времени в будущем.

Как и в [1], предполагается, что: а) скважины пробуриваются и обустриваются мгновенно; б) имеется заранее выбранная плотность сетки скважин и месторождение разбуривается сразу же с этой плотностью путем постепенного увеличения освоенной площади; в) на месторождении скважины работают независимо друг от друга; г) текущий дебит скважины, пробуренной в момент  $\tau$ , определяется по формуле [5]  $q(t) = q^0 \cdot \exp[-\xi(t-\tau)]$ ; д) начальные дебиты всех скважин на месторождении одинаковы.

Учитывая предположения г) и д), можно дать формулу для определения коэффициента падения дебита  $\xi$ .

Пусть на месторождении имеются ровно  $\bar{N}$  скважин. Тогда доля извлекаемых запасов, приходящихся на одну скважину, будет

$$\frac{V^0}{\bar{N}} = \int_{\tau}^{\infty} q(t) dt = \int_{\tau}^{\infty} q^0 \cdot \exp[-\xi(t-\tau)] dt = \frac{q^0}{\xi},$$

откуда следует формула

$$\xi = \frac{q^0 \cdot \bar{N}}{V^0}.$$

Динамика разбуривания и эксплуатации месторождения описывается системой дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \dot{Q} = q^0 \cdot n - \xi \cdot Q, & (1) \\ \dot{N} = n & (2) \end{cases}$$

с начальными условиями

$$Q(0) = 0, N(0) = 0. \quad (3)$$

В каждый момент времени  $t$  ( $0 \leq t \leq T$ ) на управляющую переменную  $n(t)$ , которая считается кусочно-непрерывной функцией времени, налагаются следующие ограничения:

$$0 \leq c \cdot n(t) \leq K(t). \quad (4)$$

Считается, что  $K(t)$  — непрерывная, неотрицательная функция при  $0 < t \leq T$ , а при  $t \leq 0$   $K(t) \equiv 0$ .

Очевидно, что

$$\bar{N} = N(T) = \int_0^T n(t) dt. \quad (5)$$

Для модели (1)–(4) будем решать задачу о максимизации прибыли

$$\int_0^T (pQ - cn) l^{-\delta t} dt \rightarrow \max \quad (6)$$

при свободном правом конце.

## § 2. Задача без дисконтирования

Вначале исследуем наиболее простой вариант задачи (1)–(6), в котором  $\delta = 0$ . Будем решать задачу с помощью принципа максимума Понтрягина. Аналогично [2, §15, п. 67] для вывода необходимых условий оптимальности вводится дополнительное уравнение для параметра

$$\dot{\bar{N}} = 0. \quad (7)$$

При этом правый конец оптимальной траектории уже нельзя считать свободным. Учитывая (5), получаем, что он должен лежать на поверхности

$$\Phi(N, \bar{N}) \equiv N - \bar{N} = 0. \quad (8)$$

Выпишем гамильтониан и сопряженную систему

$$H = \Psi \cdot q^0 n - \Psi \frac{q^0 \cdot \bar{N}}{V^0} Q + \chi \cdot n + \varphi \cdot 0 + pq - cn,$$

$$\begin{cases} \dot{\Psi} = \Psi \frac{q^0 \cdot \bar{N}}{V^0} - p = -\frac{\partial H}{\partial Q}, \\ \dot{x} = 0 = -\frac{\partial H}{\partial N}, \\ \dot{\varphi} = \Psi \cdot \frac{q^0}{V^0} Q = -\frac{\partial H}{\partial \bar{N}}. \end{cases}$$

Условия трансверсальности имеют вид:

$$\begin{cases} \Psi(T) = 0, \\ \chi(T) = -\beta = -\beta \frac{\partial \Phi}{\partial N}, \\ \varphi(0) = 0, \\ \varphi(T) = \beta = -\beta \frac{\partial \Phi}{\partial \bar{N}}. \end{cases}$$

Из системы уравнений для сопряженных переменных и условий трансверсальности получаем

$$\Psi(t) = \frac{pV^0}{q^0 \cdot \bar{N}} \left\{ 1 - \exp \left[ \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - T) \right] \right\}, \quad (9)$$

$$\chi(t) \equiv -\beta = \text{const},$$

$$\int_0^T \Psi \cdot \frac{q^0}{V^0} Q dt \equiv \int_0^T \dot{\varphi} dt = \varphi(T) - \varphi(0) = \beta.$$

Учитывая в последнем соотношении формулу (9) для  $\Psi(t)$ , получаем

$$\frac{p}{\bar{N}} \int_0^T \left\{ 1 - \exp \left[ \frac{q^0 \cdot \bar{N}}{V^0} (t - T) \right] \right\} Q(t) dt = \beta. \quad (10)$$

Множитель при управлении  $n$  в гамильтониане имеет вид

$$\lambda(t) = q^0 \cdot \Psi + \chi - c = q^0 \cdot \Psi(t) - \beta - c. \quad (11)$$

Так как  $q^0 \geq 0$ ,  $\beta > 0$ ,  $c > 0$ , а также  $\Psi(T) = 0$ , то

$$\lambda(T) < 0, \quad \frac{d\lambda}{dt} = -pq^0 \cdot \exp \left[ \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - T) \right] < 0.$$

Следовательно, может существовать единственное  $\tilde{T} < T$  такое, что

$$\begin{aligned} \lambda(\tilde{T}) &= 0, \\ \lambda(t) &> 0 \quad \text{при } 0 \leq t \leq \tilde{T}, \\ \lambda(t) &< 0 \quad \text{при } \tilde{T} < t \leq T. \end{aligned} \quad (12)$$

Если  $\tilde{T} \leq 0$ , то ввиду предположения, что  $K(t) \equiv 0$  при  $t \leq 0$  оптимальное управление будет  $\tilde{n}(t) \equiv 0$  для  $t \in [0, T]$ , если же  $\tilde{T} > 0$ , то максимизирующее гамильтониан управление имеет вид

$$\tilde{n}(t) = \begin{cases} \frac{K(t)}{c} & \text{при } 0 \leq t < \tilde{T} \\ 0 & \text{при } \tilde{T} \leq t \leq T. \end{cases}$$

Таким образом, можем написать

$$\bar{N} = \int_0^T \tilde{n}(t) dt = \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(t)}{c} dt. \quad (13)$$

$$\tilde{Q}(t) = \begin{cases} q^0 \int_0^t \frac{K(\theta)}{c} \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - \theta) \right] d\theta & \text{при } 0 \leq t < \tilde{T} \\ q^0 \int_0^T \frac{K(\theta)}{c} \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - \theta) \right] d\theta & \text{при } \tilde{T} \leq t \leq T. \end{cases}$$

Представляет интерес провести исследование зависимости величины  $\tilde{T}$  от параметров задачи. Используя (10), (11) и (13), запишем (12) в виде

$$\Lambda(T, \tilde{T}) = 0, \quad (14)$$

где

$$\begin{aligned} \Lambda(T, \tilde{T}) &= \frac{pV^0}{\int_0^T \frac{K(\theta)}{c} d\theta} \cdot \left\{ 1 - \exp \left[ \frac{q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} d\theta}{V^0} (\tilde{T} - T) \right] \right\} - \\ &- \frac{p}{\int_0^T \frac{K(\theta)}{c} d\theta} \cdot \int_0^T \left\{ 1 - \exp \left[ \frac{q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} d\theta}{V^0} (t - T) \right] \right\} Q(t) dt - c. \end{aligned}$$

Функция  $\Lambda^0(T, T)$  непрерывна при любом  $T \geq 0$ , а также имеет непрерывные частные производные, причем  $\frac{\partial \Lambda}{\partial T} < 0$ . Следовательно, уравнение (14) может быть разрешено относительно  $\tilde{T}$ , т. е. величина  $\tilde{T}$  может быть представлена как однозначная непрерывно дифференцируемая функция от  $T$ :

$$\tilde{T} = f(T). \quad (15)$$

Так как  $\tilde{T} < T$ , то, очевидно, что  $f(0) < 0$ .

Найдем нули функции  $f(t)$ . Введем в рассмотрение функцию  $g(T) = \Lambda(T, 0)$ . Очевидно, что нули функций  $f(t)$  и  $g(t)$  совпадают. Так как при  $T \leq 0$   $Q(t) \equiv 0$  для  $0 \leq t \leq T$ , то

$$g(T) = pq^0 T - c.$$

Отсюда находим одно единственное значение  $T$ , при котором функция  $g(T)$ , а следовательно, и  $f(t)$  обращается в ноль:

$$T = \frac{c}{pq^0}.$$

Итак,  $f(0) < 0$ ,  $f\left(\frac{c}{pq^0}\right) = 0$  и функция  $f(T)$  больше не имеет нулей.

Следовательно,  $f(T) > 0$  при  $T > \frac{c}{pq^0}$ . Исследуем поведение функции  $f(T)$  при  $T \rightarrow \infty$ . Допустим, что

$$f(\infty) = \lim_{T \rightarrow \infty} f(T) = A > 0.$$

Тогда

$$\Lambda(\infty, f(\infty)) = \lim_{T \rightarrow \infty} \Lambda(T, f(T)) = \lim_{T \rightarrow \infty} \Lambda(T, A) = -\infty,$$

что невозможно, так как противоречит уравнению (13), согласно которому должно было бы быть

$$\Lambda(\infty, f(\infty)) = 0.$$

Следовательно, остается заключить, что  $f(\infty) = 0$ .

Таким образом, о функции  $f(T)$  нам известно следующее:

- $f(0) < 0$ ;
- $f\left(\frac{c}{pq^0}\right) = 0$ ;
- $\lim_{T \rightarrow \infty} f(T) = 0$ .

Дадим экономическую интерпретацию полученным свойствам решения задачи.

Если плановый период достаточно короток  $\left(T \leq \frac{c}{pq^0}\right)$ , то бурить скважины нецелесообразно, так как доход от продажи добытой нефти оказывается меньше затрат на строительство скважин. Прибыль в этом случае равна нулю.

Если же  $T > \frac{c}{pq^0}$ , то тогда весь плановый период делится моментом времени  $\tilde{T}$  на две части, в первой из которых скважины бурятся с темпом, максимально допустимым выделяемыми капиталовложениями,

а во второй — новые скважины не бурятся вовсе, так как им придется работать слишком малое время и увеличение дохода от продажи добытой нефти будет меньше, чем затраты на их строительство.

При  $T \rightarrow \infty$  и достаточно малом  $T > 0$  имеем

$$\begin{aligned} \lim_{T \rightarrow \infty} \int_0^T Q(t) dt &= \lim_{T \rightarrow \infty} \int_0^T \left\{ q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - \theta) \right] d\theta \right\} dt = \\ &= q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} \left\{ \lim_{T \rightarrow \infty} \int_0^T \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (t - \theta) \right] dt \right\} d\theta = \\ &= q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} \left\{ \lim_{T \rightarrow \infty} \left[ -\frac{V^0}{q^0 \bar{N}} \left\{ \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} (T - \theta) \right] - \exp \left[ -\frac{q^0 \bar{N}}{V^0} \theta \right] \right\} \right] \right\} d\theta = \\ &= q^0 \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} \cdot \frac{V^0}{q^0 \bar{N}} \exp \left( \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} \theta \right) d\theta = \frac{V^0}{\bar{N}} \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} \cdot \exp \left( \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} \theta \right) d\theta \geq \\ &\geq \frac{V^0}{\bar{N}} \int_0^{\tilde{T}} \frac{K(\theta)}{c} d\theta = \frac{V^0}{\bar{N}} \cdot \bar{N} = V^0, \end{aligned}$$

Следовательно,  $\lim_{T \rightarrow \infty} \int_0^T Q(t) dt = V^0$  при любом достаточно малом

$\tilde{T}$ , т. е. при любом положительном  $\tilde{T}$ , за достаточно большой плановый период из месторождения может быть добыт практически весь начальный извлекаемый запас. В то же время с уменьшением периода разбуривания сокращаются расходы на добычу и поэтому следует пробурить минимальное количество скважин (одно) и сделать это как можно скорее.

