

ПРАВИЛА ДЛЯ АВТОРОВ  
ЖУРНАЛА «ИЗВЕСТИЯ» СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Представляемые в редакцию материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

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

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

Статьи, напечатанные на портативной машинке, не принимаются.

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

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

Статьи представлять в двух экземплярах, напечатанные

и должны быть написаны четко. При  
енный. Индексы в степени необходимо  
рху, соответственно:  $A^1$ ,  $B^2$  и т. д.  
и карандашом (в кружок). Буквы готи-  
ь не рекомендуется. Необходимо четко  
ные буквы латинского алфавита, име-  
) , букву l и римскую единицу.

ваются двумя черточками снизу, а  
ки  $\odot$ ,  $\otimes$ ,  $\oplus$ ,  $\square$ ,  $\square$ ,  $\diamond$ ,  $\pi$ ,  $\times$ ,  $\phi$ ,  $\psi$

держиваться международной системы

языках должны иметь резюме соот-  
иках, а также на английском.

азать адрес и номер телефона автора

АЗƏРБАЙҘАН ССР ЕЛМЛƏР АКАДЕМИЈАСЫНЫН

Х Ə Б Ə Р Л Ə Р И

И З В Е С Т И Я

АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР

ЈЕР ЕЛМЛƏРИ СЕРИЈАСЫ

Нефт

\*

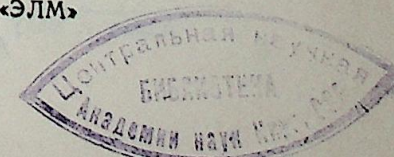
СЕРИЯ НАУК О ЗЕМЛЕ

Нефть

№ 5

1988

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



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ: Ак. А. Али-заде (главный редактор), Р. А. Абдуллаев, Б. А. Багиров, И. С. Джафаров, Т. А. Исмаил-заде, И. Г. Керимов, А. М. Кулиев, Х. С. Мамедов, М. А. Мусеибов, Ф. Г. Оруджалиев, А. М. Панахов (ответственный секретарь), С. Г. Салаев (зам. главного редактора), М. К. Сеид-Рза, Н. Д. Таиров (зам. главного редактора), Н. Ш. Ширинов (зам. главного редактора).

Во 2-ом номере журнала на стр. 22 название статьи следует читать так: «О методах решений нестационарных задач фильтрации жидкости в трещиновато-пористых коллекторах».

© Издательство «Элм», 1988 г.

УДК 532.546.+622.276

Г. И. БАРЕНБЛАТ, К. С. БАСНИЕВ, И. Н. КОЧИНА

### ОБ ОСНОВНЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯХ ТЕОРИИ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПОРОДАХ

В работе представлена новая математическая модель фильтрации газоконденсатных смесей в трещиновато-пористой среде.

При интенсивном отборе из трещиновато-пористого пласта газоконденсатной смеси давление в трещинах вследствие их малого объема и большой проницаемости быстро падает. Возникает значительный перепад давления между блоками и трещинами. Поскольку скорость выпадения конденсата в пористой среде быстро возрастает с ростом градиента давления, и перепад давления в пористых блоках сосредотачивается вблизи их границ, возникает следующая картина. В трещинах происходит совместная фильтрация газа и конденсата, сопровождающаяся переходом части газа в конденсат. В основном объеме пористых блоков фильтрация остается чисто газовой, поскольку из-за малости градиента давления мала скорость выпадения конденсата и выпадающий конденсат неподвижен. На границах блоков градиент давления велик и велика скорость выпадения конденсата. Поэтому на границах пористых блоков возникает тонкая оболочка, в которой происходит интенсивное выпадение конденсата и двухфазное движение смеси. Эта оболочка создает дополнительное сопротивление перетоку газа из блоков в трещины и тем оказывает существенное влияние на газо- и конденсатоотдачу.

1. Введение. Основные физические представления. В монографии М. Муската [1] были изложены идеи, которые лежат сейчас в основе современных представлений о фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. В работах А. Х. Мирзаджанзаде с сотр. [2, 3] была предложена математическая модель этого явления, адекватная на той его стадии, когда насыщенность пористой среды выпадающим конденсатом мала, выпавший конденсат не образует связной области и остается неподвижным. В [4] была рассмотрена общая схема фильтрации газоконденсатных смесей в трещиновато-пористой среде. В работах М. Т. Абасова с сотрудниками были составлены и решены дифференциальные уравнения движения газоконденсатной смеси с полным учетом реальных свойств флюидов и фазовых переходов в бинарной постановке и коллекторах различных типов [5, 6, 7]. На основе предложенной математической модели получен, исследован и апробирован комплекс газогидродинамических решений прогнозирования разработки газоконденсатных месторождений.

Фильтрация газоконденсатных смесей в трещиновато-пористых породах обладает определенной особенностью, которая оказалась принципиальной.

Начальное давление газа в пласте  $p_0$  обычно равно давлению начала выпадения конденсата. Это связано с условиями формирования месторождения, в ходе которого жидкие углеводороды вытесняются более легкими газообразными, и вытеснение — неполное. Если давление на скважинах упало достаточно низко, то в силу высокой проницаемости и малого относительного объема трещин давление в трещинах сильно понижается и создается значительный перепад давления между блоками и трещинами. В силу особенностей фильтрации газа этот перепад сосредоточивается, в основном, вблизи границ пористых блоков. Скорость выпадения конденсата приблизительно пропорциональна квадрату градиента давления [2, 3]. Поэтому в основном массиве пористых блоков фильтрация происходит в газовой фазе: скорость выпадения конденсата мала, мала конденсатонасыщенность, и выпавший конденсат в основном массиве блока неподвижен. В тонкой оболочке вблизи границ блоков скорость выпадения конденсата велика и при достаточно малом давлении в трещинах конденсат может стать подвижным. Подвижный конденсат в оболочке оказывает существенное гидродинамическое сопротивление истечению газа из пористых блоков, в которых газ в основном содержится. Поэтому формирование оболочки подвижного конденсата насыщенных газом пористых блоков оказывает существенное влияние на газо- и конденсатотдачу.

При построении модели фильтрации газоконденсатной смеси в оболочках пористых блоков оказывается необходимым дать обобщение модели Мирзаджанзаде [2, 3], поскольку насыщенность конденсата в оболочке высока и конденсат подвижен. Уравнения обобщенной модели получаются более сложными, и в общем случае простота модели Мирзаджанзаде утрачивается. Однако оказывается, что в оболочках, благодаря их тонкости, движение смеси можно считать одномерным и квазистационарным: так достигается существенное упрощение.

Итак, в основу модели фильтрации газоконденсатной смеси в трещиновато-пористых породах полагается следующая физическая схема. Пока насыщенность конденсатом в блоках мала и конденсат в блоках неподвижен, в блоках происходит чисто газовая фильтрация. Выпадающий в блоках конденсат неподвижен и остается в блоках; в трещинах может происходить дальнейшее выпадение конденсата, который уже движется по трещинам. При значительном пере-

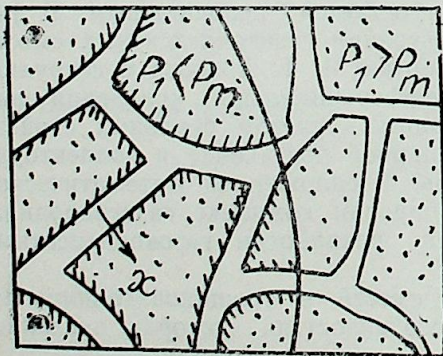


Рис. 1. Схема трещиновато-пористой среды

паде давлений между блоками и трещинами, который возникает при интенсивном отборе, на границах блока возникает оболочка, в которой также происходит двухфазное движение (рис. 1). Это связано с тем, что скорость выпадения конденсата приблизительно пропорциональна квадрату градиента давления, а градиент давления сосредоточивается вблизи границ блоков.

Поэтому оболочка — тонкая и внутренняя граница оболочки мало отличается от границы блока. Следовательно, массовый поток газа из блоков в оболочку с большой точностью совпадает с массовым потоком газа из блоков в трещины, но при давлении в трещинах, равном давлению газа на внутренней границе оболочки  $p_m$ , большем истинного давления в трещинах  $p_1$ . Этот массовый поток меньше, чем поток, отвечающий давлению газа  $p_1$  в трещинах. Движение в оболочке квазистационарно, поэтому массовый поток газа из блоков в оболочку равен массовому потоку смеси в трещины. Таким образом, поток смеси в трещины при выпадении конденсата существенно уменьшается вследствие дополнительного сопротивления течения конденсата через оболочку. Это течение автоматически регулируется так, чтобы на оболочке создавались перепад давления от  $p_m$  до  $p_1$ , и, вместе с тем, массовый поток смеси, соответствующий давлению в блоках  $p_2$  и давлению на границе блоков, равному давлению начала движения конденсата  $p_m$ , а не меньшему давлению  $p_1$ . Автоматическая регулировка достигается за счет толщины оболочки, которая играет в математической модели роль собственного значения. Дополнительное упрощение модели достигается за счет того, что в трещинах, по которым происходит движение смеси, относительные фазовые проницаемости равны насыщенностям соответствующих компонент.

2. Обобщенная модель фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. Для получения основных соотношений модели движения газоконденсатных смесей в оболочках пористых блоков необходимо учесть, что жидкая фаза, накапливаясь в пористой среде, может образовывать связную область и также становиться подвижной.

Уравнения баланса массы обеих компонент смеси в пористой среде с учетом массообмена между фазами записываются в виде:

$$\begin{aligned} m \partial_t (\rho_g \sigma) + \operatorname{div} (\rho_g u_g) + Q &= 0, \\ m \partial_t (\rho_g (1 - \sigma)) + \operatorname{div} (\rho_f u_f) - Q &= 0. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Здесь  $\rho$  — плотность,  $u$  — скорость фильтрации,  $m$  — пористость,  $t$  — время,  $Q$  — масса газа, переходящего в жидкую фазу в единице объема пористой среды за единицу времени. Индексом  $f$  здесь и далее обозначаются величины, относящиеся к жидкой фазе, индексом  $g$  — величины, относящиеся к газовой фазе. Движение обеих компонент считается безинерционным, поэтому уравнения движения обеих фаз записываются в форме закона Дарси:

$$v_g = - (k/\mu_g) f_g(\sigma) \operatorname{grad} p, \quad u_f = - (k/\mu_f) f_f(\sigma) \operatorname{grad} p. \quad (2.2)$$

Здесь  $k$  — абсолютная проницаемость пористой среды,  $f(\sigma)$  — относительная фазовая проницаемость соответствующей компоненты,  $\mu$  — динамическая вязкость,  $p$  — общее давление фаз (капиллярным давлением пренебрегается). Ввиду тонкости оболочки через нее быстро проходит много объемов смеси, неравновесные эффекты не-

существенны и относительные проницаемости  $f_f$  и  $f_g$  можно считать заданными функциями газонасыщенности.

Для замыкания системы уравнений (2.1) нам осталось определить величину  $Q$  — интенсивность превращения газа в конденсат. Сделаем предположение (на самом деле весьма грубое и нуждающееся в коррекции, для которой, однако, пока нет достаточных экспериментальных данных), что закономерности перехода газ—жидкость в породе те же, что и в открытом сосуде, и могут быть определены, например, по данным испытаний в бомбе PVT. Из общих термодинамических соображений ясно, что при бесконечно малом изменении давления  $dp$  и температуры  $dT$  приращение  $dV$  объема конденсата, выпавшего из единицы массы газа составляет:

$$dV = \Phi(p, T) dp + \Psi(p, T) dT, \quad (2.3)$$

где  $\Phi, \Psi$  — некоторые функции давления и температуры. Вследствие большой теплоемкости скелета пласта можно считать, что выпадение конденсата происходит изотермически, так что  $dV = \Phi(p, T) dp$ . Отсюда интегрированием при постоянном  $T$  получаются зависимости  $V(p, T)$  — изотермы конденсации. Пример изотермы конденсации приведен на рис. 2, где  $V_k$  — объем выпавшего конденсата (в см<sup>3</sup>) на 1 м<sup>3</sup> газа (приведенного к атмосферным условиям).

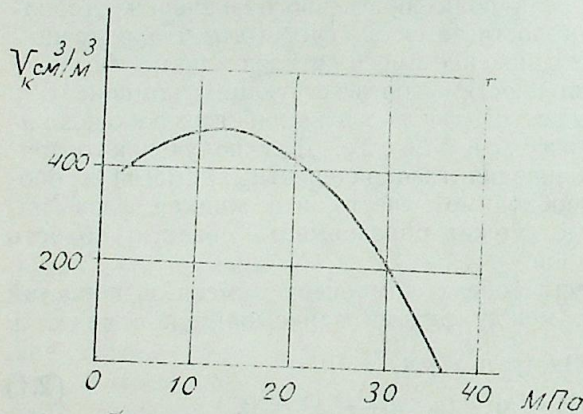


Рис. 2. Изотерма конденсации

Поскольку масса газа в единице объема породы составляет  $\rho_g \sigma m$ , для  $Q$  справедливо соотношение

$$Q = \rho_g \sigma m \Phi(p, T) (dp/dt), \quad (2.4)$$

где функцию  $\Phi(p, T) = dV/dp$  можно считать известной из предварительных экспериментов с газоконденсатной смесью в бомбе PVT. Здесь объем выпавшего конденсата  $V(p, T_0)$ , в отличие от рис. 2, отнесен в единице массы смеси. Выражение для скорости изменения давления в частице газа записывается в виде  $dp/dt = \partial_t p + \omega_g \text{grad } p$ , где  $\omega_g = u_g/m \sigma$  — «истинная» скорость движения газа в порах. Таким образом, система уравнений фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде принимает вид:

$$m \partial_t (\rho_g \sigma) - \text{div} \left[ \frac{k}{\mu_g} \rho_g f_g(\sigma) \text{grad } p \right] + \rho_g m \sigma \Phi(p, T) \frac{dp}{dt} = 0. \quad (2.5)$$

$$m \partial_t (\rho_f (1 - \sigma)) - \text{div} \left[ \frac{k}{\mu_f} \rho_f f_f(\sigma) \text{grad } p \right] - \rho_g m \sigma \Phi(p, T) \frac{dp}{dt} = 0. \quad (2.6)$$

Предполагается, что

$$\rho_f = \text{const}, T = T_0 = \text{const}, \rho_g = \rho_g(p, T_0), \Phi = \Phi(p, T_0) \quad (2.7)$$

— заданные величины, так что система (2.5)—(2.6) — замкнута. Систему (2.5)—(2.6) следует дополнить начальными условиями: начальными распределениями газонасыщенности  $\sigma$  и давления  $p$ . О граничных условиях будет сказано ниже.

3. Фильтрация газоконденсатной смеси в пористых блоках. Модель Мирзаджанзаде. Складывая уравнения (2.5)—(2.6), находим

$$m \partial_t [\rho_g + (\rho_f - \rho_g) (1 - \sigma)] - \text{div} \left\{ \left[ \frac{k}{\mu_g} \rho_g f_g(\sigma) + \frac{k}{\mu_f} \rho_f f_f(\sigma) \right] \text{grad } p \right\} = 0. \quad (3.1)$$

В условиях Астраханского месторождения и ему подобных плотность газа по порядку величины совпадает с плотностью конденсата. Так, при давлении 60 МПа, характерном для месторождений этого типа, плотность газа в пластовых условиях составляет  $\sim 400$  кг/м<sup>3</sup>, а плотность конденсата  $\sim 600$ —700 кг/м<sup>3</sup>.

В блоках газонасыщенность близка к единице. Поэтому можно пренебречь членом  $(\rho_f - \rho_g) (1 - \sigma)$  по сравнению с  $\rho_g$  и членом  $\rho_f f_f(\sigma)/\mu_f$  по сравнению с  $\rho_g f_g(\sigma)/\mu_g$ . Далее, при  $\sigma$  близких к единице  $f_g(\sigma)$  также близка к единице. Пренебрегая малыми членами, приводим (3.1) к виду обычного уравнения фильтрации газа в пористой среде

$$m \partial_t \rho_g - \text{div} \left( \frac{k}{\mu_g} \rho_g \text{grad } p \right) = 0. \quad (3.2)$$

В случае изотермической фильтрации термодинамически идеального газа уравнение (3.2) принимает стандартную форму

$$\partial_t p = a^2 \Delta p^2, \quad a^2 = k/2m \mu_g. \quad (3.3)$$

Далее, поскольку газонасыщенность  $\sigma$  близка к единице, вкладом фильтрационного потока конденсата (вторым членом уравнения (2.6)) можно пренебречь. Раскрывая  $dp/dt$ , приводим уравнение (2.6) к виду:

$$- \partial_t \sigma - \frac{\rho_g \sigma \Phi(p, T_0)}{\rho_f} \left[ \partial_t p - \frac{k}{\mu_g m \sigma} (\text{grad } p)^2 \right] = 0. \quad (3.4)$$

Полагая давление смеси мало отличающимся от давления начала выпадения конденсата, можно принять  $\Phi = -A = \text{const}$ . Полагая, далее, газ термодинамически идеальным, так что  $\rho_g = \rho_p p / p_0$ , где

$\rho_0 = \rho_g(p_0)$  — начальная плотность газа, находим, интегрируя (3.4), выражение для газонасыщенности:

$$\ln \frac{\sigma_0}{\sigma} = \frac{A \rho_0}{2 \rho_f \rho_0} [p_0^2 - p^2] + \frac{A k \rho_0}{\rho_0 m \rho_f \nu_g} \int_0^t \frac{p (\text{grad } p)^2 dt}{\sigma} \quad (3.5)$$

Здесь  $\sigma_0$  — газонасыщенность в начальный момент.

Для нас представляет специальный интерес определение давления  $p_m$  на внутренней границе оболочки, при котором достигается равенство  $\sigma = \sigma_*$ , где  $\sigma_*$  — газонасыщенность, при которой конденсат становится подвижным. Имеем, очевидно

$$\ln \frac{\sigma_0}{\sigma_*} = \frac{A \rho_0}{2 \rho_f \rho_0} [p_0^2 - p_m^2] + \frac{A k \rho_0}{\rho_0 m \rho_f \nu_g} \int_0^t \frac{p (\text{grad } p)^2 dt}{\sigma} \quad (3.6)$$

Таким образом, фильтрация газа внутри блоков под тонкой оболочкой подвижного конденсата, если давление в трещинах упало ниже  $p_m$ , описывается уравнениями (3.3), (3.5) — моделью Мирзаджанзаде. Если давление в трещинах больше или равно  $p_m$ , блоки не содержат подвижного конденсата. Если давление в блоках меньше  $p_m$ , конденсат подвижен во всем блоке.

4. Фильтрация газоконденсатной смеси в оболочках пористых блоков. Предположим теперь, что давление газа в трещинах  $p_1$  становится меньшим давлением начала появления подвижного конденсата в блоках  $p_m$ , а давление газа в пористых блоках везде за исключением тонкой пограничной оболочки, остается большим  $p_m$ . Ввиду тонкости оболочки, в которой происходит двухфазное движение, компонента градиента давления по направлению нормали к границе значительно превышает обе компоненты по касательным направлениям, и фильтрацию смеси в оболочке можно считать одномерным движением в направлении нормали к границе блока (рис. 1). Вводя локальную систему координат с осью  $x$ , направленной по нормали к границе блока (рис. 1), записываем уравнения фильтрации смеси в оболочке в виде:

$$m \partial_t (\rho_g \sigma) - \partial_x \left[ \frac{k \rho_g}{\nu_g} f_g(\sigma) \partial_x p \right] - \rho_g \frac{k f_g(\sigma)}{\nu_g} \Phi(p, T_0) (\partial_x p)^2 = 0 \quad (4.1)$$

$$m \partial_t (\rho_f (1 - \sigma)) - \partial_x \left[ \frac{k \rho_f}{\nu_f} f_f(\sigma) \partial_x p \right] + \rho_g \frac{k f_g(\sigma)}{\eta_g} \Phi(p, T_0) (\partial_x p)^2 = 0. \quad (4.2)$$

Ввиду малости толщины оболочки по сравнению с размером блоков фильтрацию в ней можно считать квазистационарной. Поэтому первыми членами в уравнениях (4.1) и (4.2) можно пренебречь, и система принимает вид:

$$-\partial_x \left[ \frac{k \rho_g}{\nu_g} f_g(\sigma) \partial_x p \right] - \rho_g \frac{k f_g(\sigma)}{\nu_g} \Phi(p, T_0) (\partial_x p)^2 = 0, \quad (4.3)$$

$$-\partial_x \left[ \frac{k \rho_f}{\nu_f} f_f(\sigma) \partial_x p \right] + \rho_g \frac{k f_g(\sigma)}{\nu_g} \Phi(p, T_0) (\partial_x p)^2 = 0. \quad (4.4)$$

Складывая уравнения (4.3) и (4.4), и интегрируя, получаем закон сохранения полного массового потока:

$$\left[ \frac{\kappa}{\nu_g} \rho_g f_g(\sigma) + \frac{k}{\nu_f} \rho_f f_f(\sigma) \right] \partial_x p = -M, \quad (4.5)$$

где  $M$  — постоянная по толщине оболочки величина полного потока массы через единицу площади оболочки.

Примем снова непринципиальное, но сильно упрощающее расчеты предположение, что давление  $p_1$  в трещинах незначительно отличается от давления начала выпадения конденсата  $p_*$ . Тогда в уравнениях (4.3) — (4.5) можно принять постоянной плотность газа  $\rho_g$ , так же как и величину  $\Phi(p, T_0)$ ;

$$\rho_g(p, T_0) = \text{const} = -A, \quad (p < p_*). \quad (4.6)$$

Разумеется, обе постоянные,  $\rho_g$  и  $A$ , зависят от температуры. Из соотношения (4.5), получаем

$$dp/dx = -M/k [f_g(\sigma) + (\nu_g \zeta_f / \nu_f \zeta_g) f_f(\sigma)] \rho_g / \nu_g. \quad (4.7)$$

Подставляя (4.7) в (4.3), находим

$$\frac{dF(\sigma)}{dx} - \frac{M \nu_g F^2(\sigma) \Phi(p, T_0)}{\zeta_g k f_g(\sigma)} = 0. \quad (4.8)$$

Здесь  $F(\sigma)$  — обобщенная функции Леверетта

$$F(\sigma) = f_g / [f_g + (\nu_g \rho_f / \nu_f \rho_g) f_f]. \quad (4.9)$$

Используя приближение (4.6), получим из (4.8) уравнение для определения газонасыщенности

$$dF(\sigma)/dx = -MAF^2(\sigma) \nu_g / f_g(\sigma) \rho_g k. \quad (4.10)$$

Окончательно находим

$$dx = -\rho_g k F'(\sigma) f_g(\sigma) d\sigma / MAF^2(\sigma) \nu_g, \quad (4.11)$$

$$dp = F'(\sigma) d\sigma / AF(\sigma). \quad (4.12)$$

Система (4.11) — (4.12) легко интегрируется в общем виде. Пусть толщина оболочки равна  $h$ , обозначим

$$\zeta = x/h, \quad \lambda = M \nu_g Ah / k \rho_g, \quad P = p/p_m. \quad (4.13)$$

Условия на границах оболочки: внутренней  $\zeta = -1$ , ( $x = -h$ ), и внешней  $\zeta = 0$  имеют вид:

$$\sigma(-1) = 1, \quad P(0) = P_0 = p_1/p_m, \quad (4.14)$$

Интегрируя (4.11) и (4.12), получаем в переменных (4.13)

$$\zeta + 1 = \lambda^{-1} S(\sigma), \quad S(\sigma) = \int_0^1 \frac{f_g(\sigma) F'(\sigma) d\sigma}{F^2(\sigma)}, \quad (4.15)$$

$$1 - P = \frac{1}{Ap_m} R(\sigma), \quad R(\sigma) = \int_{\sigma}^1 \frac{f(\sigma) d\sigma}{F(\sigma)}. \quad (4.16)$$

Зададимся зависимостями относительных фазовых проницаемостей от газонасыщенности в виде:

$$f_g(\sigma) = 0, \quad (0 \leq \sigma \leq 0.1); \quad f_g(\sigma) = \left( \frac{\sigma - 0.1}{0.9} \right)^{3.5} [1 + 3(1 - \sigma)], \quad (0.1 \leq \sigma \leq 1) \quad (4.17)$$

$$f_f(\sigma) = \left( \frac{0.8 - \sigma}{0.8} \right)^{3.0} \quad (0 \leq \sigma \leq 0.8); \quad f_f(\sigma) = 0, \quad (0.8 \leq \sigma \leq 1). \quad (4.18)$$

Такая аппроксимация часто применяется в расчетах [6]. Графики соответствующих (4.17) и (4.18) зависимостей  $F(\sigma)$ ,  $S(\sigma)$  и  $R(\sigma)$  представлены на рис. 3. Соотношение (4.16) дает при  $p = 0$

$$1 - P_0 \approx R(\sigma_1)/Ap_m, \quad (4.19)$$

и при данном давлении в трещинах  $p_1$  однозначно определяет газонасыщенность на выходе из пористого блока в трещины  $\sigma_1$ . Далее, соотношение (4.15) дает на внешней границе блока ( $\zeta = 0$ )

$$\lambda = S(\sigma_1). \quad (4.20)$$

Поскольку  $\sigma_1$  уже определено соотношением (4.19), соотношение (4.20) определяет величину параметра  $\lambda$ . Заметим, что помимо параметров задачи  $p_g$ ,  $\rho_g$ ,  $A$ ,  $m$  и  $k$  параметр  $\lambda$  содержит величины  $M$  и  $h$ . Величина  $M$  определяется следующим образом. Как известно (см., например, [6]), интенсивность перетока газа из блоков в трещины при чисто газовой фильтрации в трещиновато-пористой породе составляет в общем случае

$$q = \frac{\alpha k_2}{l^2 \rho_g} [G(p_2) - G(p_1)], \quad G(p) = \int_0^p \zeta_g(p, T_0) dp, \quad (4.21)$$

и при изотермической фильтрации термодинамически идеального газа

$$q = \frac{\alpha \rho_0 k_2}{2 l^2 \rho_0 \rho_g} (p_2^2 - p_1^2). \quad (4.22)$$

Здесь  $\alpha$  — безразмерная постоянная, зависящая от геометрии системы блоков и трещин,  $l$  — средний размер блока,  $p_0$  — отсчетное давление, в качестве которого удобно выбрать начальное давление газа в пласте;  $\rho_0 = \rho_g(p_0, T_0)$ ;  $p_1$ ,  $p_2$ , соответственно, давление газа в трещинах и блоках,  $k_2$  — проницаемость блоков.

Найдем величину  $q = q_*$ , отвечающую  $p_1 = p_m$ , она имеет для обоих упомянутых выше случаев, соответственно, вид:

$$q_* = \frac{\alpha k_2}{l^2 \rho_g} [G(p_2) - G(p_m)], \quad q_* = \frac{\alpha \rho_0 k_2}{2 l^2 \rho_0 \rho_g} [p_2^2 - p_m^2]. \quad (4.23)$$

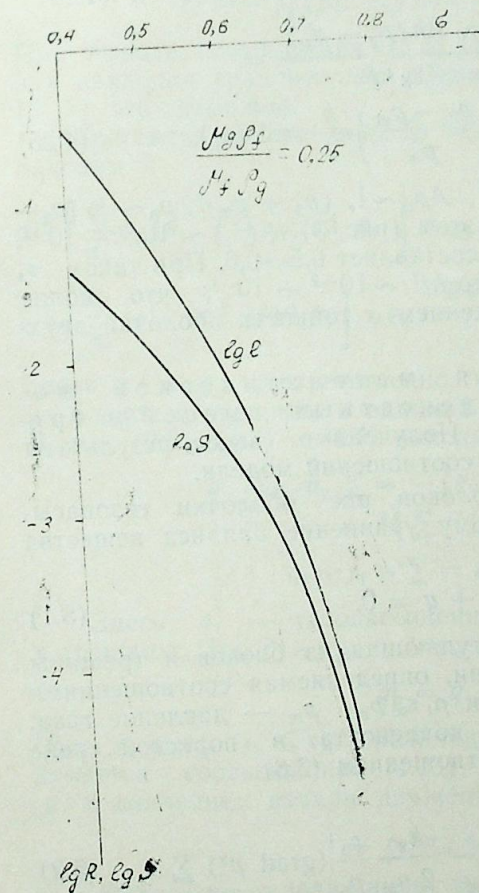
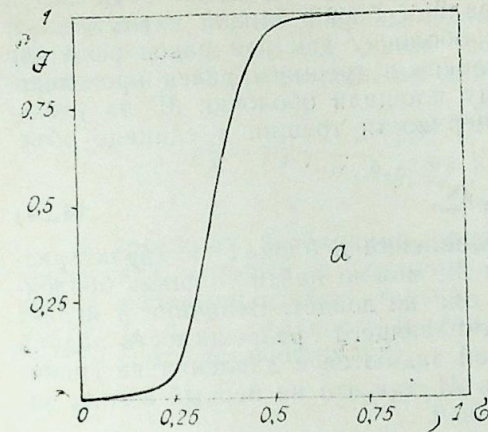


Рис. 3.  $F(\sigma)$  — обобщенная функция Леверетта; (а)  $S(\sigma)$  и  $R(\sigma)$  — функции, определяемые соотношениями (4.15) и (4.16) (б)

Ясно, что если  $p_1 < p_m$ ,  $q_* < q$ . Поскольку толщина оболочки  $h$  много меньше размера блока  $l$ , граница блока близка к внутренней границе оболочки и приток газа в оболочку как раз равен величине  $q_*$ . Но массовый поток смеси из блоков в трещины равен произведению массового потока через единицу площади оболочки  $M$ , на удельную поверхность  $\Sigma$  (площадь поверхности трещин в единице объема породы), откуда получается

$$M = q_* / \Sigma, \quad (4.24)$$

так что величина  $M$  при заданном давлении в блоках и характеристиках породы определена. Зная  $\lambda$  и  $M$ , можно найти толщину оболочки  $h$ , но непосредственно в расчеты она не войдет. Величина  $h$  играет роль собственного значения, обеспечивающего разрешимость задачи фильтрации через оболочку, в которой задаются и давления на границах  $p_m$  и  $p_1$  и массовый поток смеси  $M$ , так что на первый взгляд задача может показаться переопределенной.

Теперь можно дать оценку отношения толщины оболочки  $h$  к среднему размеру блока  $l$  и проверить, выполняется ли основное предположение о малости отношения  $h/l$ . Имея в виду, что удельная поверхность  $\Sigma$  по порядку величины равна обратному среднему размеру блока:  $\Sigma \sim 1/l$ , получаем согласно (4.13), (4.23) и (4.24)

$$\lambda = \frac{q_* l \mu_g A h}{k_2 \rho_g} = \frac{\alpha \rho_0 A h (p_2^2 - p_m^2)}{2 \rho_g l p_0} = \\ = A p_m \left( \frac{\eta \rho_0}{\rho_g} \right) \left( \frac{p_2 + p_m}{2 p_0} \right) \left( \frac{p_2 - p_m}{p_m} \right) \frac{h}{l} = S(\sigma_1). \quad (4.25)$$

Оценки показывают, что  $(\alpha \rho_0 / \rho_g) \sim 1$ ,  $A p_m \sim 1$ ,  $(p_2 + p_m) / 2 p_0 \sim 1$ ,  $(p_2 - p_m) / p_m \sim 10^{-1}$ . В силу (4.19) при этом (рис. 3)  $R(\sigma_1) \sim 10^{-1} \div 10^{-2}$ , а газонасыщенность на выходе  $\sigma_1$  составляет 0,5—0,6. При таком  $\sigma_1$  (рис. 3)  $S(\sigma_1) \sim 10^{-2} - 10^{-3}$ , так что  $h/l \sim 10^{-2} \div 10^{-1}$ , что вполне согласуется со сделанным предположением о тонкости оболочки двухфазного движения.

5. Основные соотношения математической модели фильтрации газоконденсатных смесей в трещиновато-пористой среде. Полученные выше результаты позволяют построить полную систему соотношений модели.

В основном объеме пористых блоков, вне оболочки, газонасыщенность близка к начальной, поэтому уравнение баланса вещества в блоках можно взять в виде:

$$m_2 \sigma_0 \partial_t \rho_g (p_2) + q = 0. \quad (5.1)$$

Здесь  $q$  — масса вещества, поступающая из блоков в трещины в единице объема за единицу времени, определяемая соотношениями (4.21), (4.22) при  $p_1 > p_m$  и (4.23) при  $p_1 \leq p_m$ ,  $p_m$  — давление газа, при котором начинается движение конденсата в пористой среде блока. Величина  $p_m$  определяется соотношением (3.6).

Далее

$$\rho (\text{grad } p)^2 = (\text{grad } p^2)^2 / 4 p, \quad q = - \frac{k_2}{2 \mu_g} \frac{\rho_0}{p_0} (\text{grad } p^2) \Sigma \quad (5.2)$$

( $\Sigma = 1/l$  — удельная поверхность блоков). Замечая, что рассматриваемая точка пористой среды лежит внутри блока вблизи его границы, где  $p = p_2$ , а полный поток вещества равен  $M = q / \Sigma$ , получаем, подставляя в (3.6) соотношение для определения  $p_m$

$$p_m^2 = p_0^2 + \frac{2 \mu_g p_0^2}{m_2 k_2 \rho_0 \Sigma^2} \int_0^t \frac{q^2 dt}{p_2 \sigma} - \frac{2 \rho_f p_0}{A \rho_0} \ln \frac{\sigma_0}{\sigma_{ж}}. \quad (5.3)$$

В трещинах необходимо предусмотреть возможность выделения конденсата, который, в отличие от пористых блоков, в трещинах всегда подвижен. Действительно, относительные фазовые проницаемости  $f_f$  и  $f_g$  жидкости и газа в системе трещин равен насыщенностям соответствующих фаз

$$f_f = 1 - \sigma, \quad f_g = \sigma, \quad (5.4)$$

поскольку ширина трещин много больше размера пор и капиллярные эффекты в трещинах пренебрежимы (важные соотношения (5.4) были впервые указаны Е. С. Роммом). Интенсивность превращения газа в конденсат в трещинах определяется соотношениями (2.4) и (4.9):

$$Q = - \rho_g (p_1, T_0) \sigma (k_1 / \mu_g) \Phi(p_1, T_0) (\text{grad } p_1)^2, \quad (5.5)$$

При выводе соотношения (5.5) пренебрегается локальная производная давления сравнительно с конвективной. Как показывают оценки [2, 3], это возможно.

Составляя по отдельности баланс газа и конденсата в трещинах, находим

$$\text{div} \left[ \frac{k_1}{\mu_g} \rho_g (p_1, T_0) \sigma \text{grad } p_1 \right] + \rho_g \sigma \frac{\Phi(p_1, T_0)}{\mu_g} (\text{grad } p_1)^2 + q_g = 0 \quad (5.6)$$

$$\text{div} \left[ \frac{k_1}{\eta_f} \rho_f (1 - \sigma) \text{grad } p_1 \right] - \rho_g \sigma \frac{\Phi(p_1, T_0)}{\mu_g} (\text{grad } p_1)^2 + q_f = 0. \quad (5.7)$$

Здесь  $q_f$  и  $q_g$ , соответственно, массовые притоки конденсата и газа из блоков в трещины в единице объема породы за единицу времени. В силу (2.2), (4.7) и (4.9) находим

$$q_g = \rho_g v_g \Sigma = - (k_2 \rho_g f_g(\sigma_1) \rho \mu_g) (\partial_x p)_{x=0} \Sigma = \\ = M \Sigma F(\sigma_1) = q F(\sigma_1), \quad (5.8)$$

$$q_f = \rho_f v_f \Sigma = q [1 - F(\sigma_1)]. \quad (5.9)$$

Здесь  $\sigma_1$  — газонасыщенность на выходе из пористых блоков в трещины. При  $p_1 > p_m$ ,  $\sigma_1 \geq \sigma_*$  и  $F(\sigma_1) = 1$ , так что

$$q_g = q, \quad q_f = 0, \quad (5.10)$$

При  $p_1 \leq p_m$ ,  $\sigma_1 \leq \sigma_*$ , величина  $q$  становится равной  $q_*$  и определяется соотношением (4.23), а  $\sigma_1$  связана с давлением в трещинах  $p_1$  и давлением начала движения конденсата  $p_m$  соотношением

$$1 - p_1 / p_m = (1 / A p_m) R(\sigma_1), \quad (5.11)$$

Начальное условие имеет вид:

$$p_2(x, 0) = p_0. \quad (5.12)$$

Начальное условие для  $p_1$  и  $\sigma$  не налагается, поскольку производные  $\partial_t p_1$  и  $\partial_t \sigma$  в уравнениях отсутствуют. Начальное условие на  $\sigma$  в блоках,  $\sigma = \sigma_0$ , уже использовано при выводе уравнения (3.6), а также (5.3). Начальные распределения давления  $p_{10} = p_1(x, 0)$  и газонасыщенности  $\sigma_0 = \sigma_1(x, 0)$  в трещинах должны быть определены. Для этого нужно решить уравнения (5.6) и (5.7) при соответствующих граничных условиях, полагая  $p_2 = p_0$  в выражении для интенсивности перетока из блока в трещины  $q$ . Далее,  $p_m$  в начальный момент определяется, как это видно из (5.3), соотношением

$$p_m^2 = p_0^2 - \frac{2 \rho_f p_0}{A \rho_0} \ln \frac{\sigma_0}{\sigma_*}. \quad (5.13)$$

Предполагая давление в трещинах мало отличающимся от давления начала выпадения конденсата, можно принять в уравнениях (5.6) — (5.7) приближение (4.6) и привести эти уравнения к виду:

$$\operatorname{div}(\sigma \operatorname{grad} p_1) - A \sigma (\operatorname{grad} p_1)^2 + \frac{q \mu_g}{k_1 \rho_g} F(\sigma_1) = 0, \quad (5.14)$$

$$\operatorname{div}(1 - \sigma) \operatorname{grad} p_1 + A \sigma (\operatorname{grad} p_1)^2 \left( \frac{\rho_g \mu_f}{\rho_f \mu_g} \right) + \frac{q \mu_f}{k_1 \rho_f} [1 - F(\sigma_1)] = 0. \quad (5.15)$$

6. Задача о притоке газоконденсатной смеси к скважине. Принципиальное значение имеет простейшая задача о притоке смеси к скважине, которая ставится следующим образом. Однородный горизонтальный цилиндрический пласт радиуса  $r_c$ , сложенный из трещиновато-пористой породы, имеющий непроницаемую кровлю и подошву вскрыт по всей глубине в центре скважиной радиуса  $r_w$ . На скважине в начальный момент устанавливается и затем поддерживается постоянным давлением  $p_w$ . На внешней границе пласта  $r = r_c$  ( $r$  — радиальная цилиндрическая координата, отсчитываемая от оси скважины) поддерживается постоянное давление газа  $p_0$ . Перед включением скважины пласт находится под постоянным давлением  $p_0$ ; начальная газонасыщенность составляет  $\sigma_0$ ,  $\sigma_* < \sigma_0 \leq 1$ , так что жидкая компонента смеси в пласте неподвижна. На этой задаче мы детально представим структуру предлагаемой математической модели. Для принципиального упрощения будем рассматривать простейший случай термодинамически идеального газа.