### § 3. Задача с дисконтированием

В случае, когда  $\delta \neq 0$ , гамильтониан, сопряженная система и условия трансверсальности для задачи (1)–(7) имеют вид

$$H = \psi q^0 n - \psi \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} Q + \chi n + \varphi \cdot 0 + (pQ - cn) e^{-\delta t},$$

$$\begin{cases} \dot{\psi} = \psi \frac{q^0 \bar{N}}{V^0} - p e^{-\delta t}, & \begin{cases} \psi(T) = 0, \\ \chi(T) = -\beta, \\ \varphi(0) = 0, \\ \varphi(T) = \beta. \end{cases} \\ \dot{\chi} = 0, \\ \dot{\varphi} = \psi \frac{q^0}{V^0} Q \end{cases}$$

Как и в случае без дисконтирования, вычисляем функции

$$\psi(t) = -\frac{P}{\alpha} e^{-\delta t} [e^{-\delta(T-t)} - 1],$$

где

$$\alpha = \frac{q^0 \cdot \bar{N}}{V^0} + \delta;$$

$$\chi(t) \equiv -\beta = \text{const},$$

а также получаем формулу для определения  $\beta$ :

$$\frac{pq^0}{\alpha V^0} \int_0^T \exp(-\delta t) [1 - \exp[-\alpha(T-t)]] Q(t) dt = \beta.$$

Множитель при управлении  $n$  в гамильтониане и его производных имеет вид

$$\lambda(t) = \frac{pq^0}{\alpha} e^{-\delta t} [1 - e^{-\alpha(T-t)}] - \frac{pq^0}{\alpha V^0} \int_0^T e^{-\delta \tau} [1 - e^{-\alpha(T-\tau)}] Q(\tau) d\tau - ce^{-\delta t}, \quad (16)$$

$$\dot{\lambda}(t) = \frac{1}{\alpha} e^{-\delta t} [(-pq^0 + c\alpha)\delta - (\alpha - \delta)pq^0 e^{-\alpha(T-t)}], \quad (17)$$

$$\ddot{\lambda}(t) = -\frac{\delta^2}{\alpha} e^{-\delta t} \left[ (-pq^0 + c\alpha) + \left( \frac{\alpha^2}{\delta^2} - 1 \right) pq^0 e^{-\alpha(T-t)} \right], \quad (18)$$

$$\lambda(T) = -\frac{pq^0}{\alpha V^0} \int_0^T e^{-\delta \tau} [1 - e^{-\alpha(T-\tau)}] Q(\tau) d\tau - ce^{-\delta T} < 0, \quad (19)$$

$$\dot{\lambda}(T) = (c\delta - pq^0) e^{-\delta T}, \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \ddot{\lambda}(T) &= \left( \frac{2pq^0 \delta^2}{\alpha} - \alpha pq^0 - c\delta^2 \right) e^{-\delta T} \leq \left( \frac{2pq^0 \delta^2}{\delta} - \delta pq^0 - c\delta^2 \right) e^{-\delta T} = \\ &= (pq^0 - c\delta) \delta e^{-\delta T} = -\delta \dot{\lambda}(T). \end{aligned} \quad (21)$$

Кроме того, в промежутке  $[0, T]$  функция  $\lambda(t)$  или всюду положительна, или всюду отрицательна, или же изменяет свой знак с плюса на минус. Исследуем функцию  $\lambda(t)$  в зависимости от определяющих ее параметров.

1).  $\delta \geq \frac{pq^0}{c}$ , Тогда и  $\alpha \geq \frac{pq^0}{c}$ . Из выражения (18) видно, что

$\lambda(t) < 0$  всюду в  $[0, T]$ . Поэтому  $\dot{\lambda}(t)$  убывающая функция в  $[0, T]$ , а так как  $\dot{\lambda}(T) > 0$ , то  $\dot{\lambda}(t) > 0$  всюду в  $[0, T]$ . Следовательно,  $\lambda(t)$  возрастающая в  $[0, T]$  функция. В силу того, что  $\lambda(T) < 0$ , заключаем, что  $\lambda(t) < 0$  всюду в  $[0, T]$ , откуда получаем, что оптимальное управление в этом случае будет  $\bar{n}(t) \equiv 0$  в  $[0, T]$ .

2).  $\delta < \frac{pq^0}{c}$ .

В этом случае нужно рассмотреть два возможных варианта.

2а).  $\alpha \geq \frac{pq^0}{c}$ . Тогда  $\dot{\lambda}(t) < 0$  всюду в  $[0, T]$ . Отсюда получается,

что  $\dot{\lambda}(t)$  — убывающая в  $[0, T]$  функция, а так как  $\dot{\lambda}(T) < 0$ , то может существовать такое  $t_1$ , для которого

$$\begin{aligned} \dot{\lambda}(t_1) &= 0, \\ \dot{\lambda}(t) &> 0 \quad \text{при} \quad 0 \leq t < t_1, \\ \dot{\lambda}(t) &< 0 \quad \text{при} \quad t_1 < t \leq T. \end{aligned}$$

Если такое  $t_1$  существует, то оно должно удовлетворять соотношению

$$\frac{(-pq^0 + c\alpha)\delta}{(\alpha - \delta)pq^0} = e^{-\alpha(T-t_1)}.$$

Точка  $t_1$  в таком случае будет точкой максимума функции  $\lambda(t)$ .

$$\begin{aligned} \max_{0 \leq t < T} \lambda(t) &= \lambda(t_1) = \frac{pq^0}{\alpha} e^{-\delta t_1} \left[ 1 - \frac{(-pq^0 + c\alpha)\delta}{(\alpha - \delta)pq^0} \right] - D - ce^{-\delta t_1} = \\ &= \left( \frac{pq^0 - c\delta}{\alpha - \delta} - c \right) e^{-\delta t_1} - D = \frac{pq^0 - \alpha c}{\alpha - \delta} e^{-\delta t_1} - D \leq \frac{pq^0 - \alpha c}{\alpha - \delta} - D < 0. \end{aligned}$$

Здесь

$$D = \frac{pq^0}{\alpha V^0} \int_0^T e^{-\delta \tau} [1 - e^{-\alpha(T-\tau)}] Q(\tau) d\tau > 0.$$

Таким образом,  $\lambda(t) < 0$  всюду в  $[0, T]$ , а значит оптимальное управление в этом случае должно быть  $\bar{n}(t) \equiv 0$  на  $[0, T]$ , откуда и из определения величины  $\alpha$  следует, что  $\alpha = \delta$ . Следовательно, случай 2а) невозможен.

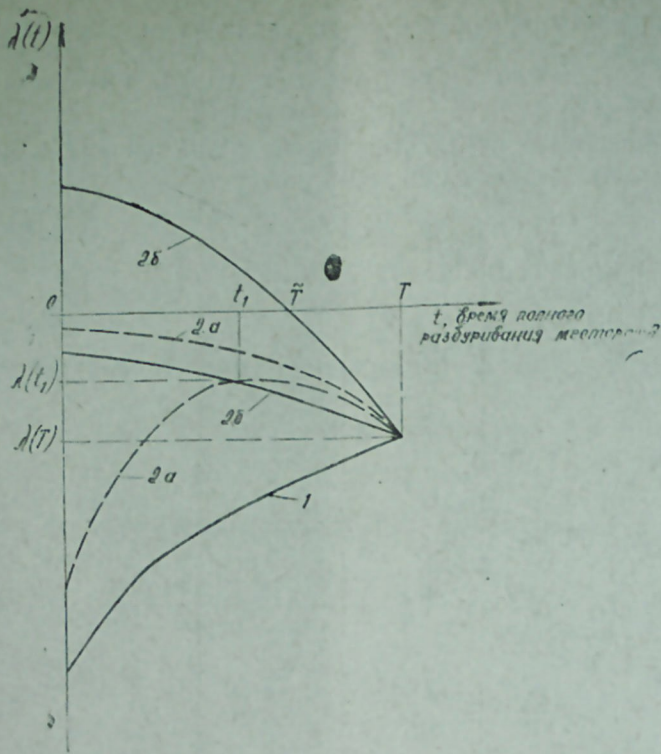
2б)  $\alpha < \frac{pq^0}{c}$ . Из (17) видно, что  $\dot{\lambda}(t) < 0$  всюду в  $[0, T]$ . А это означает, что  $\lambda(t)$  убывает на  $[0, T]$ , а так как  $\lambda(T) < 0$ , то может существовать единственная точка  $\tilde{T} < T$ , такая что

$$\begin{aligned} \lambda(\tilde{T}) &= 0, \\ \lambda(t) &> 0 \quad \text{при} \quad 0 \leq t < \tilde{T}, \\ \lambda(t) &< 0 \quad \text{при} \quad \tilde{T} < t \leq T. \end{aligned}$$

Оптимальное решение в этом случае имеет вид

$$\bar{n}(t) = \begin{cases} \frac{K(t)}{c} & \text{при} \quad 0 \leq t < \tilde{T}, \\ 0 & \text{при} \quad \tilde{T} \leq t \leq T. \end{cases} \quad (22)$$

Геометрическая иллюстрация указанных свойств приведена на рис.



Исследуем поведение оптимального решения задачи в зависимости от величины  $T$ . С этой целью решим уравнение

$$\lambda(0) = 0.$$

относительно параметра  $\delta$ . Так как при  $t=0$   $\bar{N} = 0$ , а следовательно,  $\alpha = \delta$  и  $Q(t) = 0$ , то

$$\lambda(0) = \frac{pq^0}{\delta} (1 - e^{-\delta T}) - c = 0,$$

откуда

$$\delta = \frac{pq^0}{c} (1 - e^{-\delta T}). \quad (23)$$

Обозначим решение этого трансцендентного уравнения относительно  $\delta$  через  $\delta^0(T)$ . При  $\frac{pq^0}{c} \geq \delta \geq \delta^0(T)$   $\lambda(0) \leq 0$ , и следовательно,

$\tilde{n}(t) \equiv 0$ . Легко видеть, что для любого  $T$   $\delta^0(T) < \frac{pq^0}{c}$ . Поэтому

можно объединить результаты пунктов 1 и 2 и записать их в виде,

$$\tilde{n}(t) \equiv 0, \text{ если } \delta \geq \delta^0(T).$$

Заметим, что

$$\lim_{T \rightarrow \infty} \delta^0(T) \equiv \frac{pq^0}{c} - 0,$$

а при  $T \leq \frac{c}{p \cdot q^0}$   $\delta^0(T) \leq 0$ . Следовательно, при  $T \leq \frac{c}{p \cdot q^0}$  также  $\tilde{n}(t) \equiv 0$ .

Итак, доказана следующая

**Теорема.** Оптимальное управление в задаче (1)–(6) имеет вид:  $n(t) \equiv 0$  в  $[0, T]$ , если выполняется хотя бы одно из двух условий

1)  $T \leq \frac{c}{p \cdot q^0}$ ; 2)  $T$  такое, что  $\delta \geq \delta^0(T)$ , где  $\delta^0(T)$  решение уравнения (23).

Если же  $T > \frac{c}{p \cdot q^0}$  и  $\delta < \delta^0(T)$ , то существует оптимальный период разбуривания  $\bar{T} < T$  такой, что

$$\tilde{n}(t) = \begin{cases} \frac{K(t)}{c} & \text{при } 0 \leq t < \bar{T}, \\ 0 & \text{при } \bar{T} \leq t \leq T. \end{cases}$$

#### Литература

1. Алиев А. А., Федосеев А. В. Об одной задаче оптимального разбуривания группы нефтяных или газовых месторождений. «Изв. АН Азерб. ССР», 1980, № 1.
2. Болтянский В. Г. Математические методы оптимального управления. М., «Наука», 1966.
3. Лузин В. И., Филановский В. Ю., Хачатуров В. Р. Имитационный подход к планированию долгосрочных строительных программ. НТС «Нефтепромысловое строительство», 1975, № 10.
4. Лузин В. И., Филановский В. Ю., Хачатуров В. Р., Федосеев А. В., Корнилова Д. С. Имитационная система предплановых расчетов в нефтяной промышленности (ИСПР — нефть). В кн.: Методы оптимального планирования добычи нефти. М., «Наука», 1978.
5. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1975.
6. Методы оптимального планирования добычи нефти. М., «Наука», 1978.
7. Хачатуров В. Р. Построение имитационной системы для планирования развития нового нефтедобывающего района. «Труды Международ. конф. «Моделирование экономических процессов». М., 1975.

Э. Э. Элиев

#### НЕФТ ЈАТАҒЫНЫН МОДЕЛИ ҮЧҮН КЭЛИРИН МАКСИМАЛЛАШДЫРЫЛАМАСЫ ҺАҒЫНДА МӘСЭЛӘ

Мәгаләдә нефт јатағынын дифференциал тәликләр системи шәклиндә формализә олунмуш модели нәзәрдән кечирилир вә онун үчүн сағ учун сәрбәст олан һалында кәлирин максималлашдырыламасы тәләб олунан оптимал идарәетмә мәсәләси һәлл едилир.

A. A. Aliev

#### PROBLEMS ON THE MAXIMIZATION OF THE PROFITS FOR THE SIMULATION OF THE OIL-FIELD

The article studies the aggregated model of the oil-field formulated as a system of the differential equations. For this aim the author solves the task of optimal governing according to the criterion of the profit maximum for the fixed planned period with the free right end.

А. Х. ШАХВЕРДИЕВ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ  
 В ЧИСТОТРЕЩИНОВАТОМ ПЛАСТЕ  
 С УПРУГОПЛАСТИЧЕСКИМИ ПОРОДАМИ

Установление различных причин нарушения линейности притока жидкости к скважинам и искривления индикаторных линий, снятых на этих скважинах, являются важной задачей.

Не менее важным является вопрос выбора методики определения параметров пластов и обработки промысловых данных в каждом конкретном случае [1—7].

В данной работе рассматривается задача, связанная с нарушением линейности притока за счет инерционного сопротивления и деформации породы пласта. Известно, что в чистотрещиноватом пласте, представленном упругопластическими породами, наблюдается совместное влияние обоих факторов или преимущественное влияние одного из них.

1. Установившаяся фильтрация жидкости в чистотрещиноватом пласте с упругопластическими породами

Рассмотрим задачу о стационарном движении жидкости в упругопластическом деформируемом чистотрещиноватом пласте при нелинейном законе фильтрации, так как именно в трещиноватых коллекторах имеются более благоприятные условия нарушения закона Дарси.

В качестве нелинейной (двухчленной) зависимости, описывающей нарушение закона Дарси в чистотрещиноватых коллекторах, примем закон фильтрации, согласно работе [6]

$$-\frac{\partial P}{\partial S} = \frac{\mu}{k_1} V + \frac{\rho U}{k_1} V^2 \text{Sgn } V, \quad (1.1)$$

$V$  — скорость фильтрации,  $U$  — параметр формы, постоянная величина,  $\mu$  — вязкость жидкости,  $k_1$  — трещинная проницаемость,  $S$  — плотность жидкости,  $P$  — текущее давление.

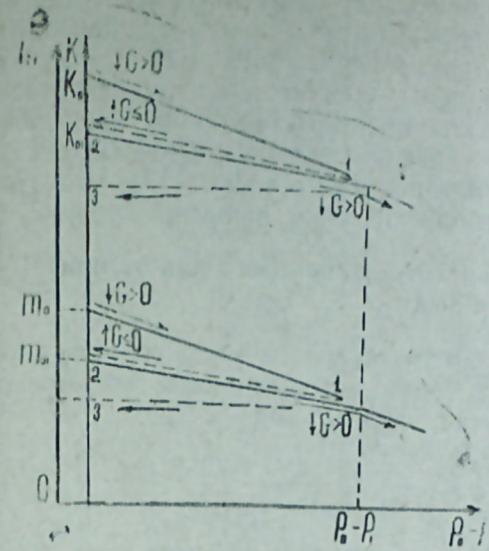
Кроме того, установлено, что чистотрещиноватые породы более склонны к деформациям, чем пористые [2], в особенности к необратимым.

На рис. показано влияние деформаций пород пласта на пористость и проницаемость, что, в свою очередь, влияет на продуктивные характеристики пласта. Поэтому для чистотрещиноватой среды необходимо учитывать обратимые и необратимые изменения проницаемости.

В данном случае для трещинной проницаемости  $k_1$  имеем [7].

$$k_1 = k_{01} [\varphi_1(r) + \Psi_1(r)(P - P_0)]. \quad (1.2)$$

Здесь  $\varphi_1$ ,  $\Psi_1$  — символы функций,  $k_{01}$  — коэффициент проницаемости при  $P_0$ .



Характер изменения коэффициента пористости и проницаемости от давления в элементе пласта, представленного упругопластическими породами.

Полагая, что осесимметричном плоскорадиальном потоке скорость определяется равенством

$$V = -\frac{G}{2\pi h r} \quad (1.3)$$

и учитывая (1,2) и (1,3), закон фильтрации (1,1) можно записать в виде:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu G}{2\pi h r k_{01}} \cdot \frac{1}{[\varphi_1(r) + \Psi_1(r)(P - P_0)]r} + \frac{UG^2 \text{Sgn } G}{4\pi^2 h^2 r k_{01}} \cdot \frac{1}{[\varphi_1(r) + \Psi_1(r)(P - P_0)]r^2} \quad (1.4)$$

Здесь

$$\varphi_1(r) = \frac{\sqrt{\Psi(r)}}{\sqrt{\Psi(r)} + \frac{\eta_k}{a_{ko}} [\sqrt{\Psi(r)} - 1]^2};$$

$$\Psi_1(r) = \frac{a_{ko} [\sqrt{\psi(r)} + \frac{\eta_k}{a_{ko}} (\sqrt{\psi(r)} - 1) + \frac{\eta_k}{a_{ko}} (\sqrt{\psi(r)} - 1)^2]}{\sqrt{\psi(r)} + \frac{\eta_k}{a_{ko}} [\sqrt{\psi(r)} - 1]^2}$$

$$\psi(r) = [1 + a_{ko}(P_{kl} - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_{kl} - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_{cl} - P_0)]^2 \cdot \frac{\ln(R_k/r)}{\ln(R_k/R_c)},$$

$R_k$ ,  $R_c$  — радиусы контура питания и скважины.

$a_k$  — коэффициент изменения проницаемости,  $\eta_k$  — коэффициент необратимого изменения проницаемости.

Полученное уравнение (1,4) описывает движение несжимаемой жидкости в упругопластической деформируемой чистотрещиноватой среде при нелинейном законе фильтрации. Уравнение (1,4) решается с помощью ЭВМ. Для двух предельных случаев можно получить аналитические решения. Эти предельные случаи описывают упругий и пластический режим фильтрации соответственно при  $\eta_k=0$  и  $\eta_k=-(P_1-P_0)^{-1}$ . Полагая в (1,4)  $U=0$ , получим известные в работе [7] формулу для фильтрации жидкости в упругопластической пористой среде.

## 2. Определение параметров чистотрещиноватого пласта при упругом режиме

Выпишем из (1,4) уравнение, характеризующее стационарное плоскорадиальное движение жидкости в упругодеформируемом чистотрещиноватом пласте при нелинейном законе фильтрации

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu G}{2\pi h \rho k_{o1} [1 + a_{ko}(P - P_0)] r} + \frac{UG^2 \text{Sgn} G}{4\pi^2 h^2 \rho k_{o1} [1 + a_{ko}(P - P_0)] r^2} \quad (2,1)$$

Интегрирование уравнения (2,1) позволяет определить, как функцию давления в любой точке пласта, так и дебит скважины.

$$\frac{[1 + a_{ko}(P - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2}{2a_{ko}} = \frac{\mu G}{2\pi h \rho k_{o1}} \ln(R_k/r) + \frac{UG^2 \text{Sgn} G}{4\pi^2 h^2 \rho k_{o1}} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{R_k} \right) \quad (2,2)$$

Соответственно для дебита скважины получим при  $r=R_c$

$$G = \frac{\pi h \mu \ln(R_k/R_c)}{U \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right) \text{Sgn} G} \left\{ \sqrt{1 + \frac{2U \rho k_{o1} \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right) \text{Sgn} G}{a_{ko1} \mu [\ln(R_k/R_c)]^2}} \times \right. \\ \left. \times \frac{[1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_c - P_0)]^2}{2a_{ko}} \right\} \quad (2,3)$$

Полагая в (2,2)  $P_k = P_0$ ,  $U=0$  получим известную формулу для линейного закона фильтрации

$$P - P_0 + \frac{a_{ko}}{2} (P - P_0)^2 = \frac{\mu G}{2\pi h \rho k_{o1}} \ln \frac{R_k}{R} \quad (2,4)$$

Определение параметров чистотрещиноватых пластов производится также, как и в случае с пористой деформируемой средой, с той лишь разницей, что здесь следует учесть также упругие деформации породы пласта.

На практике трудно бывает оценить факторы, определяющие форму индикаторных линий, полученных на режиме притока. В этом случае изменение проницаемости от давления и наличие инерционных сопротивлений приводят к тому, что индикаторная линия искривляется к оси перепадов. При нагнетании же оба фактора действуют в противо-

положных направлениях. Поэтому если при исследовании на режиме нагнетания индикаторная линия получается искривленной к оси перепадов давления, и на режиме отбора, то можно предположить, что преобладает фактор инерционных сопротивлений. Если же направление кривизны различно при отборе и нагнетании, то можно предположить, что фактор проницаемости от давления (т. е. деформации) является определяющим.

Формула притока для случая, когда наблюдается влияние упругой деформации и инерционного сопротивления, записывается следующим образом:

$$\frac{[1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_c - P_0)]^2}{2a_{ko}} = AG + BG^2 \text{Sgn} G. \quad (2,5)$$

Здесь  $A$  — фильтрационный коэффициент при двухчленном законе фильтрации,  $B$  — параметр, характеризующий инерционное сопротивление. В формуле (2,5) три неизвестных параметра  $a_{ko}$ ,  $A$ ,  $B$ , которые легко определяются по данным расшифровки индикаторных линий. Для этого предлагается следующий способ.