Уравнение баланса вещества в блоках принимает вид:

$$\partial_t p_2 + \beta (p_2^2 - p_1^2) = 0, \quad \beta = \alpha k_2 / 2 l^2 \mu_g m_2 \sigma_0 \quad (6.1)$$

при  $p_1 \geq p_m$ , и представляется в форме

$$\partial_t p_2 + \beta (p_2^2 - p_m^2) = 0, \quad (6.2)$$

при  $p_1 \leq p_m$ . Соотношения для  $p_m$  записывается в виде:

$$p_m^2 = p_0^2 + \frac{2 \mu_g p_0^2}{m_2 k_2 \rho_0^2 \Sigma^2} \int_0^t \frac{q^2 dt}{p_2 \sigma} - \frac{2 \rho_f p_0}{A \rho_0} \ln \frac{\sigma_0}{\sigma_*}, \quad (6.3)$$

где  $q$  определяется соотношениями

$$q = \frac{\alpha \rho_0 k_2}{2 l^2 \rho_0 \mu_g} (p_2^2 - p_1^2), \quad (p_1 \geq p_m); \quad q = \frac{\alpha \rho_0 k_2}{2 l^2 \rho_0 \mu_g} (p_2^2 - p_m^2), \quad (p_1 < p_m). \quad (6.4)$$

Уравнения баланса вещества в трещинах принимает форму:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( \sigma r \frac{dp_1}{dr} \right) - A \sigma \left( \frac{dp_1}{dr} \right)^2 + \frac{q \mu_g}{k_1 \rho_g} F(\sigma_1) = 0, \quad (6.5)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( (1 - \sigma) r \frac{dp_1}{dr} \right) + A \sigma \left( \frac{dp_1}{dr} \right)^2 \left( \frac{\rho_g \mu_f}{\rho_f \mu_g} \right) + \frac{q \mu_f}{k_1 \rho_f} [1 - F(\sigma_1)] = 0 \quad (6.6)$$

Граничные условия представляются в виде:

$$p_1(r_w) = p_w, \quad p_1(r_c) = p_0, \quad \sigma(r_c) = \sigma_0. \quad (6.7)$$

Насыщенность на выходе из блоков  $\sigma_1$  связана с  $p_1$  и  $p_m$  соотношением

$$1 - p_1/p_m = R(\sigma_1)/A p_m. \quad (6.8)$$

Удобно ввести безразмерные переменные

$$\frac{p_1}{p_0} = P_1, \quad \frac{p_2}{p_0} = P_2, \quad \frac{p_m}{p_0} = P_m, \quad \tau = \beta t p_0, \quad (6.9)$$

$$\frac{p_w}{p_0} = P_w, \quad q_1 = q \frac{2 l^2 \mu_g}{\alpha \rho_0 k_2 p_0}, \quad \zeta = \frac{r}{r_c}, \quad \zeta_w = \frac{r_w}{r_c}.$$

В этих переменных уравнения (6.1) — (6.8) записываются в виде:

$$\partial_\tau P_2 = - (P_2^2 - P_1^2), \quad (P_1 \geq P_m); \quad (6.10)$$

$$\partial_\tau P_2 = - (P_2^2 - P_m^2), \quad (P_1 \leq P_m); \quad (6.11)$$

$$P_m^2 = 0 - \theta_1 \ln \frac{\varepsilon_0}{\sigma_*} + \theta_2 \int_0^\tau \frac{q_1^2 d\tau}{P_2 \sigma} \quad (6.12)$$

$$q_1 = (P_2^2 - P_1^2), \quad (P_1 \geq P_m); \quad q_1 = (P_2^2 - P_m^2), \quad (P_1 \leq P_m) \quad (6.13)$$

$$\sigma \frac{1}{\zeta} \frac{d}{d\zeta} \left[ \zeta \sigma \frac{dP_1}{d\zeta} \right] - G_1 \sigma \left( \frac{dP_1}{d\zeta} \right)^2 + G_2 q_1 F(\sigma_1) = 0, \quad (6.14)$$

$$\frac{1}{\zeta} \frac{d}{d\zeta} \left[ (1 - \sigma) \zeta \frac{dP_1}{d\zeta} \right] + G_1 G \sigma \left( \frac{dP_1}{d\zeta} \right)^2 + G_2 q_1 [1 - F(\sigma_1)] = 0, \quad (6.15)$$

$$P_1(\zeta_w) = P_w, \quad P_1(1) = 1, \quad \sigma(1) = \sigma_0, \quad (6.16)$$

$$1 - P_1/P_m = (1/G_1 P_m) R(\sigma_1). \quad (6.17)$$

Здесь безразмерные параметры записываются в виде:

$$\theta_1 = \frac{2 \rho_f}{A \rho_0 \rho_0}, \quad \theta_2 = \alpha \sigma_0, \quad G_1 = A p_0, \quad G_2 = \frac{\alpha \rho_0}{2 \rho_g} \cdot \frac{r_c^2}{l^2} \cdot \frac{k_2}{k_1}, \quad (6.18)$$

$$G = \frac{\rho_g \mu_f}{\rho_f \mu_g},$$

Система (6.10)—(6.17) удобна для численного интегрирования. Полагая в (6.12)  $\tau = 0$ , находим  $P_m$  в начальный момент. Полагая в (6.14)—(6.15)  $P_2 = 1$ , и интегрируя эти уравнения с учетом (6.13), (6.17) при граничных условиях (6.16), находим начальное распределение давления и газонасыщенности в трещинах. Затем, интегрируя (6.10)—(6.11), используя в правой части  $P_2$  и  $P_1$  на предыдущем временном слое, находим  $P_2$  в следующем слое. Снова интегрируем (6.14)—(6.15) при условиях (6.16) с учетом (6.13), (6.17), находим  $P_1$ ,  $\tau$  на втором временном слое и т. д. Интегрирование в общем случае в принципе не сложнее, разница заключается в том, что системы для давления и газонасыщенности в трещинах уже не обыкновенные, а в частных производных.

Этим построение общей математической модели фильтрации газоконденсатной смеси в трещиновато-пористой среде завершается. Авторы благодарны М. Т. Абасову за ценное обсуждение и внимание к работе.

#### Литература

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1953.
2. Магеррамов Н. Х. и Мирзаджанзаде А. Х. О фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде. — Прикл. матем и мех., 1960, т. XXIV, вып. 6.
3. Мирзаджанзаде А. Х. и др. Разработка газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1967.
4. Баренблатт Г. И. О движении газоконденсатных смесей в трещиновато-пористых породах. — Изв. АН СССР. Механика и машиностроение, 1964, № 3.
5. Абасов М. Т., Гасанов Ф. Г., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси. — Докл. АН АзССР, 1966, № 4.
6. Абасов М. Т., Атаев Я. Т., Нагиев А. М., Оруджалиев Ф. Г. О фильтрации газоконденсатной смеси в трещиновато-пористой среде. — Докл. АН АзССР, 1971, № 8, с. 25—28.
7. Абасов М. Т., Джамалбеков М. А., Оруджалиев Ф. Г. Фильтрация газоконденсатной смеси в трещиноватых коллекторах. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1983, № 5.
8. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984.

Г. И. Баренблатт, К. С. Басниев, И. Н. Кочина

#### ЧАТЛЫ-МЭСАМЭЛИ МҮЊИТЛЭРДЭ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ГАТЫШЫҒЫНЫН НЭРЭКЭТИ НЭЗЭРИЛЖЭСИНИН ЭСАСЛАРЫ ЫАГГЫНДА

Мәғаләдә чатлы-мәсамәли мұһитләрдә газ-конденсат гатышығынын сүзүлмәсинин жәни рижәзи модели тәклиф едилмишдир.

#### G. I. Barenblatt, K. S. Basniev, G. N. Kochina ON THE BASIC CONCEPTS OF FLOW THEORY OF GAS-CONDENSATE MIXTURES IN FISSURIZED-POROUS MEDIA

A mathematical model of gas-condensate mixture flows in fissurized-porous media is presented.

Under large pressure differences between porous blocks and fissures the flow in porous blocks remains purely gaseous one except of thin shells at the blocks boundaries. Within these shells the pressure gradient is large as well as the rate of condensate fall-out, so it occurs to be two-phase motion of mixture. The shell creates an additional drag to mixture flow from blocks to fissures, and so reduces essentially the mixture inflow to fissures.

The basic equations of gas flow in blocks are presented as well as the equations of the gas and condensate flows in fissures taking into account the flow peculiarities just mentioned. The relations are presented for the gas and condensate inflow from blocks to fissures as well as for the rate of condensate fill-out.

The relations for the model problem of the gas-condensate mixture flow to a well in a cylindrical reservoir are presented.

The technological consequences of presented model are also discussed.

УДК 622.276.652

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, И. Д. ДЖАФАРОВ, А. М. ИБРАГИМОВ,  
 С. Г. ИБРАГИМОВ, Р. К. МЕХМАНОВ

### УПРОЩЕННАЯ РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ЗАДАЧИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

В настоящее время, в качестве одного из эффективных методов широко применяется тепловой метод воздействия на нефтяные залежи, при котором увеличивается коэффициент нефтеотдачи и повышаются темпы добычи нефти. Исследованию эффективности этого метода посвящены многочисленные работы [1, 2, 4, 7, 8, 9 и др.].

Как известно, выявление теоретическим путем непосредственно-го влияния термического заводнения на нефтеотдачу с учетом взаимодействия скважин и двухфазности потока, представляет большую математическую трудность. На вытеснение нефти горячей водой оказывают влияние зависимости вязкости жидкостей, фазовых проницаемостей, теплового расширения жидкостей и скелета пласта и капиллярных характеристик от температуры.

В [1, 2] исследовано вытеснение нефти горячей водой к галлерее или скважине с учетом влияния температуры на вязкости, фазовые проницаемости, тепловое расширение пластовой системы и др. Численным путем установлено влияние указанных факторов на динамику и прирост нефтеотдачи. Изучению фильтрации жидкости с учетом влияния изменения вязкости от температуры на работу скважин посвящена работа [4]. Работа [7] посвящена определению фильтрационного сопротивления при вытеснении нефти теплоносителем в условиях работы батарей скважин, используя значения эквивалентной насыщенности и температуры во времени для вычисления фазовых проницаемостей и вязкостей жидкостей в зонах горячей и холодной воды. В поле течения жидкостей трубки тока разбиваются на элементарные (радиальные и параллельно-поступательные) потоки и определяются фильтрационные сопротивления с применением ЭВМ. Численное решение в более общей постановке указанной задачи получено в [9].

В данной работе предлагается аналитический подход, существенно упрощающий расчетную схему вытеснения нефти горячей водой. Применяется метод неизменяемых трубок тока и аналитически определяются характеристики вытеснения нефти горячей водой. При этом, используя температурное поле по схеме Ловерье, рассматривается задача о вытеснении нефти горячей водой к системе скважин и определяются поле давлений и характеристики работы скважин в однородном по проницаемости круговом пласте. Приблизительно учитывается двухфазность жидкости как в зоне горячей воды, так и в зоне холодной воды [6]. При этом предполагается, что постоянной мощности пласт большого размера однороден по проницаемости и разрабатывается одной батареей добывающих скважин и центральной нагнетательной скважиной, через которую закачивается горячая

вода в пласт (рис. 1). Дебиты эксплуатационных и забойное давление нагнетательной скважин задаются. Кровля и подошва пласта относительно перетока жидкости являются непроницаемыми. До охвата скважин зоной двухфазности потока вытеснение рассматривается как поршневое вытеснение одной жидкости другой с учетом множителя в величине фильтрационного сопротивления, обусловлен-

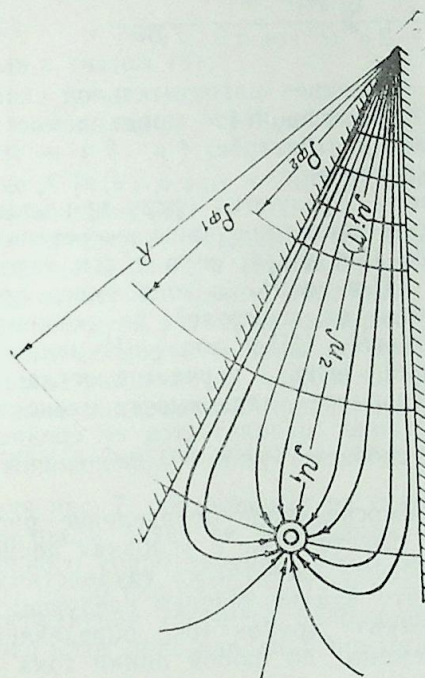


Рис. 1. Модель пласта

ного двухфазностью потока. Предполагается, что пласт нагревается только конвективным теплопереносом вдоль простирания, т. е.  $\lambda_n = 0$  ( $\lambda_n$  — коэффициент теплопроводности пласта). Это допущение позволяет использовать формулу Ловерье [9] при определении температурного поля пласта, которая имеет вид:

$$\frac{T - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{C_n}{C} (\tau - \xi)}} \right] \sigma (\tau - \xi), \quad (1)$$

$$\tau = \frac{4 \lambda t}{C_n h^2}; \quad \xi = \frac{4 \pi \lambda \rho^2}{q_3 h C_{\text{ж}}}; \quad r_c \leq \rho \leq \sqrt{\frac{q_3 C_{\text{ж}} t}{\pi h C_n}},$$

где  $C_{\text{ж}}$ ,  $C$  — объемные теплоемкости жидкости, пласта, окружающих пород (ккал/м<sup>3</sup>С),  $T_0$ ,  $T_3$  и  $T$  — начальная температура системы, нагнетаемой жидкости на входе в пласт (°С) и температура в произвольной точке пласта (°С),  $\sigma(x)$  — единичная функция, принимающая значения 0 при  $x = 0$  и 1 при  $x > 0$ ,  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности окружающих пород (ккал/м ч°С),  $h$  — мощность пласта,  $q_3$  — дебит нагнетательной скважины (м<sup>3</sup>/сут),  $\rho$  — полярный радиус произвольной точки между нагнетательной скважиной и фронтом горячей воды (м),  $t$  — время (сут).

Чтобы определить характеристики разработки, необходимо найти поле давления. Оно определяется из следующих соображений. В начальный момент разработки, т. е. при  $t=0$  пласт при пластовой температуре заполнен только нефтью с вязкостью  $\mu_n(T_0)$ . При этом распределение давления описывается формулой:

$$P(\rho, \theta) = P_k - \frac{q \mu_n(T_0)}{4 \pi k h} \ln \frac{(\rho \cdot R)^{2n}}{\rho_c^{2n} (\rho^{2n} - 2 \rho^n R^n \cos n \theta + R^{2n})}, \quad (2)$$

где  $\rho_c$  и  $\rho_k$  — радиус и забойное давление нагнетательной скважины;  $\mu_n$  — вязкость нефти;  $k$  — коэффициент проницаемости;  $R$  — радиус батареи;  $n$  — число скважин в батарее;  $(\rho, \theta)$  — полярные координаты произвольной точки пласта.

При закачке горячей воды в пласт образуются сразу три отличающиеся друг от друга по физическому состоянию зоны вытеснения: зона нефти при пластовой температуре (I-я зона); зона смеси нефти и воды при пластовой температуре (II-я зона) и зона смеси при температуре, величина которой меняется от пластовой до температуры у забоя нагнетательной скважины (III-я зона). Изменение температуры в этой зоне, как отметили выше, изучается согласно формуле (1). При расчетах для определения зависимости вязкости нефти и воды от температуры в III-й зоне используется ее среднее значение или ступенчатое изменение, соответствующее определенным промежуткам времени.

Следует отметить, что точное взаимосвязанное определение распределения давления и температуры в пласте даже в условиях поршневого вытеснения связано со значительными известными трудностями. Поэтому мы в первом приближении эту задачу решаем следующим образом. Методом неизменяемых жестких трубок тока определяем положение фронта вытеснения во времени по любой линии тока с параметром из равенства:

$$t = \frac{2 \pi m h R^2}{n^2 q} \int_0^{\alpha(c(\nu), \rho_{\Phi 1})} \frac{(\xi^n + \xi^{-n} - 2 \cos \vartheta) \xi^2}{\sin x} dx, \quad (3)$$

а по главной и нейтральной линиям тока:

$$t = \frac{\pi m h R^2}{n q} \left[ \left( \frac{\rho_{\Phi 1}}{R} \right)^2 \pm \frac{2}{n+2} \left( \frac{\rho_{\Phi 1}}{R} \right)^{n+2} \right], \quad (4)$$

где

$$\alpha(c(\nu), \rho_{\Phi 1}) = \arcsin \left[ \left( \frac{\rho_{\Phi 1}}{R} \right)^n \sin c(\nu) \right] \left[ -c(\nu); 0 \leq \rho_{\Phi 1} \leq R, \right.$$

$$\xi = \sqrt[n]{\cos x + \operatorname{ctg} c(\nu) \sin x}; \quad c(\nu) = \arcsin \operatorname{tg} \frac{\sin \frac{\pi \nu}{s}}{\left( \frac{r_c}{R} \right)^n - \cos \frac{\pi \nu}{s}},$$

здесь  $s$  — число рассматриваемых линий тока;  $m$  — пористость пласта;  $\nu = 1, 2, \dots, s-1$ .

Положение фронта горячей воды (т. е. расстояние, отсчитываемое от точки нагнетания до фронта тепла) во времени определяется из условия теплового баланса [8], который в нашем случае по выше-названным линиям тока приводит к следующей зависимости:

$$\rho_{\Phi 2} = R \sqrt{\frac{m c_{ж}}{n c_n} A [\alpha(c(\nu), \rho_{\Phi 1})]} \quad (5)$$

или с учетом (4):

$$\rho_{\Phi 2} = R \sqrt{m \frac{c_{ж}}{c_n} \left[ \left( \frac{\rho_{\Phi 1}}{R} \right)^2 \pm \frac{2}{n+2} \left( \frac{\rho_{\Phi 1}}{R} \right)^{n+2} \right]}, \quad (6)$$

где  $A [\alpha(c(\nu), \rho_{\Phi 1})]$  — представляет собой интеграл, имеющийся в выражении (3).

Формулы (1), (3)–(6) позволяют определить положения фронтов вытеснения и горячей воды во времени и найти распределение температуры. Таким образом, мы можем найти среднее, а также ступенчатое значение температуры в III-й зоне и тем самым значение вязкости нефти и воды во времени с учетом неизотермического процесса фильтрации, исходя из зависимостей вязкости от температуры. Такие зависимости приведены в работе [5]. По найденным значениям вязкостей нефти и воды определяем  $\mu_0 = \frac{\mu_b}{\mu_n}$ , а далее, используя рис. 7, построенный на основании данных табл. 22 из работы [6], находим значение множителя  $f(\rho_n, \mu_0(T))$  в величине фильтрационного сопротивления, обусловленного двухфазностью потока. Далее, согласно формулам (3)–(6) при заданных значениях времени путем осреднения текущего положения границы вытеснения и фронта горячей воды поле давлений представляем в следующем виде:

$$P_1 = P_k - \frac{q}{2 \pi k h} \left( n \sum_{j=1}^N \mu_j \ln \frac{R_{j-1}}{R_j} + \frac{\mu_j}{2} \ln \frac{\rho^{2n}}{\rho^{2n} + R^{2n} - 2 \rho^n R^n \cos n \theta} \right), \quad (7)$$

где (4) в сумме показывает, что для всех  $j$  при расчетах  $R_{j-1}$  следует заменить на  $R$ , а  $R_N$  — на  $\rho_c$ ; причем  $N=3$ , если в зоне горячей воды в каждый момент времени используется среднее значение температуры;  $N=r+2$ , если в зоне горячей воды в каждый момент времени используется ступенчатое изменение температуры (под  $r$  понимается число ступеней изменения температуры):

$$\mu_1 = \mu_n(T_0) f(\rho_n, \mu_0(T_0)); \quad \mu_2 = \mu_b(T_0) f(\rho_n, \mu_0(T_0));$$

$$\mu_3 = \mu_b(T_{cp}) f(\rho_n, \mu_0(T_{cp})), \quad (\text{при } N=3) \quad \text{и} \quad \mu_j = \mu_b(T_j) f(\rho_n, \mu_0(T_j))$$

(при  $N=r+2$  для всех  $j=3, 4, \dots, r+2$ ).

Согласно формулам распределения давления находим формулу перепада давления между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, которая при средней температуре в третьей зоне имеет вид:

$$\Delta P = \frac{nq}{2 \pi k h} \left\{ \mu_n(T_0) \left( \ln \frac{R}{\rho_{\Phi 1}} + \frac{1}{n} \ln \frac{R}{n r_c} \right) + \mu_b(T_0) f(\rho_n, \mu_0(T_0)) \ln \frac{\rho_{\Phi 1}}{\rho_{\Phi 2}} + \mu_b(T_{cp}) f(\rho_n, \mu_0(T_{cp})) \cdot \ln \frac{\rho_{\Phi 2}}{\rho_c} \right\}, \quad (8)$$

а при ступенчатом изменении температуры в третьей зоне:

$$\Delta P = \frac{nq}{2\pi kh} \left\{ \mu_n(T_0) \left( \ln \frac{R}{\rho_{\Phi 1}} + \frac{1}{n} \ln \frac{R}{nr_c} \right) + \mu_n(T_0) f(\rho_n, \mu_0(T_0)) \ln \frac{\rho_{\Phi 1}}{\rho_{\Phi 2}} + \sum_{i=1}^N \mu_n(T_i) f(\rho_n, \mu_0(T_i)) \ln \frac{\rho_{*i}}{\rho_{*i-1}} \right\}. \quad (9)$$

Надо иметь в виду, что в формулах (9) и (10)  $\rho_{x_0} = \rho_c$  и  $\rho_{*N} = \rho_{\Phi 3}$ .

Наряду с формулами (8) и (9) здесь также приводим известные формулы перепада давления, полученные для одно- и двухфазной жидкости при изотермической фильтрации, которые соответственно имеют следующий вид:

$$\Delta P = \frac{nq}{2\pi kh} \left[ \mu_n \ln \frac{\rho_{\Phi 1}}{r_c} + \mu_n \left( \ln \frac{R}{\rho_{\Phi 1}} + \frac{1}{n} \ln \frac{R}{nr_c} \right) \right], \quad (10)$$

$$\Delta P = \frac{nq}{2\pi kh} \left[ \mu_n f(\rho_n, \mu_0) \ln \frac{\rho_{\Phi 1}}{r_c} + \mu_n \left( \ln \frac{R}{\rho_{\Phi 1}} + \frac{1}{n} \ln \frac{R}{nr_c} \right) \right]. \quad (11)$$

Формула перепада давления для начала процесса вытеснения (т. е. для момента  $t=0$ ) имеет вид:

$$\Delta P = \frac{nq}{2\pi kh} \mu_n \left( \ln \frac{R}{r_c} + \frac{1}{n} \ln \frac{R}{nr_c} \right). \quad (12)$$

Ниже также приводим следующие аналитические зависимости вязкостей нефти и воды, а также множителя в величине фильтрационного сопротивления, вычисленного в зоне смеси от температуры.

$$\mu_{n*} [P_{*cp}(t)] = 129,64 \cdot T_{*cp}^2(t) - 225,76 \cdot T_{*cp}(t) + 101,87,$$

$$\mu_{в*} [T_{*cp}(t)] = 0,136 T_{*cp}^2(t) = 0,993 \cdot T_{*cp}(t) + 1,136,$$

$$f(\rho_n, \mu_0 [T_{*cp}(t)]) = \begin{cases} 3,45 + 0,47 \cdot \mu_0 [T_{*cp}(t)], & \text{если } 1 \leq \mu_0 \leq 10 \\ 4,7 + 0,345 \cdot \mu_0 [T_{*cp}(t)], & \text{если } 10 \leq \mu_0 \leq 20 \\ 5,6 + 0,3 \cdot \mu_0 [T_{*cp}(t)], & \text{если } 20 \leq \mu_0 \leq 50, \end{cases}$$

$$\text{где } T_{*cp} = \frac{T - T_0}{T_3 - T_0}$$

Для установления влияния температуры, скорости фронта вытеснения и др. на характеристики вытеснения были проведены расчеты, результаты которых представлены в виде таблицы и графика (рис. 2), причем при этом взяты следующие исходные данные:

$$q=75 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad h=10 \text{ м}; \quad R=400 \text{ м}; \quad n=8; \quad m=0,2; \quad \mu_n=34 \text{ сп}; \\ \mu_{в}=0,8 \text{ сп (морская вода); } T_0=46^\circ\text{C}; \quad T_3=100^\circ\text{C}; \quad C_{ж}=1000 \text{ ккал/м}^3\text{C}; \\ C_n=650 \text{ ккал/м}^3\text{C}.$$

Приведенные в таблице числа, являющиеся значениями перепада давления, соответственно относятся к следующим случаям вытесне-

$\rho_{\Phi 1}, \text{ м}$	0	50	100	150	200	300	400
	30,8	12,2	9,72	8,37	7,23	5,85	4,91
	30,8	14,7	12,65	11,6	11,1	10,2	10,1
$P_k - P_c \text{ (Мпа)}$	30,8	11,1	8,53	7,08	6,08	4,57	3,45
	30,8	20,8	10,3	13,5	17,6	17,0	16,4
	30,8	11,2	8,74	7,25	6,21	4,75	3,65

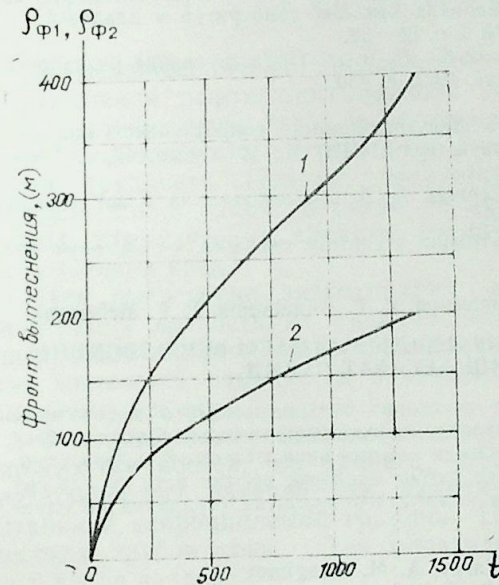


Рис. 2. Зависимость фронтов вытеснения и горячей воды от времени: 1 — фронт вытеснения; 2 — фронт горячей воды

ния: в первой строке — к ступенчатому изменению, а в остальных строках — к среднему значению температуры в III-й зоне. Однако, надо иметь в виду, что в первых трех строках данные относятся к неизотермической, а в двух последних — к изотермической фильтрации. Отметим, что в первой, второй и четвертой строках учитывается непоршневой, а в третьей и пятой — поршневой характер вытеснения.

Проведенные расчеты показывают, что фронт горячей воды к моменту прорыва воды в скважину отстает от фронта ненагретой воды примерно в 2 раза (см. рис. 2). При заданной равной закачке горячей и холодной воды значения перепадов давления ( $P_k - P_c$ ) в начале процесса существенно отличаются, а с течением времени значения их стабилизируются.

В заключение отметим, что в данной работе предложены приближенные аналитические зависимости для расчета показателей вытеснения нефти горячей водой. Установлено, что результаты расчетов при ступенчатом изменении температуры в III-й зоне практически совпадают с их значениями, полученными при средней температуре в этой зоне.

Литература

1. Боксерман А. А., Шалимов Б. В., Якубов С. И. О влиянии теплового расширения пластовой системы на нефтеотдачу при вытеснении нефти горячей водой. — Сб. науч. тр. ВНИИ М., 1973, вып. 45, с. 173—182.
2. Боксерман А. А., Якуба С. И. Анализ результатов расчетов вытеснения нефти горячей водой с учетом влияния температуры на параметры пластовой системы. — Сб. науч. тр. ВНИИ М., 1977, вып. 61, с. 160—167.
3. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. — Баку: Элм, 1974, с. 284.
4. Джалилов К. Н., Джалалов Г. И., Гаджиев М. А., Ибрагимов С. Г. Влияние изменения вязкости от температуры на работу скважин. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1976, № 2, с. 11—15.
5. Касумов А. М., Гусейнова Ш. Ф. Исследование полноты вытеснения нефти из пласта при площадной закачке воды в условиях высоких температур и давлений. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1977, № 4, с. 65—68.
6. Крылов А. П., Белаш П. М., Борисов Ю. П. и др. Проектирование разработки нефтяных месторождений. — Госнаутехиздат, 1962, с. 430.
7. Крылов А. П., Л4.»
7. Раковский Н. Л. Методика расчета фильтрационных сопротивлений при вытеснении нефти теплоносителями. — Сб. науч. тр. ВНИИ М., 1973, вып. 47, с. 174—187.
8. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. А. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969, с. 255.
9. Якуба С. И. Неизотермическая фильтрация в системе скважин. — Сб. науч. тр. ВНИИ М., 1986, вып. 89, с. 188—196.

Г. Н. Чэлилов, Н. Ч. Чэфаров, А. М. Ибрагимов, С. Г. Ибрагимов, Р. Г. Мехманов  
**НЕФТИН ИСТИ СУ ИЛЭ ГУЛУЛАРА СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ МЭСЭЛЭСИНИН  
 САДЭЛЭШДИРИЛМИШ ЁСАБАТ СХЕМИ**

Мөгалэдэ нефтин исти су илэ гулулар системинэ сыхышдырылмасы мөсэлэсинин һәлли үчүн һесабат схемини әһәмийәтли дәрәчәдә садәләшдирән аналитик үсул тәклиф едилмишдир. Һәм исти, һәм дә сојуг су зонасында ахынын икифазалылығы нәзәрә алынмышдыр. Дәјишмәз чәрәјан борулары методу тәтбиғ едиләрәк нефтин исти су илэ сыхышдырылмасы просесини характеризә едән кәмијјәтләр аналитик үсулла тәјин олунмушдур.

K. N. Djalilov, N. D. Djafarov, A. M. Ibragimov,  
 S. G. Ibragimov, R. K. Mehmanov

**SIMPLIFIED CALCULATING SCHEME OF A PROBLEM  
 OF OIL DISPLACEMENT WITH HOT WATER TO WELLS**

The article suggests an analytical approach that essentially simplifies a calculating scheme of oil displacement with hot water to a system of wells. Two-phase flow is considered approximately both in a hot water zone and in a cold water zone as well. The authors use a method of unchangeable flow tubes and determine analytically the characteristics of oil displacement with hot water.

УДК 622 276.1/4.004:58

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. Б. АГАЕВ, А. М. МАМЕДОВ

**О ВЫТЕСНЕНИИ ВЯЗКОУПРУГОЙ ЖИДКОСТИ  
 К СИСТЕМЕ СКВАЖИН**

В настоящее время предложены различные модели фильтрации и вытеснения нефти, учитывающие ее вязкоупругие свойства [2, 3, 5, 6]. При решении задач о вытеснении вязкоупругой нефти различными жидкостями к системе скважин возникают большие математические трудности. Поэтому требуется существенное упрощение постановок таких задач. В связи с этим нами предложен следующий подход для изучения влияния вязкоупругих свойств вытесняемой и вытесняющих сред.

При вытеснении вязкоупругих жидкостей с ростом скоростей фильтрации вязкость их увеличивается. Пусть фильтрация вытесняющей и вытесняемой жидкостей подчиняется закону Дарси и вязкость этих жидкостей изменяется в зависимости от давления по экспоненциальному закону.

В данной статье исследовано влияние изменения вязкости вязкоупругих жидкостей на процесс вытеснения ее к системе скважин прямолинейных батарей при наличии в однородном пласте контура питания и непроницаемой границы. Применяется метод неизменяемых жестких трубок тока. Для определения поля давления решается следующая задача:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{1}{\mu_n(P_1)} \frac{\partial P_1}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{1}{\mu_n(P_1)} \frac{\partial P_1}{\partial y} \right] = 0 \\ \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{1}{\mu_p(P_2)} \frac{\partial P_2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{1}{\mu_p(P_2)} \frac{\partial P_2}{\partial y} \right] = 0 \end{cases} \quad (2)$$

При

$$\begin{cases} y = y_\phi(t) \quad P_1 = P_2 \quad \text{и} \quad \frac{\partial P_1}{\partial y} = \frac{\mu_n(F_1)}{\mu_p(P_2)} \frac{\partial P_2}{\partial y} \\ \frac{\partial P_1}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0; \quad P_2 \Big|_{y=0} = P_k; \quad \frac{\partial P_1}{\partial x} \Big|_{x=\pm\sigma} = 0 \quad i=1, 2 \\ \lim_{r \rightarrow 0} \left[ r \frac{1}{\mu_n(P_1)} \frac{\partial P_1}{\partial r} \right] = \frac{q}{2\pi bk} \quad y_\phi(0) = h_0, \end{cases} \quad (1)$$

где

$$\begin{cases} \mu_n(P_1) = \mu_n^0 \cdot \exp(\alpha_n \cdot (P_1 - P_k)) \\ \mu_p(P_2) = \mu_p^0 \cdot \exp(\alpha_p \cdot (P_2 - P_k)), \end{cases} \quad (3)$$

обозначая через

$$\begin{cases} \varphi_1 = \exp(-\alpha_n \cdot (P_1 - P_n)); & \varphi_2 = \exp(-\alpha_p \cdot (P_2 - P_k)) \\ \alpha = \alpha_n / \alpha_p; & \mu_0 = \mu_n^0 / \mu_p^0 \\ c = q \alpha_n \mu_n^0 / (4 \pi b k); & \lambda_m = \pi m / \sigma; \quad m = 1, 2, \dots \end{cases} \quad (4)$$

Из (1)–(2) получаем

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi_1}{\partial y^2} = 0 \\ \frac{\partial^2 \varphi_2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi_2}{\partial y^2} = 0. \end{cases} \quad (1')$$

При

$$\begin{cases} y = y_\Phi(t) & \varphi_1 = \varphi_2; & \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} = \mu_0 \alpha \frac{\partial \varphi_2}{\partial y} \\ \varphi_2|_{y=H} = 1; & \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0 & \frac{\partial \varphi_1}{\partial x} \Big|_{x=\pm\sigma} = 0; \\ \lim_{r \rightarrow 0} \left[ r \frac{\partial \varphi_1}{\partial r} \right] = -2c. \end{cases} \quad (2')$$

Таким образом, получаем систему уравнений Лапласа с нелинейными краевыми условиями.

Идея решения задачи заключается в следующем.