Процесс отбора или закачки на трех режимах на основании (2,5) описывается следующими формулами

$$\frac{[1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_{c1} - P_0)]^2}{2a_{ko}} = AG_1 + BG_1^2 \text{Sgn} G_1$$

$$\frac{[1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_{c2} - P_0)]^2}{2a_{ko}} = AG_2 + BG_2^2 \text{Sgn} G_2$$

$$\frac{[1 + a_{ko}(P_k - P_0)]^2 - [1 + a_{ko}(P_{c3} - P_0)]^2}{2a_{ko}} = AG_3 + BG_3^2 \text{Sgn} G_3 \quad (2,6)$$

Здесь значения забойных давлений  $P_{c1}$ ,  $P_{c2}$ ,  $P_{c3}$  и соответствующих им дебитов  $G_1$ ,  $G_2$ ,  $G_3$  определяются непосредственно измерениями на скважине. Таким образом, в системе из трех уравнений (2,6) при неизвестных  $a_{ko}$ ,  $A$ ,  $B$ , которые легко определяются. Решая систему (2,6), получим

$$a_k = \frac{2[\lambda_1 G_2 G_3 \Delta P_{c1} + \lambda_2 G_1 G_3 \Delta P_{c2} + \lambda_3 G_1 G_2 \Delta P_{c3}]}{\lambda_1 G_3 G_2 \Delta P_{c1}^2 + \lambda_2 G_1 G_3 \Delta P_{c2}^2 + \lambda_3 G_1 G_2 \Delta P_{c3}^2};$$

$$\frac{1}{K} = A =$$

$$= \frac{2[P_{12} \Delta P_{c1} \Delta P_{c2} G_3^2 \text{Sgn} G_3 + P_{31} \Delta P_{c1} \Delta P_{c3} G_2^2 \text{Sgn} G_2 + P_{23} \Delta P_{c2} \Delta P_{c3} G_1^2 \text{Sgn} G_1]}{\lambda_1 G_3 G_2 \Delta P_{c1}^2 + \lambda_2 G_1 G_3 \Delta P_{c2}^2 + \lambda_3 G_1 G_2 \Delta P_{c3}^2}$$

$$B = \frac{2[P_{21} \Delta P_{c2} \Delta P_{c3} G_3 + P_{13} \Delta P_{c1} \Delta P_{c3} G_2 + P_{32} \Delta P_{c3} \Delta P_{c2} G_1]}{\lambda_1 G_2 G_3 \Delta P_{c1}^2 + \lambda_2 G_1 G_3 \Delta P_{c2}^2 + \lambda_3 G_1 G_2 \Delta P_{c3}^2} \quad (2,7)$$

Здесь

$$\lambda_1 = G_3 \text{Sgn} G_3 - G_2 \text{Sgn} G_2$$

$$\lambda_2 = G_1 \text{Sgn} G_1 - G_3 \text{Sgn} G_3$$

$$\lambda_3 = G_2 \text{Sgn} G_2 - G_1 \text{Sgn} G_1$$

$$\begin{array}{lll}
 P_{12} = \Delta P_{c1} - \Delta P_{c2} & P_{21} = \Delta P_{c2} - \Delta P_{c3} & \Delta P_{c1} = P_o - P_{c1} \\
 P_{13} = \Delta P_{c1} - \Delta P_{c3} & P_{31} = \Delta P_{c3} - \Delta P_{c1} & \Delta P_{c2} = P_o - P_{c2} \\
 P_{23} = \Delta P_{c2} - \Delta P_{c3} & P_{32} = \Delta P_{c3} - \Delta P_{c2} & \Delta P_{c3} = P_o - P_{c3}
 \end{array}$$

В предложенной постановке полученная система уравнений аналитически решается и искомые параметры  $a_{к0}$ ,  $A$  и  $B$  легко определяются.

Предлагаемый способ определения параметров чистотрещиноватых пластов с упругопластическими породами может быть использован при интерпретации результатов гидродинамических исследований пластов.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Азимов Э. Х., Кулиев А. М., Мамиев Г. С., Султанов Т. М. Методика обработки результатов исследования скважин методом установленных отборов. НХ, 1974, № 1.
2. Горбунов А. Т., Шахвердиев А. Х. Об установлении оптимального дабойного давления при упругопластическом режиме фильтрации. Сб. трудов ДН, 1977, № 61.
3. Денцов К. М. Об искривлении индикаторных линий, снятых на глубоких скважинах трещиноватого коллектора. «Нефть и газ», 1965, № 4.
4. Исаев Р. Г. О методике обработки индикаторных кривых скважин трещиноватого коллектора. НХ, 1963, № 11.
5. Кусаков М. М., Гудок Н. С. Влияние внешнего давления на фильтрационные свойства нефтесодержащих пород. НХ, 1958, № 6.
6. Наказная Л. Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. М., «Недра», 1972.

Э. Х. Шахвердиев

#### ЭЛАСТИКИ-ПЛАСТИКИ СУХУРЛУ ХАЛИС ЧАТЛЫ ЛАЈЛАРДА МАЈЕНИН СУЗУЛМЭ ПРОСЕСИНИН ТЭДГИГИ

Мэгалэдэ эластики-пластики сухурлу халис чатлы лајларда мајенин сузулмэснэ мэсэлэснэ бахылар. Эластики халда лај параметрлэринин тэјини үчүн садэ дүстурлар тэклиф олуур.

A. H. Shakhverdiev

#### INVESTIGATION OF THE FLUID FILTRATION PROCESS IN CLEAN-FRACTURED RESERVOIR WITH ELASTIC-PLASTIC ROCKS

In this article the author observes the problem combined with the disturbance of the linearity of flow at the expense of inert resistance and rock deformation of the reservoir. At the elastic reservoir drive the author suggests simple formulae for the defining of the reservoir characteristics.

УДК 622.276.031.011.436:536.5

Б. А. БАГИРОВ, С. Ф. ШАБАНОВ

#### ОБ ИЗМЕНЕНИИ ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ ЗАЛЕЖИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ

Тепловое поле нефтегазовых месторождений характеризуется обычно средней температурой продуктивных слоев. Известно, что до начала разработки нефтяного месторождения температура пластов, находящихся на больших глубинах, определяется естественным тепловым режимом земной коры. При разработке же месторождения естественный термодинамический режим пластов нарушается, следовательно, изменяется и его температура. В таком случае необходимо учитывать влияние показателей и процессов разработки, длительность эксплуатации, искусственного воздействия на тепловой режим пластов, приводящие к изменению температуры.

Знание температурных условий месторождений, а также исследование закономерностей изменения температуры пласта в процессе разработки его имеет важное значение для решения различных проблем, связанных с рациональной разработкой и эксплуатацией нефтегазовых месторождений. Известно, что вязкость нефти в пласте в значительной степени зависит от пластовой температуры. Кроме того, при снижении температуры пластовой нефти до определенной величины происходит выпадение из нее парафина, смол и т. п., что ухудшает проницаемость призабойной зоны и, следовательно, может привести к резкому снижению продуктивности залежи и уменьшению коэффициента нефтеотдачи пласта. Наоборот, с повышением температуры улучшается фильтрационная способность пласта.

В настоящее время, в связи с широким внедрением методов воздействия на пласт, возрос интерес к тепловому состоянию нефтяного месторождения в процессе его разработки. Особенно следует учитывать влияние процесса закачки больших количеств поверхностной воды на термальный режим недр нефтегазоносных площадей.

Вопросы охлаждения и теории расчета элементов заводнения, а также экспериментальные и теоретические исследования по статике и динамике теплового поля нефтяных месторождений подробно освещены в работах [2, 5, 6]. В работе [4] путем сопоставления значений температур, произведенных различными исследователями в разное время на длительно разрабатываемом Балаханы-Сабунчи-Раманинском месторождении, установлено последовательное уменьшение величин температуры на одних и тех же глубинах данной площади. Такое изменение температуры во времени объясняется искусственным воздействием на пласты холодной водой.

Рассматриваемое многопластовое месторождение расположено в центральной части Апшеронского полуострова, объектом разработки является продуктивная толща. В тектоническом отношении оно пред-

ставляет собой брахантиклинальную складку северо-западного простирания, разбитую на многочисленные блоки. По генсхеме разработки данного месторождения вытеснение нефти и выработка продуктивных пластов велась поверхностной водой, температура которой была ниже пластовой. Опытная закачка воды здесь была начата в 1947 г., а промышленную — в широком масштабе начали производить к 1952 г. К настоящему времени в продуктивные пласты закачено около 100 млн м<sup>3</sup> воды. Этот высокоинтенсивный процесс закачки больших масс холодной воды в значительной степени искажает начальное тепловое поле месторождения и бесспорно не может не сказываться на всех параметрах разработки, в том числе и на температуре.

В настоящее время не вызывает никаких сомнений то, что закачиваемая в пласт холодная вода влечет за собой охлаждение недр. Однако при изучении влияния закачки больших масс холодной воды на температуру месторождения, наряду с необходимостью учета степени охлаждения, немаловажен и вопрос времени или скорости восстановления температуры пласта после прекращения или замедления темпов закачки. Плотность теплового потока, под влиянием которого формировалась стационарная температура, весьма неодинакова и в местах, где вблизи нет действующих или же недавно потухших вулканов она чрезвычайно мала. Поэтому для выравнивания температуры пласта в охлажденных областях требуется весьма длительное время.

В связи с этим для определения характера изменения температуры пласта на данном месторождении со временем по программе, разработанной в ИПГНГМ АН Азербайджанской ССР, с помощью ЭВМ были построены методом тренд-анализа геотермические карты по ПК свите для трех периодов.

В первом случае использовались данные измерения температур, произведенные до 1951 г., т. е. до промышленной закачки воды в пласт. Следовательно, они отражали начальное состояние теплового поля залежи, не нарушенного водным воздействием. Во втором случае был охвачен промежуточный этап (использовались измерения температур, произведенные за период 1954—1968 гг.), а в третьем — на текущее состояние разработки месторождения. Всего были использованы 156 измерений температур (см. таблицу).

Этапы	Колич. данных	Средние значения	Дисперсия	Козфф. изменчивости	Критерии			
					Фишера (F крит.)		Стъюдента (t крит.)	
					вычисл.	таблич.	вычисл.	таблич.
I блок								
I	11	38,4	4,26	5				
II	22	37,0	0,95	2,6	4,48	2,2	2,67	2,04
III	18	36,9	0,65	2,2	1,46	2,1	1,10	2,02
II блок								
I	24	44,2	12,18	8				
II	10	39,1	3,27	4,6	3,79	2,7	4,36	2,04
III	22	40,2	2,76	4,1	1,16	2,2	2,14	1,70
III блок								
I	16	46,6	5,48	5				
II	21	41,8	1,74	3,2	3,15	2,5	6,86	2,05
III	12	41,3	0,97	2,4	1,79	2,7	1,09	2,06

Трендовые карты были построены до четвертого порядка. В работе [1] указано, что при исследованиях переменных тренд-анализом весьма важное значение имеет установление степени уравнения, обеспечивающего наиболее полное описание изменчивости. Анализ показал, что в нашем случае первая карта (рис. 1), построенная на основе уравнения второго порядка:

$$Y_1 = 3,63 - 3,38 X_1 + 9,99 X_2 - 1,51 X_1^2 - 5,75 X_1 \cdot X_2 - 1,8 X_2^2 \quad (1)$$

по сравнению с остальными наиболее точно отражает истинную картину изменчивости переменной до промышленной закачки воды в пласт ( $\alpha = 0,96$ ).

На рис. 2 и 3 приведены карты поверхности тренда второго порядка для второго и третьего этапов (промежуточного и текущего) разработки ПК свиты северной части Балаханы-Сабунчи-Раманинского мес-

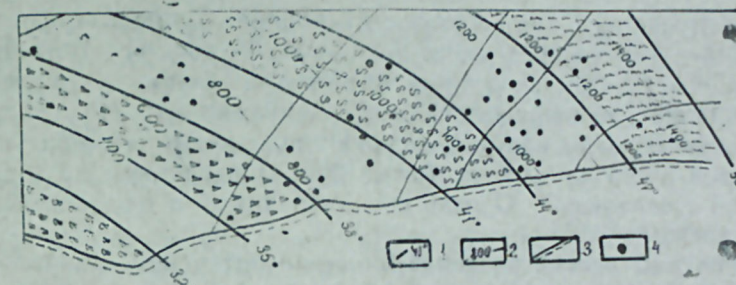


Рис. 1. Геотермическая карта ПК свиты северной части Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения (1 этап). Поверхность тренда II порядка. Условные обозначения для рис. 1—3: 1 — изотермы; 2 — изогипсы по кровле ПК свиты; 3 — тектонические нарушения; 4 — скважины, в которых произведены замеры температуры.

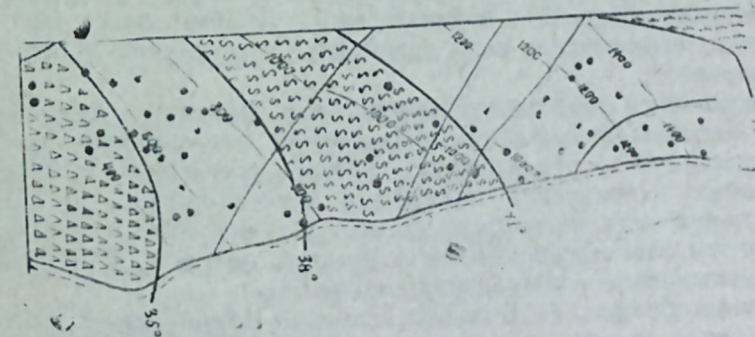


Рис. 2. Геотермическая карта ПК свиты северной части Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения (2 этап). Поверхность тренда II порядка.

орождения, коэффициенты пригодности которых на основе уравнений (2) и (3) соответственно достигают значений  $\alpha = 0,93$  и  $0,96$ .

$$Y_2 = 3,66 + 2,04 X_1 + 2,61 X_2 - 6,80 X_1^2 - 2,39 X_1 \cdot X_2 + 2,56 X_2^2 \quad (2)$$

$$Y_3 = 3,68 - 1,23 X_1 + 7,52 X_2 + 8,94 X_1^2 + 9,47 X_1 \cdot X_2 - 1,91 X_2^2 \quad (3)$$

Сопоставление трендовых карт, а также анализ показателей, приведенных в таблице, указывает на то, что во втором и третьем случаях



Рис. 3. Геотермическая карта ПК свиты северной части Балаханы-Сабунчи-Раманинского месторождения (3 этап). Поверхность тренда II порядка.

(рис. 2 и 3) наблюдается некоторое отклонение температуры пласта от ее закономерного распределения по площади (рис. 1). А именно, геозотермы с меньшими значениями температур смещаются на восточное крыло складки (по направлению погружения кровли ПК свиты). Как видно, геозотермы на картах фиксируют понижение температуры пласта на одной и той же глубине (ниже 600 м) в среднем на 2—5°C по сравнению с начальной. Однако по измерениям в ряде скважин эта разница достигает 8°C.

ПК свита на рассматриваемой площади интенсивно разрабатывается с 1939 г. С целью поддержания пластового давления в 1952 г. была начата промышленная закачка воды по всей залежи. В нагнетательные скважины всего закачено более 22 млн м<sup>3</sup> холодной воды. Нагнетаемая длительное время вода с температурой меньше начальной пластовой и вызвала нарушение естественного распределения температур в пласте, приведшей к его охлаждению. Причем, как видно из рис. 2 и 3, характер распределения геозотерм свидетельствует о неравномерном движении вытесняющей воды в плане залежи. Видимо, здесь участки интенсивного продвижения воды чередуются с застойными зонами из-за неоднородности.

Отсутствие существенного изменения в значениях температур на одних и тех же глубинах, на что указывает сопоставление геотермических карт (рис. 2 и 3), означает, что температура в областях охлаждения залежи до настоящего времени не восстановлена до своего начального значения, несмотря на то, что закачка воды в залежь как по блокам, так и по северо-восточному крылу в целом вообще прекращена либо уменьшена до минимальных количеств.

Таким образом, на Балаханы-Сабунчи-Раманинском месторождении основной причиной нарушения теплового поля залежи в процессе разработки явилось искусственное воздействие на пласт холодной водой, в результате чего понизилась температура залежи. Рассмотрим некоторые причины столь длительного восстановления теплового поля залежи. В работах [2, 3] авторы допускают, что повышение или даже сохранение давления в пласте способствует поддержанию энергетического потенциала залежи и уменьшению в какой-то мере темпа снижения температуры. Если допустить, что подъем давления может компенсировать лишь некоторую часть охлаждающей способности нагнетаемой воды, то для этого необходимо, чтобы объем закачиваемой воды намного превалировал над отбором жидкости из залежи, благодаря чему повысилось бы давление. Однако для данного месторождения

этого не наблюдается. Более того, на протяжении всей эксплуатации месторождение разрабатывалось со значительным отставанием закачки воды от темпов отбора жидкости, в связи с чем наблюдалось падение пластового давления. В частности, по ПК свите на 1. I 1979 г. объем закачки составляет 22 300 тыс. м<sup>3</sup> воды, в то время как всего отобрано из залежи 77100 тыс. т жидкости. Давление же в пласте от своего начального значения, равного  $P_{плч.} = 137 \text{ атм.}$ , снизилось в настоящее время до  $P_{тек.} = 42 \text{ атм.}$

В соответствии с этим по мере сокращения объема закачки и уменьшения отбора жидкости температура должна восстанавливаться благодаря тепловому потоку  $Q$ , идущему из глубинных недр. Чем выше его величина, тем быстрее должна восстанавливаться пониженная от закачки температура пласта до своего начального значения.

Специальные исследования для определения величины  $Q$  на данном месторождении не были проведены. Однако в работе [4] приведены значения этого геотермического параметра, определенные нами для ряда близрасположенных месторождений в юго-восточной части Апшерона. Они оказались равными  $0,55—0,78 \cdot 10^{-6} \text{ кал/см}^2/\text{сек.}$  Если сравнить их со средним его значением для земной коры в целом —  $1,15 \times 10^{-6} \text{ кал/см}^2/\text{сек.}$ , приведенной в работе, то видно, что они заметно занижены.

В этой связи определенный интерес представляет сравнение с другим нефтяным месторождением — Бибиэбатским, расположенным в западной части Апшерона. Из геотермической карты Апшеронской нефтегазоносной области [2] видно, что как температура, так и значение геотермического градиента на одной и той же глубине на этом месторождении выше, чем на Балаханы-Сабунчи-Раманинском. Исследования показали, что выше здесь и значения  $Q$ . Г. М. Сухарев и др. [7] установили характер распределения глубинного тепла на этом месторождении, построив карту тепловых потоков. По их вычислениям, эта величина колеблется от значения  $1,4$  до  $2,23 \cdot 10^{-6} \text{ кал/см}^2/\text{сек.}$  В литературе излагаются причины завышенных значений этих геотермических параметров.

На Бибиэбатском месторождении искусственное воздействие на пласты холодной водой проводится длительное время (в частности заводнение на горизонт НКП<sub>1</sub>—НКГ начато в 1952 г.). Подобные геотермические карты для данной залежи нами на настоящее время не построены, однако предварительный анализ имеющихся литературных источников и промысловых данных по температуре показывает, что ее значение за весь период разработки практически не изменилось, несмотря на то, что к настоящему времени в залежь закачено более 15 млн м<sup>3</sup> холодной воды.

Таким образом, в заключение можно отметить, что при определении метода воздействия (вторичного или третичного) на пласты, находящиеся в поздней стадии разработки, следует учитывать характер теплового поля месторождения.

#### Литература

1. Багиров Б. А. Выявление характера изменчивости пластов с использованием ЭЕМ. «Изв. АН Азерб. ССР», серия наук о Земле, 1979, № 1.
2. Мехтиева Ш. Ф. и др. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. Азербайджанский нефтяной институт, Баку, 1960.

3. Мехтиев Ш. Ф., Мирзаджанзаде А. Х., Алиев С. А. Геотермические исследования нефтяных и газовых месторождений. «Недра», М., 1971.
4. Мехтиев Ш. Ф. и др. Геотермия нефтегазоносных областей Азербайджана и Туркмении. «Наука», М., 1973.
5. Непримеров Н. Н., Пудовкин М. А., Марков А. И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань, Изд-во КГУ, 1968.
6. Самедов Ф. И., Буряковский Л. А. Нефтяная гидрогеология Апшеронского архипелага. Азербайджан, Баку, 1966.
7. Сухарев Г. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. «Недра», М., 1971.

Б. Э. Багыров, С. Ф. Шабанов

### ИШЛЭНМЭ ПРОСЕСИНДЭ ЈАТАҒЫН ИСТИЛИК САҢЭСИНИН ДЭЈИШМЭСИ ҲАҒТЫНДА

Мәғаләдә јатаға су вурулмасы нәтиҗәсиндә оиун температур режиминин дәјишмәсиндән бәһс едилир.

Тренд-анализ үсулу илә кеотермик хәритәләрин гурулмасы Балаханы—Сабунчу—Рамана саҗәсиндә Гырмаки алты лај дәстәсинин мүхтәлиф ишләнмә дөврләриндә јатағын истилик режиминин (саҗәсинин) позулмасы мүәјјән едилимишир. Јатаға су вурулмасыдан әввәл вә индики дөвр үчүн гурудумш тренд хәритәләринин тутушдурулмасы кәстәрир ки, ејни дәринликдә лај температуру әввәлкинә нисбәтән 5° С азалымышдыр. Бу лаја чохла су вурулмасы илә әлағәдардыр.

Апарылымыш тәдқиғатлар кәстәрир ки, белә јатағларда III нөв лаја тәсир методларындан истифадә етмәк лазымдыр.

B. A. Bagirov, S. F. Shabanov

### ON THE CHANGE OF HEAT DEPOSIT FIELD IN THE DEVELOPMENT PROCESS

The authors study the problems of the artificial flooding influence on the temperature drive. The infringement of the deposit heat field is determined by the way of building of trend-maps for various periods of the development of PK suite of Balahani-Sabunchi-Ramaninsky field. The comparison of maps shows the decrease of temperature for one and the same deepness in the time, which is explained by the influence of injection of large amounts of cold water into the reservoir.

Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

### К ВОПРОСАМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вопросы газогидродинамики разработки газоконденсатнонефтяных месторождений относятся к числу наиболее сложных. Вместе с тем, для возможности прогнозирования процессов, протекающих в таких залежах, необходимо располагать набором расчетных схем, описывающих эти процессы в различных возможных условиях их проявления. Кроме того, на разных стадиях работы с такими залежами, учитывая различную степень изученности их, возможно и допустимо применение моделей процесса различной сложности [1, 2, 4, 5, 7 и др.].