Используя линейные краевые условия, применением метода Фурье, определяются все постоянные коэффициенты, кроме двух пар. Функция  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$  ограничены сверху и монотонны. Разлагая в ряд Тейлора функции  $\varphi_1 / \exp(\alpha_n P_k)$  и  $\varphi_2 / \exp(\alpha_p P_k)$  убеждаешься, что достаточно ограничиться первыми двумя его членами. Погрешность линеаризации оценивается  $O(x^2)$ -ом, а расчеты на ЭВМ показывают, что при естественных значениях параметров он меньше  $10^{-4}$ .

Рассмотрим следующие случаи взаимовытеснения двух жидкостей к системе скважин.

1. Вытеснение вязкоупругой нефти вязкоупругой жидкостью.

а) когда  $\alpha_n \neq \alpha_p$

$$\begin{cases} \varphi_1 = a + 2\pi c \cdot y_\Phi(t) / \sigma - f(x, y) \cdot c - \\ - 2c \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp[-\lambda_m \cdot y_\Phi(t)] \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m y_1) \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m y) \times \\ \times [d \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t)) \times \\ \times [\mu_0 \alpha + d \cdot \operatorname{th}(\lambda_m \cdot (y_\Phi(t) - H))]]}{m \operatorname{ch}(\lambda_m y_\Phi(t)) \cdot [d \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t)) - \mu_0 \alpha]} \cdot \cos \lambda_m x \\ \varphi_2 = 1 + \frac{2\pi c}{\sigma \mu_0 \alpha} (H - \alpha) - 2c \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-\lambda_m (y_\Phi(t) + H)) \times \\ \times \operatorname{sh}(\lambda_m (H - y)) \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m y_\Phi y_1) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t) - H) \cdot (1 + \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t)))}{m \cdot \operatorname{sh}(\lambda_m (\lambda_\Phi(t) - H)) \times \\ \times [d \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t)) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m \cdot (y_\Phi(t) - H)) - \mu_0 \alpha]} \times \\ \times \cos \lambda_m x, \end{cases} \quad (5)$$

где

$$\begin{aligned} a &= (1 + 2\pi c (y_\Phi(t) - H) / (\sigma \cdot \mu_0 \cdot \mu))^\alpha \\ f(x, y) &= \ln 2 \left( \operatorname{ch} \frac{\pi (y - y_1)}{\sigma} - \cos \lambda_1 x \right) + \\ &+ \ln 2 \left( \operatorname{ch} \frac{\pi (y + y_1)}{\sigma} - \cos \lambda_1 x \right); \end{aligned}$$

б) когда

$$\begin{cases} \alpha_n = \alpha_p \\ \varphi_1 = 1 + \pi c \frac{y_\Phi(t) - H}{\mu_0} + \frac{2\pi c}{\sigma} \cdot y_\Phi(t) - f(x, y) - \\ - 2c \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-\lambda_m y_\Phi(t)) \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m y_1) \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m y) \cdot [\mu_0 \times \\ \times [\operatorname{th}(\lambda_m (\lambda_\Phi(t) - H)) - 1]]}{m \operatorname{ch}(\lambda_m y_\Phi(t)) \cdot [\mu_0 \operatorname{th}(\lambda_m (\lambda_\Phi(t) - H))] \times \\ \times [\operatorname{th}(\lambda_m (\lambda_\Phi(t) - H)) - 1]} \cdot \cos \lambda_1 x. \\ \varphi_2 = 1 + \frac{2\pi c}{\sigma \mu_0} (H - y) - 2c \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp[-\lambda_m y_\Phi(t)] \times \\ \times \operatorname{ch}(\lambda_m y_1 \cdot \operatorname{sh}(\lambda_m (H - y))) [1 + \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))] \times \\ \times [1 + \mu_0 \operatorname{th}(\lambda_m (y_\Phi(t) - H)) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))]}{m \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m (H - y_\Phi(t))) \times \\ \times [1 + \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))]} \cdot \cos \lambda_m x. \end{cases} \quad (6)$$

2. Вытеснение вязкоупругой нефти водой

$$\begin{cases} \varphi_1 = P_k - \frac{2\pi c (y_\Phi(t) - H)}{\sigma \cdot \mu_n^0 \cdot \mu_0 \cdot \alpha} - \frac{2\pi c y_\Phi(t)}{\sigma \cdot \mu_n^0 \cdot \alpha_n} + \\ + \frac{f(x, y) \cdot c}{\mu_n^0 \cdot \alpha_n} - \frac{2c}{\mu_n^0 \alpha_n} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp[-\lambda_m y_\Phi(t)] \times \\ \times \operatorname{ch}(\lambda_m y_1) \operatorname{ch}(\lambda_m y) [1 + \mu_0 \operatorname{th}(\lambda_m (y_\Phi(t) - H))]}{m \operatorname{ch}(\lambda_m [H - y_\Phi(t)]) \times \\ \times [1 - \mu_0 \operatorname{th}(\lambda_m (y_\Phi(t) - H)) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))]} \cdot \cos \lambda_m x. \\ \varphi_2 = 1 + \frac{2\pi c \mu_0 \alpha_p}{\alpha \sigma \mu_n^0} (H - y) + \\ + \frac{2c \mu_0}{\alpha \mu_n^0} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp[\lambda_m (H - y_\Phi(t))] \cdot \operatorname{ch}(\lambda_m (H - y)) \times \\ \times [1 + \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))]}{m \operatorname{ch}(\lambda_m (H - y_\Phi(t))) \cdot [1 - \\ - \mu_0 \operatorname{th}(\lambda_m (H - y_\Phi(t))) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_\Phi(t))]} \cdot \cos \lambda_m x. \end{cases} \quad (7)$$

Вытеснение ньютоновской нефти вязкоупругой жидкостью

$$\varphi_1 = P_n + \frac{2\pi c \mu \alpha_p}{\sigma} (H - y(t)) + \frac{2\pi c}{\sigma} y_\Phi(t) - B \cdot c +$$

$$+ 2c \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-\lambda_m y_{\phi}(t)) \operatorname{ch}(\lambda_m y) \operatorname{ch}(\lambda_m y) [\operatorname{th}(\lambda_m (H - y_{\phi}(t))) - \mu_0]}{m \operatorname{ch}(\lambda_m y_{\phi}(t)) [\operatorname{th}(\lambda_m (H - y_{\phi}(t))) \cdot \operatorname{th}(\lambda_m y_{\phi}(t)) + \mu_0]} \times$$

$$\times \cos \lambda_m x$$

$$\varphi_2 = 1 - \frac{2 \pi c \mu_0 \alpha_p}{\sigma} (H - y) + 2c \cdot \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\alpha_p \mu e^{\lambda_m (H - y_{\phi}(t))}}{m} \times$$

$$\times \frac{\operatorname{ch}(\lambda_m (H - y)) [\operatorname{th}(\lambda_m y_{\phi}(t)) + 1]}{\operatorname{ch}(\lambda_m (H - y_{\phi}(t))) [\operatorname{th}(\lambda_m (H - y_{\phi}(t))) \operatorname{th}(\lambda_m y_{\phi}(t)) + \mu_0]} \cdot \cos \lambda_m x$$

$y_{\phi}(t)$  — вычисляется методом, указанным в [4].

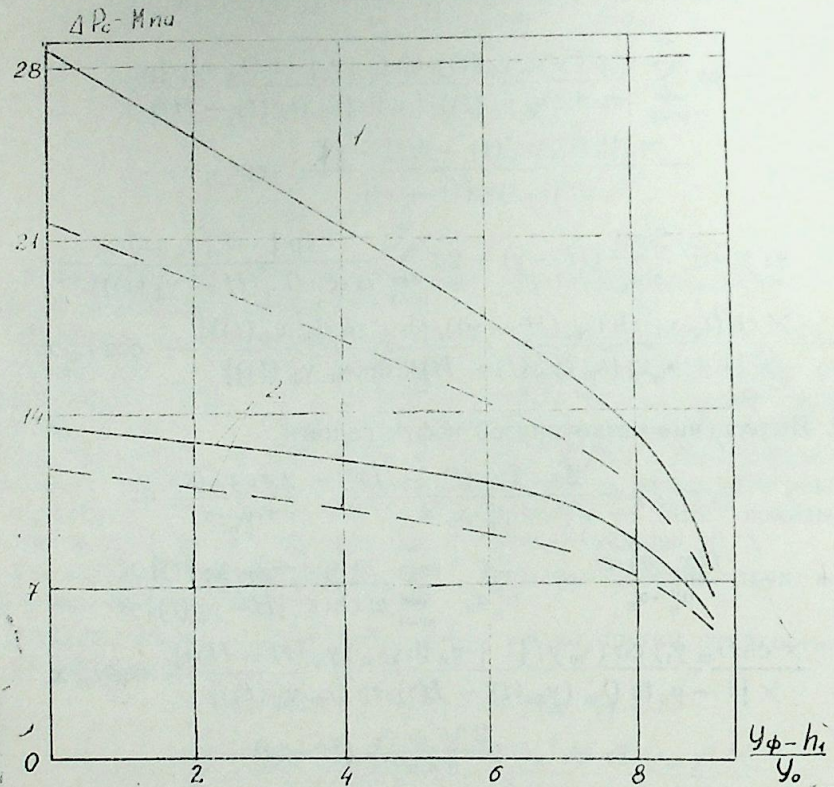


Рис. 1. Изменения  $\Delta P_c$  от глубины вторжения воды при  $q=1154 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ : 1 —  $\mu=10$ ; 2 —  $\mu=20$ ; — соответствует  $\alpha_{ек} = 1 \cdot 10^{-2} \cdot 1 \cdot 10^2 \text{ 1/Мпа}$ ; — соответствует  $\alpha_{ср} = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ 1/Мпа}$

Отметим, что формула (3) является более обобщенной, чем формулы изменения вязкости от перепада давления, предложенные в [2, 5, 8]. В частности, если в (3) разложить функцию  $\mu(p)$  в степенной ряд и ограничиться первыми его членами, а  $\alpha$  выбрать в виде зависимости  $\alpha = A \sqrt{k/m/l}$  (где  $A$  — постоянная порядка 10,  $K$  — проницаемость,  $m$  — пористость,  $l$  — длина пласта), то получим формулу, предложенную в [2]. При расчетах предполагается, что началь-

ное значение вязкости вытесняемой жидкости в период вытеснения увеличивается в два раза. Как указано в [2], это объясняется дилатантными свойствами вытесняемой жидкости. По соответствующим формулам проведены численные расчеты на БЭСМ-6 при  $h_0=500 \text{ м}$ ;  $b=10 \text{ м}$ ;  $r_c=0,1 \text{ м}$ ;  $\sigma=150 \text{ м}$ ;  $H=800 \text{ м}$ ;  $P_k=40 \cdot 10^6 \text{ Па}$ ;  $\kappa=0,2 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$  и для различных значений безразмерного реологического параметра  $\alpha_{н}/\alpha_p$  и отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. Результаты расчетов, представлены в таблице и на рис. 1, 2, 3; в таблице приводятся значения  $P_c$  найденные для ньютоновской и вязкоупругой жидкостей при различных глубинах вторжения, вытесняющего агентом  $y_{\phi}(t)$  в нефтяную зону для случая  $\mu_{н}^0=10 \text{ Па}\cdot\text{с}$  и  $\mu_p^0=1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , приводятся в таблице.

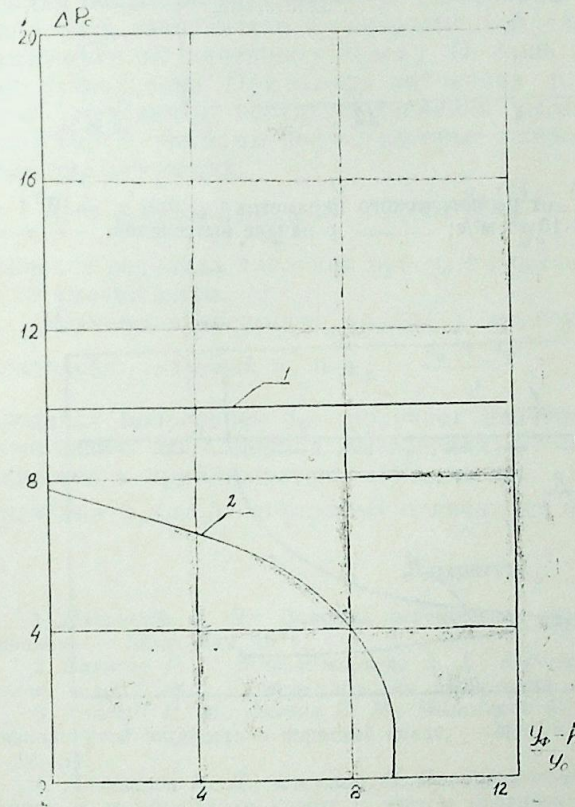


Рис. 2. Изменение  $\Delta P_c$  от глубины вторжения воды при  $q = 5181 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $\alpha_{ср} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ 1/Мпа}$ ; 1 —  $\mu=1$ ; 2 —  $\mu=2$

Из таблицы видно, что темп изменения  $P_c$  для ньютоновской жидкости более высок, чем для вязкоупругой. В конце процесса значения  $P_c$  для обеих жидкостей близки друг другу. Это объясняется

$P_c$	400	300	200	100	50	25	5
ньютон. МПа	15,1	18,71	22,31	29,71	27,71	28,79	33
вязкоупр. МПа	23,09	25,09	27,32	29,65	30,61	30,49	32,7

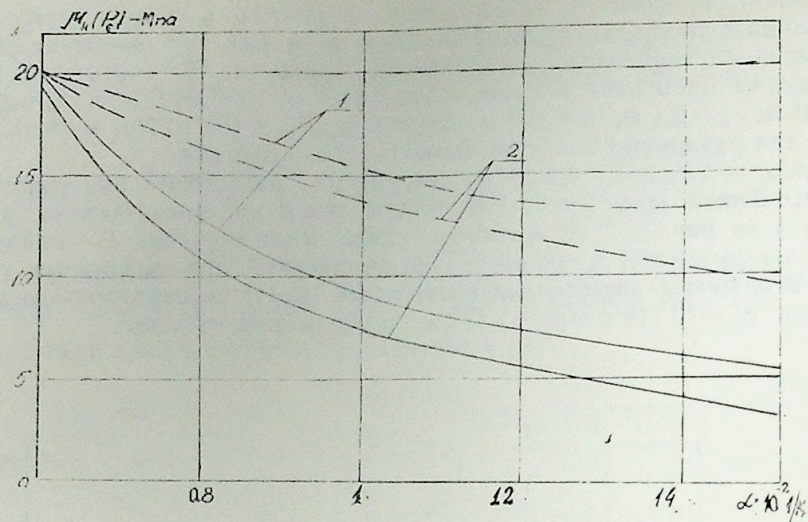


Рис. 3. Изменение  $\mu_n(P_c)$  от реологического параметра  $\alpha_{ср}$ , при  $\mu = 10$ ; 1 —  $q = 5781 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ ; 2 —  $q = 1154 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}$ ; — в начале вытеснения; - - - -

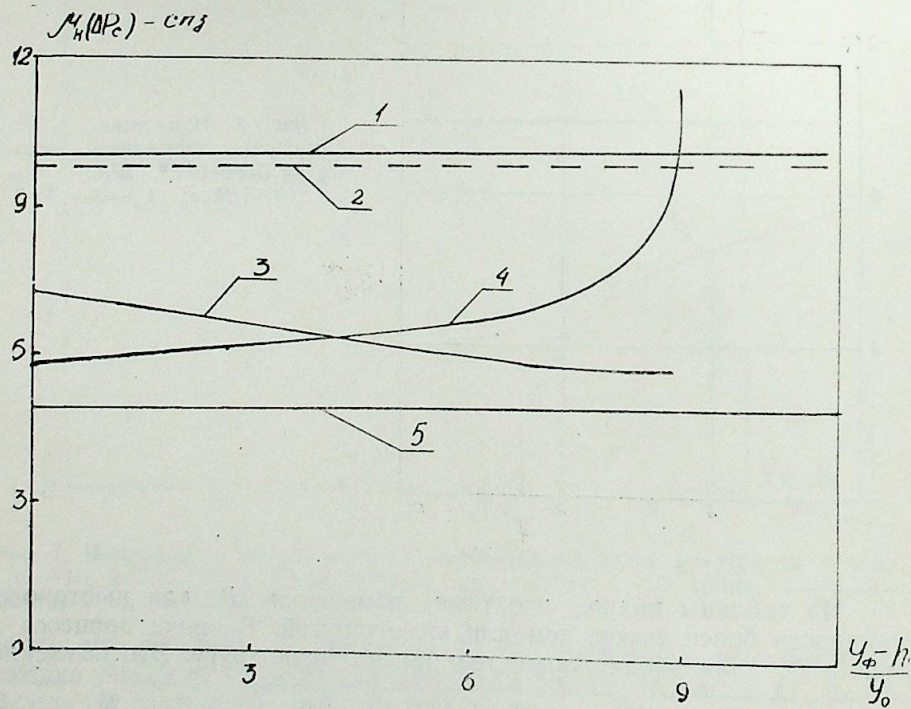


Рис. 4. Изменение  $\mu_n(\Delta P_c)$  от глубины вторжения воды при различных значениях  $\mu$  и  $\alpha_{ср}$ ; 1 —  $\mu_0 = 1$ ,  $\alpha_{ср} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$ ; 2 —  $\mu_0 = 1$ ,  $\alpha_{ср} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$ ; 3 —  $\mu_0 = 0$ ,  $\alpha_{ср} = 1,6 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$ ; 4 —  $\mu_0 = 20$ ,  $\alpha_{ср} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$ ; 5 —  $\mu_0 = 3$ ,  $\alpha_{ср} = 1 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}$

тем, что при постоянном дебите скорости вытеснения для ньютоновской и вязкоупругой жидкостей одинаковы. Кроме того, вязкость вязкоупругой жидкости зависит от координаты, так при уменьшении расстояния от скважины до фронта вытеснения вязкость увеличивается и соответственно увеличивается депрессия. На рис. 4 показан график зависимости перепада давления  $\Delta P_c$  от  $\frac{y_\phi(t) - h_0}{y_0}$  найденной по формуле (6) при различных значениях  $\mu_0$  и  $\alpha$ . При этом во всех случаях  $\alpha$  вычисляется по формуле  $\alpha = 10 \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{2m}{k}}$ , где  $\tau = 10^{-1} \div 10^{-3}$  с — время релаксации. Это согласуется с оценкой времени релаксации, полученной по результатам исследования фильтрации нефти в [6]. Перепад давления в рамках рассматриваемого примера в зависимости от безразмерной длины зоны вторжения воды изменяется по линейному закону. И лишь в конце процесса происходит искривление. При малых значениях  $\mu_0$  и больших значениях  $\alpha$  темп уменьшения перепада давления высок. Это объясняется вязкоупругими свойствами нефти, которые наиболее ярко проявляются при больших значениях

Исследовано изменение  $\Delta P_c$  от  $\frac{y_\phi(t) - h_0}{y_0}$  при  $\mu_0 = 1$  и  $\mu_0 = 10$ , значение перепада давления при  $\mu_0 = 1$  остается постоянным, а при  $\mu_0 = 10$  уменьшается.