В [1] был предложен ряд газогидродинамических решений различных вариантов разработки газоконденсатнонефтяных залежей с использованием метода материального баланса. В [2, 3] были предложены решения, учитывающие фильтрацию многофазных углеводородных жидкостей, градиенты давления в различных областях. В [4, 6] полученные ранее решения были обобщены на предмет учета массопереноса жидких углеводородов в газовой фазе нефтяных оторочек.

Ниже предлагается решение одной из возможных задач применительно к опережающей разработке нефтяной области газоконденсатнонефтяной залежи.

Рассматривается газоконденсатнонефтяная залежь с активной контурной водяной областью. В нефтяной области в некотором удалении от первоначальных водонефтяного и газонефтяного контактов располагается зона размещения нефтяных эксплуатационных скважин. Таким образом, вся нефтяная область состоит из трех зон: первой, примыкающей к водонефтяному контакту, третьей, примыкающей к газонефтяному контакту и второй — зоны отбора нефти. Ставится задача при заданном темпе отбора нефти определить темп отбора газа из газоконденсатной области для обеспечения требуемой скорости продвижения ГНК к области расположения нефтяных эксплуатационных скважин. Приводится решение для пласта круговой формы.

Уравнение, описывающее течение нефти, в рассматриваемом случае с учетом применения методов осреднения и распределенного отбора имеет вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial T}{\partial r} \right] = -F(t) + Q_n(r), \quad (1)$$

где  $T$  — обобщенная функция Христиановича [5].

$$T = \int \left[ \frac{F_n(\rho_n)}{\mu_n(P) a_n(P)} + \frac{F_r(\rho_n) P \beta \zeta(P)}{\mu_r(P) Z(P) P_{ат}} \right] dP + D, \quad (2)$$

$F_n, F_r$  — относительные фазовые проницаемости для жидкой и газовой фаз;  $\rho_n$  — насыщенность пласта нефтью;  $\mu_n, a_n$  — вязкость пла-

товой нефти и ее объемный коэффициент;  $P$  — давление;  $Z, \beta$  — коэффициент сжимаемости газовой фазы и температурная поправка;  $C$  — содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе;  $\mu_g$  — вязкость газовой фазы;  $P_{ат}$  — атмосферное давление;  $D$  — постоянная интегрирования;  $t$  — время.

$$Q_n = \frac{q_n}{\pi (r_1^2 - r_2^2) h k}, \quad (3)$$

$q_n$  — заданный отбор нефти в единицу времени;  $\pi (r_1^2 - r_2^2)$  — площадь второй нефтяной зоны (зоны отбора);  $h, k$  — мощность и проницаемость залежи.

Уравнение (1) решается при следующих граничных условиях:

$$\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_k} = \xi_k \left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_k}; \quad \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_r} = -\eta \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_k}; \quad (4)$$

$$T|_{r=r_k} = T_k,$$

где

$$\xi_k = \frac{F_v(\rho_{н\text{ост}}) \cdot \rho_{н1}}{\mu_v \cdot a_n(P_1)} + \frac{F_r(\rho_{н1}) P_1 \beta C(P_1)}{\mu_r(P_1) Z(P_1) P_{ат}};$$

$\rho_{н\text{ост}}$  — остаточная насыщенность в области внедрения воды;  $F_v$  — относительная фазовая проницаемость в области внедрения;  $\mu_v$  — вязкость пластовой воды;  $a_n$  — объемный коэффициент нефти;  $P_1$  — давление в первой нефтяной зоне;  $\rho_{н1}$  — насыщенность нефтью в первой нефтяной зоне;  $F_r$  — относительная фазовая проницаемость для газовой фазы;  $r_k$  — координата, определяющая положение водонефтяного контакта;  $\eta$  — регулирующий множитель (в частном случае, при  $\eta=1$  получается равнорасходное продвижение ГНК и ВНК).

Общее решение (1) с учетом (4) имеет вид:

$$T = T_k - \frac{\varepsilon(r_k) - \left(1 + \eta \frac{r_r}{r_k}\right) \xi_k \frac{q_n \mu_v}{2\pi h k F_v} \left[ \frac{r^2}{2} - \frac{r_k^2}{2} + r_k^2 \ln \frac{r_k}{r} \right] - \left[ \xi_k \frac{q_n \mu_v}{2\pi h k F_v} - \varepsilon(r_k) \right] \cdot \ln \frac{r_k}{r} + \psi(r) - \psi(r_k), \quad (5)$$

где

$$\varepsilon(r_k) = Q_n \frac{r_1^2 - r_2^2}{2};$$

$$\psi(r_k) = \frac{Q_n}{2} \left[ \frac{r_1^2 - r_2^2}{2} - r_2^2 \ln \frac{r_1}{r_2} \right] + Q_n \frac{r_1^2 - r_2^2}{2} \ln \frac{r_k}{r_1}.$$

При  $r_1 < r < r_k$

$$\psi(r) = \frac{Q_n}{2} \left[ \frac{r_1^2 - r_2^2}{2} - r_2^2 \ln \frac{r_1}{r_2} \right] + Q_n \frac{r_1^2 - r_2^2}{2} \ln \frac{r}{r_1}.$$

При  $r_2 < r < r_1$

$$\psi(r) = \frac{Q_n}{2} \left[ \frac{r^2 - r_2^2}{2} - r_2^2 \ln \frac{r}{r_2} \right].$$

При  $r_r < r < r_2$

$$\psi(r) = 0.$$

Из распределения (5) можно получить выражение для расхода нефти через галерею радиуса  $r_1$  и  $r_2$ . Этот расход определит количество нефти, перетекающие в единицу времени из первой и третьей нефтяных зон в зону отбора. Эти соотношения получаются в виде:

$$q_{н1} = q_n \frac{r_k^2 - r_1^2}{r_k^2 - r_r^2} + \left[ r_1^2 - r_r^2 - \eta \frac{r_r}{r_k} (r_k^2 - r_1^2) \right] \xi_k \frac{q_n \mu_v}{F_v}; \quad (6)$$

$$q_{н3} = q_n \frac{r_2^2 - r_r^2}{r_k^2 - r_r^2} + \left[ r_2^2 - r_r^2 - \eta \frac{r_r}{r_k} (r_k^2 - r_2^2) \right] \xi_k \frac{q_n \mu_v}{F_v}, \quad (7)$$

где  $q_n$  — заданный отбор нефти из залежи;  $q_v$  — расход внедряющейся в залежь воды в единицу времени.

Для перехода от средних показателей процесса в нефтяной области к показателям работы нефтяных добывающих скважин можно пользоваться общим распределением (5), известным образом [4, 5, 7] переходя от фиктивных напоров к давлениям и насыщенностям. Иногда в целях облегчения имеет смысл сводить расчеты для системы скважин к работе средней скважины. Тогда применительно к рассматриваемому случаю необходимо определить изменение во времени средневзвешенных давлений и насыщенностей во второй нефтяной зоне. Из (5), осредняя  $T$  по объему второй зоны, получим расчетное соотношение для определения искомым величин  $P_2$  и  $\rho_{н2}$  в любой момент времени.

$$T_k - \tilde{T}_2 = \frac{\varepsilon(r_k) - \left(1 + \eta \frac{r_r}{r_k}\right) \xi_k \frac{q_n \mu_v}{2\pi h k F_v} \left[ \frac{r_1^2 + r_2^2}{4} + \frac{r_k^2 r_1^2}{r_1^2 - r_2^2} \ln \frac{r_k}{r_1} + \frac{r_k^2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \ln \frac{r_k}{r_2} \right] + \xi_k \frac{q_n \mu_v}{2\pi h k F_v} \left[ \frac{1}{2} + \frac{r_1^2}{r_1^2 - r_2^2} \ln \frac{r_k}{r_1} - \frac{r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \ln \frac{r_k}{r_2} \right] - \frac{Q_n}{2} \left[ \frac{r_1^2 + r_2^2}{4} - \frac{r_1^2 r_2^2}{r_1^2 - r_2^2} \ln \frac{r_1}{r_2} \right]; \quad (8)$$

Выпишем теперь систему уравнений материального баланса. Для газоконденсатной области имеет:

$$q_{гг} = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1 - \rho_k) P_r \beta}{Z(P_r) P_{ат}} [1 - C(P_r) \bar{\gamma}(P_r)] + \frac{\rho_k S_k(P_r)}{a_k(P_r)} \right] [\Omega_{г0} + (\Omega_r - \Omega_{г0}) (1 - \rho_{н\text{ост}})] \right\} \quad (9)$$

$$q_k = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho_k}{a_k(P_r)} + (1 - \rho_k) \frac{P_r \beta C(P_r)}{Z(P_r) P_{ат}} \right] \times [\Omega_{г0} + (\Omega_r - \Omega_{г0}) (1 - \rho_{н\text{ост}})] \right\}, \quad (10)$$

где  $q_{гг}, q_k$  — отборы газа и конденсата из газоконденсатной области;  $P_r, \rho_k$  — давление и конденсатонасыщенность в газоконденсатной об-

ласти;  $\Omega_{г0}, \Omega_{г}$  — начальный и текущий объем пор газоконденсатной области;  $\rho_{нз\text{ост}}$  — остаточная насыщенность в области вытеснения нефти газоконденсатной смесью;  $C(P_r)$  — содержание конденсата в газовой фазе;  $a_k, S_k$  — объемный коэффициент жидкого конденсата и количество растворенного в нем газа.

Для третьей и первой нефтяных зон уравнения материального баланса запишутся в виде:

$$q_{нз} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho_{нз}}{a_n(P_3)} + (1 - \rho_{нз}) \frac{P_3 \beta C(P_3)}{Z(P_3) P_{ат}} \right] \Omega_{нз} + (\Omega_{нз0} - \Omega_{нз}) \frac{\rho_{нз\text{ост}}}{a_n(P_3)} \right\}; \quad (11)$$

$$q_{гнз} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1 - \rho_{нз}) P_3 \beta}{Z(P_3) P_{ат}} [1 - C(P_3) \bar{\gamma}(P_3)] + \frac{\rho_{нз} S_n(P_3)}{a_n(P_3)} \right] \Omega_{нз} + (\Omega_{нз0} - \Omega_{нз}) \frac{\rho_{нз\text{ост}} \cdot S_n(P_3)}{a_n(P_3)} \right\}; \quad (12)$$

$$q_{н1} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho_{н1}}{a_n(P_1)} + (1 - \rho_{н1}) \frac{P_1 \beta C(P_1)}{Z(P_1) P_{ат}} \right] \Omega_{н1} + (\Omega_{н10} - \Omega_{н1}) \frac{\rho_{н1\text{ост}}}{a_n(P_1)} \right\}; \quad (13)$$

$$q_{гн1} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1 - \rho_{н1}) P_1 \beta}{Z(P_1) P_{ат}} [1 - C(P_1) \bar{\gamma}(P_1)] + \frac{\rho_{н1} \cdot S_n(P_1)}{a_n(P_1)} \right] \Omega_{н1} + (\Omega_{н10} - \Omega_{н1}) \frac{\rho_{н1\text{ост}} \cdot S_n(P_1)}{a_n(P_1)} \right\}; \quad (14)$$

$$q_v = - (1 - \rho_{н1\text{ост}}) \frac{d\Omega_{н1}}{dt}; \quad (15)$$

где  $P_3, \rho_{нз}$  — давление и нефтенасыщенность в третьей нефтяной зоне;  $\Omega_{нз0}, \Omega_{нз}$  — начальный и текущих объем пор третьей нефтяной зоны;  $q_{нз}, q_{гнз}$  — расход нефти и газа в единицу времени через галерею с координатой  $r_2$ ;  $P_1, \rho_{н1}$  — давление и нефтенасыщенность в первой нефтяной зоне;  $\Omega_{н10}, \Omega_{н1}$  — начальный и текущий объем пор первой нефтяной зоны;  $q_{н1}, q_{гн1}$  — расход нефти и газа в единицу времени через галерею с координатой  $r_1$ ;  $\rho_{н1\text{ост}}$  — остаточная насыщенность в области внедрения воды;  $q_v$  — расход внедряющейся в залежь воды в единицу времени.