Изучены зависимости  $\mu_n(\Delta P_c)$  от глубины вторжения воды для различных значений  $\mu_0$  и  $\alpha_{ср} = \frac{\alpha_n + \alpha_p}{2}$ . Видно, что если в начале процесса вытеснения  $\mu_0$  получает значение намного меньше своего начального, то в период вытеснения его значение постепенно увеличивается и приближается к конечному. В зависимости от  $\mu_n^0$  и  $\alpha$  значения  $\mu_n(\Delta P_c)$  по-разному отличаются от начальных.

#### Литература

1. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности обводнения скважин. — Баку: Элм, 1974.
2. Вахитов Г. Г., Мирзаджанзаде А. Х., Рыжик В. М. и др. Особенности вытеснения водой нефти с вязкоупругими свойствами. — НХ, 1977, № 4, с. 38—42.
3. Ализаде И. М., Аметов И. М., Мамедзаде Р. Б. О нестационарной фильтрации вязкоупругой жидкости в пористой среде. — Изв. Вузов. Сер. Нефть и газ, 1975, № 9, с. 52—54.
4. Джафаров Н. Д., Масимов Ф. Н., Мустафаев Ф. М. Приток жидкости к скважинам в трещиноватом пласте с учетом различия вязкости нефти и воды (предс. АзПИ в 1984 г., рукопис. деп. ВНИИОЭНГ 25.12.84. ФН 1126 ИГ-84 деп. РЖ «Горное дело» 4Г 347, 1984.
5. Wissler E., H. Visco-elastic effects in the flow of non Newtonian fluids through a porous medium. — Ind. Eng. Chem. Fundamentals, 1971, v. 10, № 3.
6. Аметов И. М., Байдилов Ю. Н., Рузип Л. М., Спиридонов Ю. М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. М.: Недра, 1985, с. 205.
7. Мустафаев Ф. М. Фильтрация жидкости к системе скважин, обводнение их и регулирование разработки месторождений с трещиноватыми коллекторами: Автореф. дис... канд. техн. наук. — Баку, 1985.
8. Девкалмимов В. В., Кабилова М. М., Хабибулин З. А. — Реологические характеристики аномальных нефтей. — Изв. Вузов. Сер. Нефть и газа, 1975, № 4.
9. Баренблатт Г. И., Мамедов Ю. Г., Мирзаджанзаде А. Х., Шевилов И. А. Неравновесные эффекты при фильтрации вязкоупругих жидкостей. — МЖГ, 1973, № 3.

Г. Н. Чэлилов, Н. Б. Агаев, Э. М. Маммэдов

### ӨЗЛҮ-ЕЛАСТИК МАЈЕНИН ГУЈУЛАР СИСТЕМИНЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ

Апарылан тэдгигатлар көстөрүнөн кн. өзлү-эластик мајенин өзүлүлүү тэзиг градијентиндөн асылы олараг дэјишир. Мөгаләдә бу дэјишмә өзлү-эластик мајенин бирчине-ли ләјдә дүзхәтли гујулар системинә дикәр маје илә сыхышдырылмасы просесиндә нә-зәрә алынмышдыр. Дәјишмәз чәрәјан хәтләри үсулу тәтбиг едилмәклә алынмыш дүс-турлара әсасән һесабат апарылмыш вә өзлү-эластик мајенин сыхышдырылмасы про-сесинин көстөрничиләри тәјин едилмишир.

K. N. Djalilov, N. B. Agaev, A. M. Mamedov

### TO VISCO-ELASTIC FLUID DISPLACEMENT TO A SYSTEM OF WELLS

The article deals with a visco-elastic fluid displacement to a well system in a homogeneous reservoir. The authors used a method of unchangeable rigid flow tubes and, on the basis of calculations carried out, studied the influence of visco-elastic fluids viscosity change upon the displacement process.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1988, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1988, № 5

УДК 532.546.

К. Н. ДЖАЛИЛОВ, Н. Д. ДЖАФАРОВ, Ф. И. ГАДЖИЕВА,  
Т. И. КАЗЫМОВ

### О РАСЧЕТНОЙ СХЕМЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ К СИСТЕМЕ СКВАЖИН

Для определения технологических показателей разработки нефтяных месторождений требуется усовершенствование расчетной схемы вытеснения нефти водой к системе скважин с учетом ряда физико-геологических и технологических факторов.

В настоящее время разработаны численные методы решения многофазной фильтрации, позволяющие определять характеристики вытеснения нефти водой. При прогнозировании характеристик разработки нефтяных месторождений широко используются ЭВМ, что связано с затратами большого машинного времени.

Для проведения многочисленных вариантов расчета в основном используются методики, основывающиеся на галлерейном способе вытеснения нефти водой или на вытеснении нефти водой по трубкам тока. При исследовании движения жидкостей по трубкам тока истинный фильтрационный поток специальным образом приближенно заменяется элементарными одномерно-поступательным и радиальным потоками.

Методом трубок тока авторами работ [1, 5] были получены нужные зависимости при разработке нефтяных месторождений для двух случаев. В первом случае принимается, что в пласте работает один ряд добывающих скважин при наличии двустороннего напора, причем линии напоров симметрично расположены относительно ряда скважин, а на этих линиях поддерживаются постоянные равные напоры. При такой гидродинамической системе характерный элемент течения является прямоугольником, ограниченным контуром напора с одной и непроницаемыми границами с трех сторон при работе в нем четвертой части одной добывающей скважины с центром, находящимся в одной из точек пересечений непроницаемых границ. Во втором случае в пласте работает один ряд чередующихся добывающих и нагнетательных скважин с равными расстояниями между ними при наличии двусторонних равных напоров, линии которых симметрично расположены относительно ряда скважин. В этом случае характерным элементом течения является прямоугольник, ограниченный непроницаемыми границами с четырех сторон при действии четвертой части одной добывающей и одной нагнетательной скважин с центрами, находящимися на разных концах одной диагонали прямоугольника.

Отметим, что в каждом конкретном случае разработки нефтяных месторождений для применения этого метода требуется новый подход замены истинного потока элементарными потоками.

Применение упомянутого приближенного метода к решению задач в многорядной системе скважин приводит к большим трудностям,

особенно в тех случаях, когда залежь относительно проницаемости по площади и мощности является неоднородной.

Нами рассмотрены вопросы движения границы нефть—вода и процесс обводнения многорядных скважин путем линеаризации уравнения семейства линий тока, полученного для одножидкостной системы. При этом были учтены неоднородность по проницаемости вдоль площади и мощности пластов и учтена зона смеси по методу неизменных трубок тока для различных систем расположения скважин. Предложены сравнительно простые расчетные схемы определения характеристик разработки нефтяных месторождений [2].

Для проведения расчетов и сравнения их результатов по определению дебитов скважин и времени прорыва воды в скважину по различным трубкам тока ниже приводятся соответствующие зависимости их вычисления, полученные точным и приближенным (по трубкам тока) путем для самых простых случаев движения жидкостей в пористой среде, т. е. для движения разноцветных жидкостей. Для первого вышеотмеченного случая формулы безразмерного добита скважин  $q$ , соответственно при применении точного и приближенного методов, получены в следующем виде:

$$q = \frac{4\sigma}{1 + \frac{2\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}; q = \sum_{i=1}^n \frac{4\sigma}{n \left( H_1 + \frac{2\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma l_i}{\pi r_c} \right)}, \quad (1)$$

где

$$q = \frac{\mu \bar{q}}{kH\Delta P}; H_1 = 1 - \frac{\sigma}{2n} (\gamma_1 + \nu_1 = 2\sqrt{A_1}),$$

$$A_1 = P_1(P_1 - r_1)(P_1 - l_1)(P_1 - L_1); P_1 = 0,5(r_1 + l_1 + L_1),$$

$$r_1 = \sqrt{1 + (\gamma_1 + \nu_1)^2}; i = 1, 2, \dots, n; \nu_i = i \operatorname{ctg} \frac{\pi i}{2n}; i = 1, 2, \dots, n-1,$$

$$\gamma_i = (i-1) \operatorname{ctg} \frac{\pi(i-1)}{2n}; i = 2, 3, \dots, n; L_1 = i \operatorname{cosec} \frac{\pi i}{2n}; i = 1, 2, \dots, n$$

$$l_i = (i-1) \operatorname{cosec} \frac{\pi(i-1)}{2n}; i = 2, 3, \dots, n; l_1 = \gamma_1 = \nu_1; \nu_n = 0.$$

Здесь использованы следующие обозначения:  $\bar{q}$ ,  $\Delta P$ ,  $\mu$ ,  $k$  и  $H$  — дебит одной скважины, перепад давления на скважине, вязкость жидкостей, проницаемость и мощность пласта соответственно  $\sigma$  и  $r_c$  соответственно полурасстояние между скважинами и их радиус, приведенные на длину характерного элемента течения  $Z$ ,  $i$  и  $n$  — номер трубки тока и общее их количество.

Расчетная формула безразмерного времени прорыва воды в скважину по  $i$ -ой трубке тока для первого случая  $\tau_i$ , которая получена нами на основании приближенного метода трубок тока, после некоторых преобразований при вышеприведенных безразмерных величинах приводится к виду:

$$\tau_i = \frac{k \Delta P t_1}{m \delta \rho L^2} = H_1 \left( H_1 + \frac{2\sigma \ln \frac{\sigma l_i}{\pi r_c}}{\pi} \right); i = 1, 2, \dots, n, \quad (2)$$

где  $t_1$  — время прорыва воды в скважину по  $i$ -ой трубке тока;  $m$  — пористость пласта;  $\rho_{с.в}$  и  $\rho_{о.н}$  — количество связанной воды (первоначальная насыщенность нефтяной части пласта) и конечная остаточная нефтенасыщенность.

Применение же точного метода приводит к следующим выражениям для вычисления тех же  $\tau_i$ :

$$\tau_i = b \ln \frac{a - \cos \alpha_i}{1 - \cos \alpha_i}, \quad (3); \tau_i = \frac{b}{2} \ln \frac{(a - \cos \beta_{i-1})(a - \cos \beta_i)}{(1 - \cos \beta_{i-1})(1 - \cos \beta_i)}, \quad (4)$$

$$\tau_i = \frac{b}{N} \sum_{v=0}^N \ln \frac{a - \cos \xi_{iv}}{1 - \cos \xi_{iv}}, \quad (5)$$

где

$$a = \operatorname{ch} \frac{\pi}{\sigma}; b = \frac{\sigma}{\pi} \left( 1 + \frac{2\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right),$$

$$\alpha_i = \pi \left( 1 - \frac{2(i-1)}{2n} \right); \beta_i = \pi \left( 1 - \frac{i}{n} \right); \xi_{iv} = \frac{\pi}{n} \left( 1 + n - i - \frac{v}{N} \right),$$

$N$  — натуральное число, которое больше двух.

Таблица 1

$l$ (м)	$\frac{L}{l}$	По формуле (2)			По формуле (5)		
		100	200	400	100	200	400
200	1	3,050	2,301	1,720	2,735	2,211	1,706
	5	3,090	2,315	1,725	2,766	2,222	1,710
	10	3,234	2,365	1,745	2,876	2,261	1,723
	15	3,489	2,453	1,770	3,076	2,331	1,747
	20	3,873	2,584	1,821	3,388	2,437	1,783
	25	4,413	2,766	1,899	3,847	2,589	1,834
	30	5,152	3,013	1,991	4,523	2,807	1,908
	35	6,154	3,343	2,112	5,564	3,134	2,019
	40	7,523	3,785	2,271	7,416	3,703	2,211
	41	7,854	3,891	2,312	8,005	3,883	2,274
	42	8,207	4,004	2,352	8,748	4,110	2,349
	43	8,586	4,124	2,395	9,753	4,415	2,452
	44	8,992	4,253	2,441	11,306	4,887	2,612
	45	9,434	4,392	2,490	15,705	6,223	3,064
	400	1	3,211	3,351	2,487	3,301	2,993
5		3,354	3,395	2,502	3,364	3,027	2,395
10		3,865	3,551	2,554	3,592	3,148	2,437
15		4,780	3,827	2,648	4,029	3,367	2,512
20		6,161	4,242	2,787	4,759	3,708	2,627
25		8,115	4,826	2,980	5,946	4,210	2,791
30		10,804	5,622	3,241	7,908	4,950	3,026
35		14,481	6,699	3,589	11,322	6,090	3,378
40		19,543	8,166	4,056	18,088	8,116	3,992
41		20,773	8,520	4,168	20,339	8,761	4,186
42		22,090	8,895	4,287	23,214	9,575	4,430
43	23,502	9,502	4,414	27,135	10,575	4,759	
44	25,018	9,735	4,549	33,234	12,374	5,267	
45	26,673	10,207	4,696	50,506	17,190	6,707	

Таблица 2

$l$ (м)	$L$ (м)	По формуле (2)			По формуле (5)		
		100	200	400	100	200	400
200	1	282	852	2547	253	818	2526
	5	286	857	2554	256	822	2532
	10	299	875	2584	266	837	2551
	15	323	908	2621	285	863	2587
	20	352	956	2696	314	902	2640
	25	408	1024	2812	356	958	2715
	30	476	1115	2948	419	1039	2825
	35	570	1237	3127	515	1160	2989
	40	696	1401	3362	686	1371	3274
	41	727	1440	3423	720	1437	3367
	42	760	1482	3482	810	1521	3478
	43	795	1526	3546	903	1634	3630
	44	832	1574	3614	1046	1809	3867
	45	873	1626	3687	1454	2304	4537
	400	1	297	1240	3682	306	1108
5		310	1257	3704	311	1120	3546
10		358	1314	3782	332	1165	3608
15		442	1417	3921	373	1246	3719
20		570	1570	4126	440	1327	3890
25		751	1786	4412	550	1558	4132
30		1000	2081	4799	732	1832	4480
35		1340	2480	5314	1048	2254	5002
40		1809	3023	6005	1674	3004	5911
41		1923	3154	6171	1882	3243	6200
42		2041	3292	6348	2149	3544	6559
43		2175	3517	6536	2512	3914	7046
44		2316	3604	6735	3067	4580	7798
45		2469	3778	6953	4675	6363	9931

Таблица 3

$i$	$L$ (м)	100		200		400	
		200	400	200	400	200	400
1	11,5	0,98	4,16	11,6	0,83	4,36	
5	11,7	0,32	4,26	12,3	0,87	4,46	
10	12,4	7,83	4,54	12,8	1,29	4,82	
15	13,3	18,5	5,21	13,7	1,31	5,43	
20	14,0	29,5	5,99	18,3	2,12	6,07	
25	14,6	36,5	6,89	14,6	3,57	6,78	
30	13,6	36,6	7,31	13,6	4,35	7,12	
35	10,7	27,9	6,64	10,0	4,62	6,24	
40	1,50	27,9	2,19	0,63	2,69	1,59	
41	0,97	2,18	0,21	2,74	1,66	0,47	
42	6,17	5,02	2,56	7,11	0,12	3,22	
43	12,0	13,4	6,61	10,1	2,31	7,24	
44	20,4	24,7	13,0	21,3	6,54	13,6	
45	40,0	47,2	29,4	40,6	18,7	30,0	

Для установления расхождения между соответствующими величинами дебита и времени, найденными по первой и второй формулам (1) и (2), (5) проведены расчеты в большом диапазоне изменения  $L$   $l$  (расстояния между скважинами) и  $n$ . В табл. 1 приведены значения безразмерного времени  $\tau_1$ . Некоторые значения его, вычисленные в сутках при  $\Delta p=5$  атм,  $k=0,5$  д,  $\mu=1$  сп,  $m=0,2$ ,

$\delta=1$  представлены в табл. 2, а погрешности между приближенными и точными значениями  $\tau_1$  приведены в табл. 3.

Расчеты показывают, что приближенная формула приводит к занижению дебита, хотя его значения оказываются близкими к точным их значениям, абсолютные погрешности между ними в рассмотренных вариантах составляют 1—2%.

Расчеты также показывают, что в пределах рассмотренных вариантов время прорыва воды в скважину по приближенной формуле получается больше, чем по точной. Этот факт имеет место во всех трубках тока, за исключением некоторых, несмотря на то, что относительные погрешности между соответствующими временами получаются по-разному и зависят от значения  $L$ ,  $l$  и  $n$ . С увеличением количества трубок тока, т. е. по мере приближения от элементарных к реальному фильтрационному потоку, эти расхождения становятся более значительными, порядка 20—40%.

Отметим, что рассмотренные в [1, 5] случаи применения трубок тока характерны тем, что истинный фильтрационный поток жидкости наилучшим образом опроксимирован элементарными потоками и предложены простые расчетные формулы. Однако, когда пласт разрабатывается многорядной системой скважин при водонапорном режиме, получить аналогичную расчетную схему таким путем весьма трудно, и при этом расхождения между соответствующими величинами характеристик разработки нефтяных месторождений будут еще больше, чем полученные в [1, 5].

#### Литература

1. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. — М.: Недра, 1976.
2. Джалилов К. Н. Вопросы перемещения контура нефтеносности и обводнения скважин. — Баку: Элм, 1974.
3. Ковалев В. С. Расчет процесса заводнения нефтяных залежей. — М.: Недра, 1970.
4. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. — М.: Недра, 1973.
5. Рябинина З. К., Борисов Ю. П., Егорова Л. И. Определение показателей разработки для однорядной системы по трубкам тока. — ИТС ВНИИ по добыче нефти. — М.: Недра, 1972, вып. 44.
6. Сургучев М. Л. Метод контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1968.

Г. Н. Чэлилов, Н. Ч. Чэфаров, Ф. И. Начыјева, Т. И. Казымов

#### НЕФТИН СУ ИЛЭ ГУЈУЛАР СИСТЕМИНЭ СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫНЫН НЕСАБАТ СХЕМИ

Мэгалэдэ гујуларын дебити вэ гујулара сујун дахилолма мүддэти үчүн чэрэјан борулары методу илэ алынмыш дэјиг вэ тэјриби несабат дүстурлары көстэрилмишдир. Тэклиф олунмуш дүстурлара эсасэн несабатлар апарылмыш вэ онларын мүгајисэли анализи верилмишдир. Мүэјјэн едилмишдир ки, тэјриби дүстурлар ишлэнмэ мүддэтэри үчүн дэјиг дүстурлара нисбэтэн бөјүк хэталар верир.