При разработке газоконденсатнефтяной залежи, сопровождающейся расширением газоконденсатной области, после некоторого снижения пластового давления происходит опережающее проникновение газовой фазы из газоконденсатной области в нефтяную. Для этого этапа прогнозирования уравнения (9)–(12) записываются в виде:

$$q_{гг} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1 - \rho_k) P_r \beta}{Z(P_r) P_{ат}} [1 - C(P_r) \bar{\gamma}(P_r)] + \frac{\rho_k S_k(P_r)}{a_k(P_r)} \right] \times \left[ \Omega_{г0} + (\Omega_{г} - \Omega_{г0}) (1 - \rho_{нз\text{ост}}) \right] - \frac{P_3 \beta}{Z(P_3) P_{ат}} \times [1 - C(P_3) \bar{\gamma}(P_3)] (\rho_{нз} - \rho_{нз\text{ост}}) [\psi(\rho_{нз}) \bar{\mu}(P_3) - 1] \frac{d\Omega_{г}}{dt} \right\}; \quad (16)$$

$$q_k = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho_k}{a_k(P_r)} + (1 - \rho_k) \frac{P_r \beta C(P_r)}{Z(P_r) P_{ат}} \right] \times \left[ \Omega_{г0} + (\Omega_{г} - \Omega_{г0}) (1 - \rho_{нз\text{ост}}) \right] - \frac{P_3 \beta C(P_3)}{Z(P_3) P_{ат}} \times (\rho_{нз} - \rho_{нз\text{ост}}) [\psi(\rho_{нз}) \bar{\mu}(P_3) - 1] \frac{d\Omega_{г}}{dt} \right\}; \quad (17)$$

$$q_{нз} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho_{нз}}{a_n(P_3)} + (1 - \rho_{нз}) \frac{P_3 \beta C(P_3)}{Z(P_3) P_{ат}} \right] \Omega_{нз} + (\Omega_{нз0} - \Omega_{нз}) \frac{\rho_{нз\text{ост}}}{a_n(P_3)} \right\} + \frac{P_3 \beta C(P_3)}{Z(P_3) P_{ат}} (\rho_{нз} - \rho_{нз\text{ост}}) \times [\psi(\rho_{нз}) \bar{\mu}(P_3) - 1] \frac{d\Omega_{г}}{dt}; \quad (18)$$

$$q_{гнз} = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1 - \rho_{нз}) P_3 \beta}{Z(P_3) P_{ат}} [1 - C(P_3) \bar{\gamma}(P_3)] + \frac{\rho_{нз} S_n(P_3)}{a_n(P_3)} \right] \Omega_{нз} + (\Omega_{нз0} - \Omega_{нз}) \frac{\rho_{нз\text{ост}} \cdot S_n(P_3)}{a_n(P_3)} \right\} + \frac{P_3 \beta}{Z(P_3) P_{ат}} [1 - C(P_3) \bar{\gamma}(P_3)] (\rho_{нз} - \rho_{нз\text{ост}}) \times [\psi(\rho_{нз}) \bar{\mu}(P_3) - 1] \frac{d\Omega_{г}}{dt}; \quad (19)$$

где

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_n}{\mu_r}$$

Учитывая, что скорость перераспределения давления в газоконденсатной области намного выше скорости перемещения ГНК, принимаем, что  $P_r(t) = P_3(t)$ . Используя при этом допущении приведенную систему уравнений материального баланса, получаем систему расчетных уравнений для определения основных показателей процесса и, в том числе, искомую величину  $q_{гг}(t)$  обеспечивающую при заданном  $q_n(t)$  заданный темп перемещения ГНК. Полученная система расчетных уравнений из (9)–(15) или (13)–(19) замыкается соотношением (6) и (7), а также соответствующим уравнением расхода внедряющейся в залежь воды. Переход от среднепластовых характеристик в нефтяной области к характеристикам работы нефтяных скважин осуществляется с помощью (8).

Отметим в заключение, что с использованием описанного подхода нами рассмотрены различные варианты разработки газоконденсатных залежей на естественном режиме и, в том числе, случай реализации описанного варианта в пласте полосообразной формы.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалев Ф. Г. Гидродинамические расчеты разработки газоконденсатных и газоконденсатнефтяных месторождений. Сб. науч. тр. ИПГНГМ АН Азерб. ССР, Баку, ЭЛМ, 1967.

2. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки газоконденсатных месторождений. Всесоюз. симпозиум: Пути повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. М., 1972.

3. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г. Газогидродинамические методы расчетов разработки газоконденсатнонефтяных месторождений. В кн. Разработка нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. М., Недра, 1978.

4. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Акперов Н. А. Некоторые особенности проектирования разработки газоконденсатных месторождений. Тр. конфер.: Основы направления совершенствования разработки газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками. Баку, 1981.

5. Абасов М. Т., Оруджалиев Ф. Г., Эйбатова Х. И. и др. О фильтрации легких нефтей в пористой среде. «Изв. АН Азерб. ССР», серия: наук о Земле, 1978, № 4.

6. Оруджалиев Ф. Г. Опережающая разработка нефтяной области газоконденсатнонефтяной залежи. Деп. в ВИНТИ от 28 авг. 1978 г., № 2904—78.

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.

Ф. Г. Оруджалиев

### СУ БАСГЫЛЫ РЕЖИМДЭ ГАЗКОНДЕНСЭ ЈАТАҒЫНЫН ИШЛӘНМӘСИНИН ХҮСУСИЈҖТЛӘРИНИН ТӘДГИГИНЭ ДАИР

Мәғаләдә субасгылы режимдә газконденсә јатағынын ишләнмә просесинин характерик кәстәричлиринә мәнсулдар јатағын контураһасы саһәсинин кечиричилијинин тә сирини мүәјјән етмәк үчүн апарылан тәдгигатын нәтичәләри верилір.

F. G. Orudjaliev

### TO THE INVESTIGATION OF THE PECULIARITIES OF GAS-CONDENSATE DEPOSITS DEVELOPMENT WITH WATER DRIVE

The author has suggested the results of investigation on setting the influence of productive and edge-counter spheres of a deposit upon the characteristic indices of the development process of gas-condensate deposit with water drive.

А. Э. КУЛИЕВ, **М. А. АБДИНОВ,** А. А. КУЛИБЕКОВ

### К ВОПРОСУ ПРОЦЕССА КАВЕРНООБРАЗОВАНИЯ В БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИНАХ

Одним из основных факторов, влияющих на успешную проводку скважины, является изменение диаметра ее ствола. Опыт бурения скважин в южных районах страны показывает, что во многих случаях наблюдается изменение диаметра ее ствола в большую сторону, т. е. происходит кавернообразование. При любом случае отклонение диаметра ствола скважины от номинального значения приводит к отрицательным последствиям. Изменение диаметра ствола скважины зависит от свойств бурового раствора и разбуриваемых пород, от гидродинамических и механических воздействий на проходимые породы.

Одной из причин кавернообразования является размыв стенок скважины восходящим потоком бурового раствора, механизм которого до настоящего времени относится к сложным и малоизученным гидродинамическим процессам. С точки зрения регулирования технологических процессов в бурении изучение механизма кавернообразования представляет важное теоретическое и практическое значение.

В настоящей статье на основании анализа результатов кавернометрии по 25 скважинам, пробуренным на месторождениях Булла-море и о. Булла, и теоретических исследований процесс кавернообразования рассматривается как результат размыва стенок скважины в зоне компоновки низа бурильной колонны под воздействием гидродинамических сил восходящего потока бурового раствора.

При этом используются известные данные о механических свойствах пород, слагающих разрез месторождения Карадаг [4], так как они идентичны с механическими свойствами пород рассматриваемых месторождений.

По механическим свойствам пород разрез рассматриваемых месторождений нами разделяется на три группы поинтервально. При этом пределы текучести пород при сжатии заимствованы из [1], а предел текучести пород при растяжении — из данных отечественных и зарубежных исследователей [1, 3]. По этим данным, между пределами прочности пород при сжатии и растяжении существует определенное соотношение. Причем с ростом твердости пород сопротивляемость их разрыву уменьшается. Следовательно, с ростом глубины залегания пород предел текучести при растяжении уменьшается. Прочностные свойства пород при сжатии, растяжении и вычисленные, исходя из гидродинамического метода расчета, сведены в табл. 1.

Анализ многочисленных кавернограмм показал, что в конце долбления диаметр скважины меньше, чем в начале долбления, и незначительно отличается от номинального диаметра долота. Это объясняется тем, что по мере углубления долота пройденные верхние интервалы промываются больше. Поэтому для изучения процесса размыва стенок скважины нами рассматривается последний интервал долбления, где

Таблица 1

Интервалы глубин, м	Предел текучести пород при сжатии, кг/мм <sup>2</sup>		Предел текучести пород при растяжении, кг/мм <sup>2</sup>		Предел текучести пород при растяжении (расчетное) кг/мм <sup>2</sup>		Кoeff. пропорциональности, К 10 <sup>5</sup> г/мм
	от	до	от	до	от	до	
1000	3200	10	25	1,40	1,90	—	—
3200	5000	15	40	3,90	1,40	1,65	2,50
5000	5900	4	15	0,35	0,90	0,85	2,95

влияние прочих факторов на процесс кавернообразования исключается. Процесс кавернообразования исследуется ниже глубины 3200 м, так как до этой глубины производится расширение опережающего ствола и этот интервал обсаживается технической колонной.

Для рассматриваемых площадей установлено, что с увеличением диаметра долота коэффициент кавернозности  $K_k$  (отношение среднего диаметра скважины к номинальному диаметру долота) уменьшается. Это видно из табл. 2 и подтверждает результаты исследований [2]. Следует отметить, что до настоящего времени отсутствует единое мнение по вопросу влияния размера долота на коэффициент кавернозности.

Таблица 2

Диаметр долота, мм	149	151	188	190	269	292	295
Кoeffициент кавернозности,	1,40	1,32	1,39	1,28	1,20	1,15	1,12

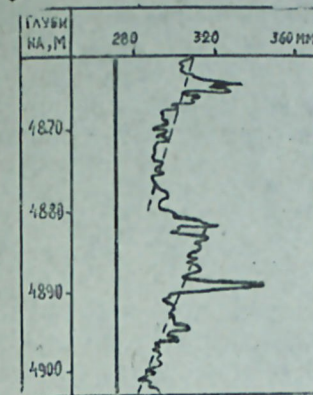
Как видно из табл. 2, при бурении алмазными долотами коэффициент кавернозности больше, чем при бурении трехшарошечными долотами.

В настоящей работе механизм размыва стенок скважины буровым раствором представляется следующим образом. В зоне компоновки низа буровой колонны существует критическое значение скорости восходящего потока, превышение которого приводит к процессу размыва пород на стенках скважины. Процесс размыва пород на стенках скважины достигается в результате возникновения в них разрывающего напряжения, что связано с динамическим давлением восходящего потока бурового раствора.