K. N. Djafilov, N. D. Diafarov, F. I. Gadjeva, T. I. Kazymov

#### ABOUT THE CALCULATING SCHEME OF OIL DISPLACEMENT WITH WATER TO A SYSTEM OF WELLS

The present article gives calculating formulae for prediction of wells and the time of breakthrough within them, that are obtained accurately and approximately by the method of current pipes. On the basis of these formulae the authors carried out calculations and made their comparative analysis which showed that approximate formulae, as compared with the accurate ones, gave large discrepancies in periods of development, when increasing the quantity of current pipes.

УДК 517.927.21:66.067.1

И. Н. ЯГУБОВ

**О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ РЕШЕНИЙ  
 ЗАДАЧ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ**

При контроле и управлении процессами нелинейной фильтрации важное значение приобретают вопросы существования и единственности решений краевых задач [1, 2]. Прежде всего, отметим, что из теорем существования и единственности решений вытекают ограничения, которые должны учитываться при определении структуры математических моделей фильтрации в ходе решения обратных задач [3]. При наличии единственности решений расширяются возможности управления. Так, например, если краевая задача стационарной фильтрации допускает существование двух или более решений, то может быть поставлена задача вывода системы на то или иное стационарное состояние с помощью соответствующих технологических мероприятий. Следует также учитывать, что неединственность решения может привести к катастрофическим изменениям состояния системы. Вопросы единственности приобретают большое значение и при численном нахождении решения, поскольку чем больше решений имеет данная краевая задача, тем труднее, как правило, бывает найти хотя бы одно из них [2].

При моделировании процессов стационарной фильтрации рассматриваются задачи вида:

$$u'' = f(x, u, u'), \quad x \in I = [a, b] \quad (1)$$

$$u(a) = A, \quad u(b) = B, \quad (2)$$

где  $u' = du/dx$ .

Классический результат С. Н. Бернштейна можно сформулировать в виде следующей теоремы [1, 2]:

**Теорема.**

Пусть  $f \in C'(I \times R^2)$  и существует такое число  $k > 0$ , что

$$f_u^*(x, u, u') > k \quad \forall (x, u, u') \in I \times R^2. \quad (3)$$

Если для любого  $M > 0$  существует  $A_0, B_0 > 0$  такие, что

$$|f(x, u, u')| < A_0 + B_0 u'^2 \quad \forall (x, u, u') \in I \times [-M, M] \times R. \quad (4)$$

то задача (1)–(2) имеет единственное решение для любого  $A$  и  $B$ .

Показатель степени 2 в условии (4) не может быть увеличен. Справедливо следующее утверждение [2]:

Пусть дана задача

$$u'' = f(x, u, u') + \varphi(x, u)|u_x|^{2+\varepsilon}, \quad \varepsilon > 0$$

$$u(t_1) = A, \quad u(t_2) = B$$

где  $f \in C(I \times R^2)$ ,  $\varphi = C(I \times R^2)$  и для любого  $M \geq 0$  существует  $c \geq 0$  такое, что

$$|f| \leq c(1 + u'^2). \quad \forall (x, u, u') \in I \times [-M, M] \times R.$$

Если эта задача имеет решение при любых  $A, B$  и  $t_1, t_2 \in I (t_1 \neq t_2)$ . Тогда необходимо

$$\varphi(x, u) = 0 \quad \forall (u, x) \in I \times R.$$

Фильтрация неьютоновских систем в нелинейных средах [4–6] описывается уравнениями вида:

$$(k, (u, p) u_x)_x + \frac{R}{x} k u_x + F(x, u, u_x) = 0, \quad (5)$$

где  $u$  — давление ( $u \geq 0$ ),  $p = |u_x|$ ,  $R=0,1$  — соответственно для плоскопараллельной и радиальной фильтрации.

Функция источника  $F(x, u, u_x)$  отлична от нуля, если, например, возможен переток жидкости из близлежащих пластов в данный пласт. Уравнением стационарной фильтрации с источником можно также моделировать фильтрацию в трещиновато-пористых средах, если емкость пор настолько велика, что в некотором масштабе времени можно пренебречь изменением порового давления.

Уравнение (5) можно переписать в виде (1), если определить функцию  $f(x, u, u_x)$  как

$$f = - \frac{k_u^* p^2 + \frac{R}{x} k u_x + F}{k + k_p^* p}. \quad (6)$$

Нарушение условия (4), как мы видели, может привести к тому, что задача (1)–(2) не будет иметь решения. Для этого достаточно, например, чтобы при больших  $p$  выполнялось соотношение

$$\frac{k_u^* p^2}{k + k_p^* p} = \psi(u) p^{2+\varepsilon}$$

или

$$\frac{1}{\psi p^2} \frac{\partial k}{\partial u} - p \frac{\partial k}{\partial p} = k,$$

где  $\psi(u)$  — некоторая функция давления  $u$ . Решая это уравнение методом характеристик, получим

$$k = \frac{1}{p} \eta \left( \Phi(u) + \frac{1}{\varepsilon p^2} \right), \quad (7)$$

где  $\Phi(u) = \int \psi(u) du$ ,  $\eta(z)$  — произвольная функция  $z$ .

Из (7) следует, что при  $p \rightarrow \infty, k \rightarrow 0$ . Такой характер зависимости  $k$  от  $p = |u_x|$  может иметь место, если, например, вязкость флюида увеличивается с увеличением градиента давления, т. е. если проявляются дилатантные свойства. При этом может оказаться, что режим стационарной фильтрации неосуществим.

Рассмотрим следующий пример:

Пусть  $R=0$ ,  $\kappa \sim 1/u_x^{2\alpha}$ ,  $u_0$  — давление в пласте, из которого осуществляется переток жидкости в данный пласт ( $u_0 > u$ ). Для простоты будем считать, что

$$(u_x^{1-2\alpha})_x + u_0 - u = 0, \quad \alpha > 1. \quad (8)$$

Для уравнения (8) поставим краевую задачу

$$|u_{x=0} = u_0, u|_{x=b} = u_1$$

или

$$(1 - 2\alpha) V_x^{-2\alpha} V_{xx} = V \quad (9)$$

$$V(0) = 0, V(b) = V_1, \text{ где } V = u_0 - u.$$

Из (9) легко получить

$$\frac{2\alpha - 1}{\alpha - 1} V_x^{-2(\alpha-1)} = V^2 + c. \quad (10)$$

Для определенности положим  $\alpha = 2$ . Тогда интегрирование (10) дает

$$g(V, c) = 2\sqrt{3}x + c_1,$$

где

$$g(V, c) = V\sqrt{V^2+c} + c \ln(V + \sqrt{V^2+c}).$$

Краевое условие  $V(0)=0$  удовлетворяется при  $c_1 = c \ln c$ ,  $c > 0$ . Постоянная  $c$  определяется из уравнения

$$g(V_1, c) = 2\sqrt{3}x_0 + \frac{c \ln c}{2}, \quad c > 0. \quad (11)$$

Анализ показывает, что существуют такие значения  $V_1$  для которых

$$V_1^2 < 2\sqrt{3}x_0 \text{ и } g(V_1, c) < 2\sqrt{3}x_0 + \frac{c_0 \ln c_0}{2},$$

где

$$c_0 = \frac{1}{e} (1 + 2\sqrt{e} V_1).$$

При этом уравнение (11), а, следовательно, и задача (9) не имеют решения.

Графически решение (11) определяется пересечением кривых  $y = g(V_1, c)$  и  $y = g_1(x_0, c) = 2\sqrt{3}x_0 + \frac{c \ln c}{2}$  построенных в координатах  $(y, c)$  при фиксированных  $V_1, x_0$ .

Легко показать, что при

$$V_1 \in \left[ \frac{1}{2\sqrt{e}}, \frac{1}{\sqrt{e}} \right]$$

функция  $g(V_1, c)$  монотонно возрастает. Далее для простоты ограничимся рассмотрением  $V_1$  из этого интервала.

Функция  $g_1(x_0, c)$  имеет минимум при  $c = 1/e$  и неограниченно возрастает при  $c \rightarrow \infty$ . При  $c \rightarrow 0$

$$g_1(x_0, c) \rightarrow \sqrt{3}x_0.$$

Условие

$$\frac{dg}{dc} = \frac{dg_1}{dc} \quad (12)$$

удовлетворяется в единственной точке  $c_0 = \frac{1}{e}(1 + 2\sqrt{e}V)$

При  $c > c_0$   $\frac{dg_1}{dc} > \frac{dg}{dc}$ .

Поэтому, если

$$g(V_1, 0) = V_1^2 < 2\sqrt{3}x_0 \text{ и } g(V_1, c_0) < 2\sqrt{3}x_0 + c_0 \ln c_0,$$

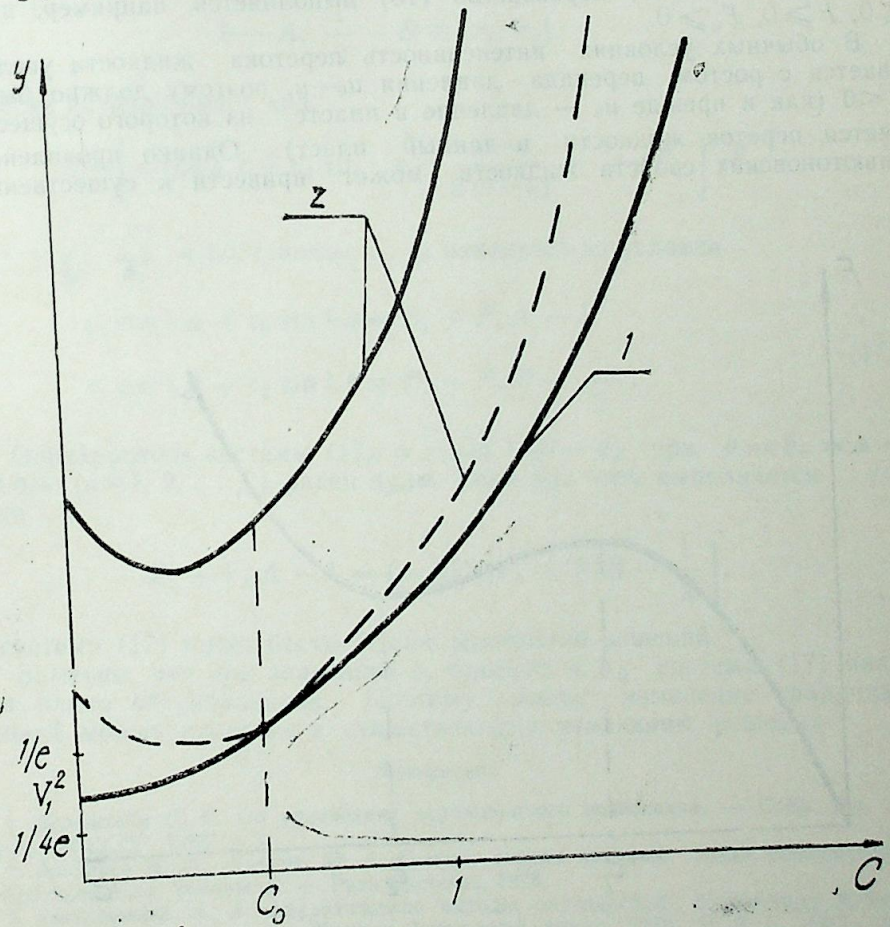


Рис. 1. Графики кривых  $g(V_1, c)$  и  $g_1(x_0, c)$ : 1 — функция  $y = g(V_1, c)$ , 2 — функция  $y = g_1(x_0, c)$

то кривая  $g_1(x_0, c)$  лежит всюду выше кривой  $g(V_1, c)$ , т. е. уравнение (11) не имеет решения (рис. 1).

При нарушении условия (3), т. е. при

$$f_u^* \geq 0 \quad (13)$$

задача (1)–(2) может иметь неединственное решение. Используя (6), условие (13) можно переписать в виде:

$$[k_{uu}^* (kp)_p^* - (k_u^* p)_p^* k_u^*] p^2 + (kp)_p^* F_u - (k_u^* p)_p^* F \geq 0. \quad (13)$$

Условию (14) можно придать более обозримый вид, если рассмотреть случай степенной зависимости  $k$  от  $u$  и  $p$ :

$$k = k_0 u^\sigma p^\gamma.$$

Тогда из (14) получим:

$$(\sigma + 1) (\gamma kp^2 - u^2 F_u + \gamma uF) \leq 0. \quad (15)$$

Если  $\sigma > 0$ , то неравенство (15) выполняется, например, при  $\gamma \leq 0$ ,  $F \geq 0$ ,  $F_u \geq 0$ .

В обычных условиях интенсивность перетока жидкости увеличивается с ростом перепада давления  $u_0 - u$ , поэтому должно быть  $F_u^* < 0$  (как и прежде  $u_0$  — давление в пласте, из которого осуществляется переток жидкости в данный пласт). Однако проявление неьютоновских свойств жидкости может привести к существенно

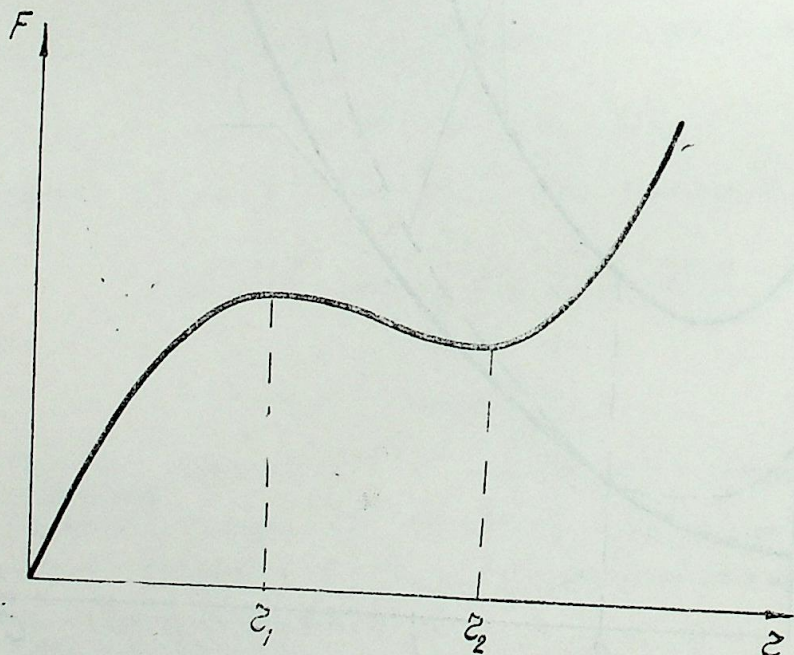


Рис. 2. График функции источника  $F(r)$

нелинейной зависимости  $F$  от  $u_0 - u$ , имеющей падающий участок, на котором  $F_u \geq 0$  (рис. 2). Следовательно, если давление  $u$  принадлежит интервалу  $u_0 - r_2 < u < u_0 - r_1$ , соответствующему падающему участку функции  $F(r)$ ,  $r = u_0 - u$  (рис. 2), то возможна неединственность режимов стационарной фильтрации.

Рассмотрим другой пример. Аппроксимируя на падающем участке функцию  $F(u_0 - u)$  прямой, положим  $F \approx F_1 - F_2(u_0 - u)$ . Пусть

$$k = k_0 = \text{const}, R = 0, u_0 = \left[ 1 - \frac{x - a}{2(b - a)} \right] / F_2.$$

При этом получим задачу

$$\begin{aligned} k_0 u_{xx} + F_1 + F_2 u &= 1 - \frac{x - a}{2(b - a)}, \\ u(a) &= A, \quad u(b) = B, \\ 1 - A, \frac{1}{2} - B &\in [r_1, r_2]. \end{aligned} \quad (15)$$

решение которой имеет вид:

$$u = \left[ c_1 \cos \lambda x + c_2 \sin \lambda x - \frac{x - a}{2(b - a)} + 1 - F_1 \right] / F_2,$$

где  $\lambda = \sqrt{\frac{F_2}{k_0}}$  а постоянные  $c_1, c_2$  находятся из условия

$$\begin{aligned} c_1 \cos \lambda a + c_2 \sin \lambda a &= F_1 + F_2 A - 1 \\ c_1 \cos \lambda b + c_2 \sin \lambda b &= F_1 + F_2 B - \frac{1}{2}. \end{aligned} \quad (17)$$

Определитель системы (17)  $\Delta = \sin \lambda (B - a)$  при  $b = b_n = a + \pi n / \lambda$  ( $n = 1, 2, \dots$ ) равен нулю. Если при этом выполняется условие

$$F_1 + F_2 A - 1 = (-1)^n \left[ F_1 + F_2 B - \frac{1}{2} \right],$$

то система (17) имеет бесчисленное множество решений.

Заметим, что при значениях  $b$ , близких к  $b_n$  система (17) является плохо обусловленной. Поэтому малое изменение граничных условий может привести к существенному изменению решения.

#### Литература

1. Бернштейн С. Н. Об уравнениях вариационного исчисления. — Собр. соч. М.: Изд-во АН СССР, 1960, т. 3.
2. Васильев Н. И., Клоков Ю. А. Основы теории краевых задач обыкновенных дифференциальных уравнений. — Рига: Зинатне, 1978.
3. Алексашенко А. А. Аналитические методы определения переменных физико-химических характеристик. — Журнал физической химии, 1979, № 8, с. 1905—1920.
4. Мирзаджанзаде А. Х., Ковалов А. Г., Зайцев Ю. В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. — М.: Недра, 1972.

5. Аметов И. М., Байдилов Ю. Н., Рузин Л. М., Спиридонов Ю. А. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. — М.: Недра, 1985.  
 6. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981.

И. Н. Ягубов

**ГЕЈРИ-ХЭТТИ ФИЛТРАСИЈА МЭСЭЛЭЛЭРИНИН ХЭЛЛЭРИНИН  
 БЭЗИ ХҮСУСИЈЛЭТЛЭРИ НАГГЫНДА**

Филтрасија просеслэрини нэзарэт вэ идарэетмэдэ сэрхэд мэсэлэлэрини хэллэрини варлыг вэ жеканэлији мүнүм рол ойнайыр.

Мэгалэдэ чофазалы системлэрин гејри-хэтти стасионар филтрасијасынын сэрхэд мэсэлэлэрини варлыг вэ жеканэлијинэ бахылыр.

I. N. Yagubov

**ABOUT SOME FEATURES OF SOLUTIONS  
 FOR NON-LINEAR FLOW PROBLEMS**

Within the filtration process of flow the single solutions of boundary problems (regional) play an important role.