В результате анализа многочисленных кавернограмм установлено, что за период долбления за счет большой продолжительности встречи жидкости со стенкой скважины верхняя часть ствола размывается больше, чем нижняя. В качестве примера приводится кавернограмма последнего интервала долбления перед замером — скв. № 26, пробуренная на площади Булла-море.

Как видно из рис. ствол скважины в интервале последнего долбления приобретает форму усеченного конуса с малым основанием у забоя, средний диаметр скважины увеличивается до некоторого максимума, при котором скорость восходящего потока снижается до минимума. Величины размывающей скорости восходящего потока и разрушаю-

щего напряжения определяются при следующей схематизации задачи: 1) породы, расположенные в рассматриваемой зоне компоновки низа буровой колонны являются однородными; 2) процесс размыва происходит при медленно изменяющемся движении промывочной жидкости в кольцевом пространстве.



Кавернограмма в интервале 4862—4918 м скв. 26 площади Булла-море.

Напишем максимальное и минимальное значения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве, заключенном между корпусом турбобура и стенкой скважины при турбинном бурении или между УБТ и стенкой скважины при роторном бурении.

$$V_{\max} = 1,274 \cdot \frac{Q}{D_d^2 - D_T^2} \quad (1) \quad V_{\min} = 1,274 \cdot \frac{Q}{D_k^2 - D_T^2} \quad (2)$$

где  $Q$  — расход промывочной жидкости;  $D_d$  — номинальный диаметр долота;  $D_T$  — наружный диаметр УБТ или диаметр корпуса турбобура;  $D_k$  — средний диаметр ствола скважины после образования каверны;

Дифференциальное уравнение для медленно изменяющегося движения бурового раствора в зоне компоновки низа буровой колонны;

$$\frac{dF}{F} = - \frac{dV}{V}, \quad (3)$$

где  $F$  — площадь кольцевого сечения;  $V$  — скорость восходящего потока в кольцевом сечении.

Допуская, что в процессе размыва пород на стенках скважины ее радиус получает приращение на величину  $dR$ , определяем элементарное приращение площади кольцевого сечения:

$$dF = \pi \cdot D_d \cdot dR + \pi (dR)^2. \quad (4)$$

Пренебрегая величиной  $\pi (dR)^2$  ввиду ее бесконечной малости, и интегрируя уравнение (3) с учетом (4), получим:

$$V_{\min} = V_{\max} \cdot \exp \left[ - \frac{2D_d}{D_d^2 - D_T^2} (D_k - D_d) \right]. \quad (5)$$

Учитывая, что размыв стенок скважины восходящим потоком бурового раствора является результатом отрыва частиц под воздействием

растягивающего напряжения  $\sigma_p$ , условия размыва пород на элементарной длине стенки скважины  $dl$  можем написать следующим образом:

$$2\pi(R_d + dR) \cdot dl \cdot \sigma_p = \rho C_f \frac{V_{\min}^2}{2} \cdot 2\pi R_d \cdot dR, \quad (6)$$

где  $\rho$  — плотность бурового раствора;  $C_f$  — коэффициент сопротивления трения жидкости о стенки скважины.

Интегрируя уравнение (6) в пределах от 0 до  $l_T$  и от  $R_d$  до  $R_k$  (где  $l_T$  — длина турбобура или УБТ), получим выражение для определения величины напряжения, необходимого для отрыва частиц породы от стенки скважины восходящим потоком.

$$\sigma_p = \frac{\rho C_f D_d (D_k - D_d) V_{\min}^2}{4l_T D_k}. \quad (7)$$

Следует отметить, что предел текучести пород при растяжении, вычисляемый по формуле (7), достаточно хорошо согласуется с данными других исследователей [4], которые прочностные свойства этих пород определили механическими методами. Такое удовлетворительное согласование результатов определения прочности пород на растяжение дает основание предложить формулу (7) как экспресс-метод определения механических свойств пород.

Размыв пород на стенках бурящейся скважины относится к процессам органического роста, т. е. изменение скорости размыва относительно скорости восходящего потока пропорционально величине самой скорости размыва. Обозначив скорость размыва пород  $V_p$ , а скорость восходящего потока  $V_n$  на основании изложенного дифференциальный закон процесса размыва пишем в виде:

$$\frac{dV_p}{dV_n} = K V_p, \quad (8)$$

где  $K$  — коэффициент пропорциональности, учитывающий свойства горных пород,  $ч/м$ .

Интегрируя уравнение (8) и задавшись начальными условиями  $V_p = V_{p_0}$  при  $V_n = V_{n_0}$  получим частное ее решение:

$$V_p = V_{p_0} \cdot e^{K(V_n - V_{n_0})} \quad (9)$$

где  $V_{p_0}$  — начальная скорость размыва.

Уравнение (9) представляет собой интегральный закон процесса размыва пород на стенках скважины восходящим потоком жидкости.

Учитывая, что предельные значения скорости восходящего потока равны  $V_n = V_{n_{\max}}$  и  $V_{n_0} = V_{n_{\min}}$ , для этого случая скорость размыва пород определяется по формуле:

$$V_p = V_{p_0} \cdot \exp \left[ 1,274 \cdot K \cdot Q \frac{D_k^2 - D_d^2}{(D_d^2 - D_T^2)(D_k^2 - D_T^2)} \right]. \quad (10)$$

Коэффициент пропорциональности  $K$ , входящий в формулу (10) находится на основании обработки кавернограмм скважин. Для этого достаточно рассмотреть изменение диаметра скважины в последнем интервале долбления перед замером, где известны значения диаметров

в начале и конце долбления и время, затраченное на промывку. Вычисленные значения коэффициента пропорциональности для двух интервалов глубин скважин, пробуренных на морских месторождениях Булла-море и о. Булла, приведены в табл. 1.

В результате обработки кавернограмм указанных 25 скважин установлено, что закономерность изменения диаметра скважины в зависимости от времени промывки носит линейный характер и описывается формулой:

$$D_k = D_d + 1,028 \cdot t_n, \quad (11)$$

где  $t_n$  — время бурения и промывки рассматриваемого интервала,  $ч$ .

Принимая коэффициент трения жидкости к стенке скважины  $C_f = 0,8$ , из совместного решения уравнений (7) и (11) получим формулу для определения предельного значения скорости восходящего потока, при котором процесс размыва пород прекращается:

$$V_{\min} = 2,21 \sqrt{\frac{l_T \cdot \sigma_p (D_d + 1,028 \cdot t_n)}{\rho D_d t_n}}. \quad (12)$$

Таким образом, после каждого долбления происходит размыв предыдущего забоя и ствол скважины приобретает форму ближе к цилиндрической. После нескольких долблений ствол скважины приобретает цилиндрическую форму и процесс размыва полностью отсутствует. Для рассматриваемых площадей это расстояние от забоя находится в пределах 150—200 м.

#### Выводы

1. Разработана расчетная схема для определения предельного значения скорости восходящего потока, при котором процесс размыва пород на стенках бурящейся скважины прекращается.
2. Предложена методика определения прочности пород на стенках скважины, в частности предела текучести при растяжении путем их размыва буровым раствором.

#### Литература

1. Графт Б. С. Прочность горных пород на растяжение и сжатие. Oil and Gas j., 1957, 1/XII, т. 55, № 26, стр. 138.
2. Симоненков И. Д. и др. Влияние диаметра бурения и фактора времени на процесс кавернообразования. Сб. «Вопросы геологии и бурения нефтяных и газовых скважин», вып. 2. Элиста, 1972.
3. Спивак А. И. Механика горных пород. М., «Недра», 1967.
4. Фараджев Т. Г., Фаталиев М. Д. Горные породы Азербайджана и пути их эффективного разрушения. Азербешр, Баку, 1965.

А. Е. Гулијев, М. А. Абдинов, А. А. Гулубэјов

#### ГАЗМАДА КЭҢ ЭМЭЛЭКЭЛМЭСИ МЭСЭЛЭСИНЭ ДАИР

Мэгалэдэ гују диварынын јујулмасынын нээри тэдгиги вэ дэрин дэниз гујуларынын кэҗ диаграмларынын анализи нэтичэсигидэ јујучу мајенин гују диварыны јумајан минимал сүр'этинин гијмэтинин тэјин етмэк үчүн асылдыг тэклиф едилишидир.

Тэклиф олунмуш асылдыгдан истифаде эдэрэк гују диварыны тэшкил эдэн дағ сүхурунун мөһкөмлигини вэ о чүмләдэн онун дартылама көркилијиндэн ахма һэддини тэјин етмэк мүмкүндүр.

## TO THE PROBLEM OF CAVITY FORMATION IN DRILLING WELLS

As a result of theoretical studies of rock wash-out process and deep sea wells caliper logs analysis the authors have offered the calculated scheme to determine non-washing out minimal rate of ascending flow of drilling fluid.

The given calculated scheme also gives the opportunity to determine rocks solidity on well walls and in particular to determine their fluidity limit in the process of stretch.

## СОДЕРЖАНИЕ

М. Т. Абасов, Х. И. Дадаш-заде, Ф. Г. Оруджалиев. Вытеснение легкой нефти водой	3
Г. И. Джалалов, А. М. Мамедов. О некоторых способах решения нелинейного дифференциального уравнения нестационарной фильтрации жидкости в деформируемых коллекторах	11
Р. А. Мусаев, Н. Д. Таиров, Э. Г. Халилов, М. И. Абдуллаев, Т. К. Джабраилова. Исследование синергического эффекта щелочно-силикатных растворов при вытеснении нефти водой	22
Ш. Ф. Гусейнова. Исследование влияния размещения скважин на нефтеотдачу при площадной закачке воды в пласт	28
Б. А. Багиров. Изучение геологической неоднородности с использованием теории сплайнов	33
Т. Ю. Багаров, Э. Б. Велиева, К. Н. Каграманова. К оценке кондиционных пределов продуктивных пластов в практике подсчета запасов нефти	38
Э. Х. Азимов. Исследование стационарной фильтрации реального газа в пласте	44
Х. Ф. Азизов, Т. С. Амирбеков. О неустановившемся притоке жидкости в круговой батарее несовершенных скважин	50
Ф. Г. Оруджалиев. К исследованиям особенностей разработки газоконденсатных залежей на водонапорном режиме	57
Г. И. Джалалов, С. М. Салманов, Ф. М. Мустафаев. Исследование влияния инерционных сопротивлений на процесс обводнения скважин в залежах с трещиноватыми коллекторами	63
Ю. В. Садыхов, М. А. Абдинов, А. Э. Кулиев, А. А. Кулибеков. Исследование влияния температуры среды на жидкость компоновки низа буровой колонны при проводке наклонных скважин	72
А. А. Иманов, У. Х. Ахундов. Условия проводки и выбор эффективного сочетания долот и способов бурения на площади Булла-море	77
Г. М. Эфендиев. Вероятностно-статистический анализ характера изнашивания и оценка надежности долот ИСМ	81
А. А. Алиев. Задача о максимизации прибыли для модели нефтяного месторождения	86
А. Х. Шахвердиев. Исследование процесса фильтрации жидкости в чистотрещиноватом пласте с упругопластическими породами	96
Б. А. Багиров, С. Ф. Шабанов. Об изменении теплового поля залежи в процессе разработки	101
Ф. Г. Оруджалиев. К вопросам разработки газоконденсатнонефтяных месторождений	107
А. Э. Кулиев, М. А. Абдинов, А. А. Кулибеков. К вопросу процесса кавериообразования в бурящихся скважинах	113

80 гэл.  
коп.

Индекс  
76397