The suggested article considers the existence and singularity of boundary problems solutions for a non-linear steady flow of polyphase system.

УДК 622.276.21

А. А. АББАСОВ

**РЕШЕНИЕ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
 ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ПЛАСТ—СКВАЖИНА**

При моделировании процесса разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в подземной гидродинамике обычно используют подход, который заключается в следующем: для определения поля давления и скоростей уравнение фильтрации «замыкается» начальными и граничными условиями, причем последние определяются давлением или скоростью фильтрации на границе пласта и скважин. Такой подход подразумевает, что условия на забое скважин известны, или реализуются по заранее заданной программе. Это допущение, как правило, не выполняется, так как дебит и давление на забое зависят от условий в системе пласт—скважина. Числовые оценки, проведенные в [1], показали, что влияние скважин на происходящие в пласте процессы являются ощутимыми и при их моделировании необходимо учитывать и наличие скважин. В принципе это влияние можно учесть, рассматривая совместно работу как пласта, так и скважин. Для этого следует выписать уравнения фильтрации и уравнения движения жидкости в стволе скважин, используя условия «сшивания» решения для пласта и для каждой скважины на каждом контуре, а также задать граничные и начальные условия в пласте и на устье скважин. Однако данный способ приведет в большинстве случаев только к непреодолимым вычислительным трудностям. В работе [1] был предложен иной подход предполагающий замену скважин-стоков непрерывным по площади распределением отборов. Полученное для этого случая уравнение фильтрации значительно отличается от обычного уравнения пьезопроводности, и, следовательно, определение параметров пластовых систем по данным гидродинамических исследований без учета влияния скважин может привести к существенным искажениям.

В данной работе решена задача определения по кривой восстановления давления (КВД) параметров системной модели пласт—скважина. Рассмотрим задачу восстановления давления для закрытой на устье скважине при условии установившегося процесса в момент остановки скважины:

$$\alpha_1 \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial x^2} + \alpha_2 \frac{\partial^3 \bar{P}}{\partial x^2 \partial t} = \frac{\partial \bar{P}}{\partial t^2} + \alpha_3 \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial t^2} \quad (1)$$

$$\bar{P}(x, 0) = \Delta \bar{P}(l - x) \quad (2)$$

$$\bar{P}(l, 0) = C \quad (3)$$

$$\frac{\partial \bar{P}(0, t)}{\partial x} = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial \bar{P}(x, 0)}{\partial t} = 0, \quad (5)$$

при

$$\alpha_1 = \frac{k}{\mu(\beta_{ж} + \beta^*)}; \quad \alpha_2 = \frac{k \delta \beta_{ж}}{\mu(\beta_{ж} + \beta^*)}$$

$$\alpha_3 = \frac{\beta_{ж}(\beta^* \delta)}{(\beta_{ж} + \beta^*)}; \quad \Delta \bar{P} = \frac{P_k - P_c}{l}$$

$$\bar{F}(x, t) = P_k - P(x, t),$$

$l$  — длина пласта,  $k$  — проницаемость;  $\mu$  — динамическая вязкость;  $\beta_{ж}$  — коэффициент объемной упругости жидкости;  $\beta^*$  — коэффициент упругости пласта;  $\delta$  — коэффициент, учитывающий потери давления на трение жидкости в стволе скважины;  $P_k, P_c$  — соответственно давления на контуре пласта и на забое скважины при условии установившегося процесса.

Для определения по КВД параметров  $\alpha_1, \alpha_2$  и  $\alpha_3$  применим метод детерминированных моментов [2, 3]. Используя преобразование Лапласа [4] по переменной  $t$  получим следующую краевую задачу:

$$U''(x) - m^2 U(x) = (x) \quad (9)$$

$$U'(0) = 0 \quad (10)$$

$$U(l) = 0, \quad (11)$$

где

$$f(x) = \frac{(1 + \alpha_2 s)(\Delta \bar{P} x - \Delta \bar{P} l)}{\alpha_1 + \alpha_2 s}$$

$$m^2 = \frac{s + \alpha_3 s^2}{\alpha_1 + \alpha_2 s}$$

$$U(x) = \int_0^{\infty} \bar{P}(x, t) e^{-st} dt.$$

Решение задачи (9) — (11) ищем с помощью функции Грина  $G(x, \eta)$  [5]:

$$U(x) = \int_0^1 G(x, \eta) f(\eta) d\eta,$$

где

$$G(x, \eta) = \begin{cases} \frac{U_1(\eta) U_2(x)}{W(\eta)} & \text{при } 0 \leq \eta \leq x \leq l \\ \frac{U_1(x) U_2(\eta)}{W(\eta)} & \text{при } 0 \leq x \leq \eta \leq l \end{cases}$$

$U_1, U_2$  — частные решения однородного уравнения, соответствующего уравнению (9), удовлетворяющее условиям (10), (11) соответственно;

$$W(\eta) = \begin{vmatrix} U_1 & U_2 \\ U_1' & U_2' \end{vmatrix} - \text{определитель Вронского};$$

Тогда

$$U(0) = \int_0^1 G(0, \eta) f(\eta) d\eta = \frac{l^3 \Delta \bar{P}}{3 \alpha_1} - \left[ \frac{2l^5}{15 \alpha_1^2} - \frac{l^3 (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_2)}{3 \alpha_1^2} \right] \Delta \bar{P} s + \left[ \frac{l^3 \alpha_2 (\alpha_2 - \alpha_1 \alpha_3)}{3 \alpha_1^2} - \frac{4 l^5 (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_2)}{15 \alpha_1^3} + \frac{17 l^7}{315 \alpha_1^3} \right] \Delta \bar{P} s^2 + \dots \quad (12)$$

С другой стороны изображение  $U$  можно представить через моменты [2]:

$$U(0) = \int_0^{\infty} \bar{P}(0, \eta) e^{s\eta} d\eta = \int_0^{\infty} \bar{P}(0, \eta) \left[ 1 - \eta s + \frac{\eta^2}{2} s^2 \dots \right] d\eta =$$

$$= M_0 - M_1 s + \frac{M_2}{2} s^2 \dots \quad (13)$$

Сравнивая в (12) и (13) члены при одинаковых степенях  $s$ , получим следующую систему относительно  $\alpha_1, \alpha_2$  и  $\alpha_3$ :

$$\begin{cases} \frac{l^3 \Delta \bar{P}}{3 \alpha_1} = M_0 \\ \frac{2 l^5 - 5 l^3 (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_2)}{15 \alpha_1^2} \Delta \bar{P} = M_1 \\ \frac{105 l^3 \alpha_2 (\alpha_2 - \alpha_1 \alpha_3) - 84 l^5 (\alpha_1 \alpha_3 - \alpha_2) + 17 l^7}{315 \alpha_1^3} \Delta \bar{P} = \frac{M_2}{2}, \end{cases} \quad (14)$$

где  $M_0, M_1, M_2$  вычисляются аналогично [6].

Решив систему (14), определим искомые параметры:

$$\alpha_1 = \frac{l^2 \Delta P}{3 M_0} \quad (15)$$

$$\alpha_2 = l^2 \frac{1575 (\alpha_1/l^2)^3 M_2 + 166 \Delta P - 2520 (\alpha_1/l^2)^2 M_1}{3150 (\alpha_1/l^2)^2 M_1 - 420 \Delta P} \quad (16)$$

$$\alpha_3 = \frac{5 (\alpha_1/l^2) \Delta P - 15 (\alpha_1/l^2)^2 M_1 + 2 \Delta P}{5 (\alpha_1/l^2) \Delta P}, \quad (17)$$

где

$$\Delta = P_k - P_c,$$

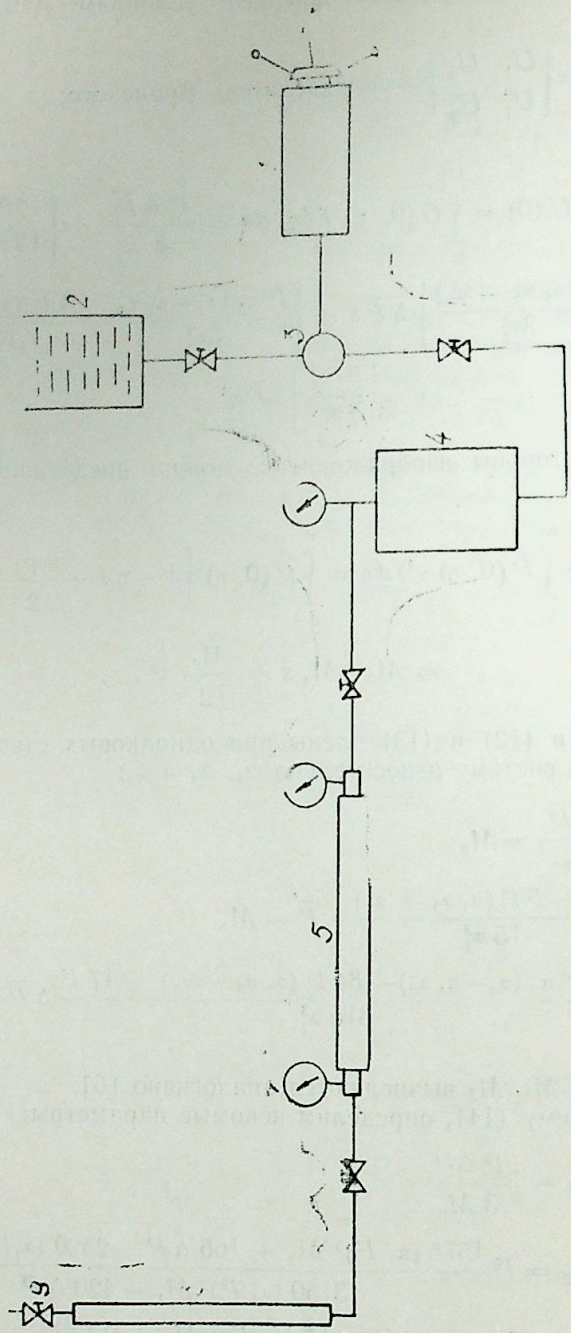


Рис. 1. Экспериментальная установка

Измерения проводились на экспериментальной установке (рис. 1), состоящей из гидравлического пресса 1, бачка 2, манифольда 3, бомбы высокого давления 4, модели пласта 5 (колонка с пористой средой, состоящей из 50%-го кварцевого песка и 50%-й песчаной пыли), образцовых манометров 6, 7, модели скважины 8, вентиля 9. В качестве модели пластовой жидкости использовалось трансформаторное масло. При установившемся режиме фильтрации был перекрыт вентиль 9 и сняты показания манометра 6. По кривой восстановления давления (рис. 2) методом детерминированных моментов согласно

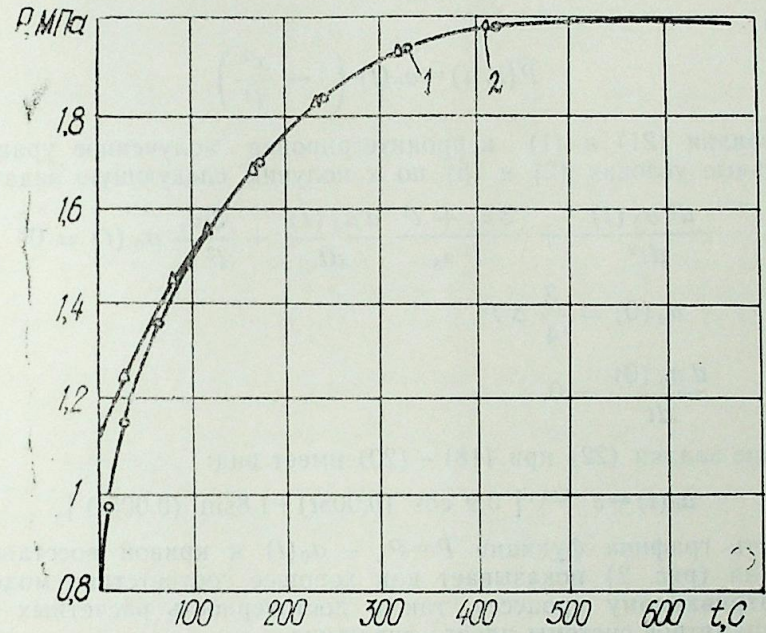


Рис. 2. Кривые восстановления давления: 1 — измеренная; 2 — осредненная

расчетным формулам (15)—(17) были определены значения параметров

$$\alpha_1 = 0,004; \alpha_2 = 0,1604; \alpha_3 = 61,5, \quad (18)$$

Зная  $\alpha_2$  можно определить пьезопроводность системы пласт—скважина

$$x_c \equiv \alpha_1 = 0,004.$$

Пьезопроводность пласта, подсчитанная аналогично  $\alpha_1$  по КВД, снятой с колонки, равна

$$x = 0,0024; \quad \frac{x_c - x}{x_c} 100\% \approx 30\% \quad (19)$$

Отсюда следует, что для проведенного исследования пьезопроводность системы почти на 30% отличается от пьезопроводности пласта.

Для проверки применимости предложенного алгоритма определения параметров системы, а также адекватности математической

модели (1) процессу фильтрации жидкости осредним задачу (1) — (5) по  $x$ . Пусть

$$\bar{P}(x, t) = a_0(t) + a_1(t)x + a_2(t)x^2. \quad (20)$$

Согласно (3) — (4) имеем:

$$a_1(t) = 0$$

$$a_2(t) = -\frac{1}{l^2} a_0(t),$$

Тогда

$$\bar{P}(x, t) = a_0(t) \left( 1 - \frac{x^2}{l^2} \right). \quad (21)$$

Подставляя (21) в (1) и проинтегрировав полученное уравнение и начальные условия (2) и (5) по  $x$  получим следующую задачу:

$$\frac{d^2 a_0(t)}{dt^2} + \frac{3a_2 + l^2}{l^2 a_3} \frac{da_0(t)}{dt} + \frac{3a_1}{l^2 a_3} a_0(t) = 0$$

$$a_0(0) = \frac{3}{4} \Delta P \quad (22)$$

$$\frac{da_0(0)}{dt} = 0.$$

Решение задачи (22) при (18) — (20) имеет вид:

$$a_0(t) = e^{-0,01t} [ 0,9 \cos(0,005t) + 1,8 \sin(0,005t) ].$$

Близость графика функции  $P = P_k - a_0(t)$  к кривой восстановления давления (рис. 2) показывает как хорошее соответствие модели (1) рассматриваемому процессу, так и достоверность расчетных формул для параметров системы пласт—скважина.

#### Литература

1. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М. Системная модель эксплуатации залежи. — Физико-химические методы повышения нефтегазоотдачи пластов: Сб. науч. трудов/АЗИНЕФТЕХИМ.—Баку, 1985.
2. Химмельблау Д. Анализ процессов статистическими методами. — М.: Мир, 1973.
3. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов/Мирзаджанзаде А. Х. и др. — М.: Недра, 1984.
4. Канторович М. И. Операционное исчисление и нестационарные явления в электрических цепях. — М., 1955.
5. Лизоркин П. И. Курс дифференциальных и интегральных уравнений с дополнительными главами анализа. — М.: Наука, 1981.
6. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. — М.: Недра, 1986.

Ә. А. Аббасов

#### ТӘРС МӘСЭЛӘ ҲӘЛЛ ЕТМӘКЛӘ ЛАЈ-ГУЈУ МОДЕЛИ ПАРАМЕТЛӘРИНИН ТӘЈИН ЕДИЛМӘСИ

Мәғаләдә детерминантлар моменти үсулу илә тәзјигин бәрпа олунмасы әјрисинә көрә лај-гују систем модели параметләринин тәјин едилмәси мәсәләси һәлл едилмишдир. Бахылан алгоритмин доғрулуғуну тәсдиг едән әдәди һесабатлар көстәрилмишдир.

A. A. Abbasov

#### THE SOLUTION OF REVERSE PROBLEM OF PARAMETERS DEFINITION FOR FORMATION — WELL MODEL

The article shows the possibility of finding out the parameters of formation—well model through pressure built-up curves using the method of moments determination. Also the calculations are shown, which prove the capability of suggested method.

УДК 622.276.031:532.51

Р. М. ЭФЕНДИЕВ, Э. С. МАГЕРРАМОВ

### О ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ В МАЛОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Известно, что в настоящее время наиболее эффективным и распространенным методом воздействия в пласт является обычное заводнение нефтяных залежей. Однако опыт разработки ряда месторождений показывает, что этот метод недостаточно эффективен при извлечении нефти из малопроницаемых коллекторов и коллекторов содержащих глинистые материалы.

При закачке воды в глинизированные пласты из-за набухания глины проницаемость пласта уменьшается, и это приводит к снижению приемистости нагнетательных скважин и росту давления нагнетания.

Для улучшения фильтрационной характеристики глинизированных коллекторов в [1] предлагается закачка в пласт воды с малой добавкой газа, который вследствие возрастания подвижности воды позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин.

В данной работе изучается процесс вытеснения газированной нефти водой с малой добавкой газа в малопроницаемых пластах при давлениях выше давления насыщения.

Наличие в нашей стране (м-х «Избаскент», Покровское, Мухановское и др.) [4] и за рубежом (Биг Сенди, Торглайт Тенслип и др. в США) ряда месторождений, в которых пластовое давление намного (3—4 раза) выше, чем давление насыщения, позволяет допустить, что разработка этих месторождений может быть осуществлена в течение продолжительного времени на естественном режиме при давлении выше давления насыщения.

Если разработку таких месторождений вести с применением воздействия на пласт с целью интенсификации разработки в начальной стадии, то процесс вытеснения в пласте будет проходить при давлении выше давления насыщения.

Известно, что [2, 3] вязкость пластовых нефтей изменяется в основном с изменением давления, температуры, количества и компонентного состава растворенного газа. Однако характер изменения вязкости газированной нефти в случаях, когда давление насыщения выше и ниже существенно различается.

Принимая по экспоненциальной зависимости изменение вязкости газированной нефти и воды от давления при  $P \geq P_{\text{н}}$ , рассмотрим гидродинамическую задачу о вытеснении одной жидкости другой в неоднородном по проницаемости полосообразном пласте.

Предположим, что залежь разрабатывается рядами добывающих и нагнетательных скважин, расположенными в различных зонах неоднородного по проницаемости пласта. Граница раздела зон явля-

ется прямой линией, параллельно проходящей с батареями скважин. Для проведения гидродинамического исследования выделим характерный элемент. В данном случае таким элементом является прямоугольник, ограниченный линиями тока, непроницаемой границей и контуром питания (рис. 1).

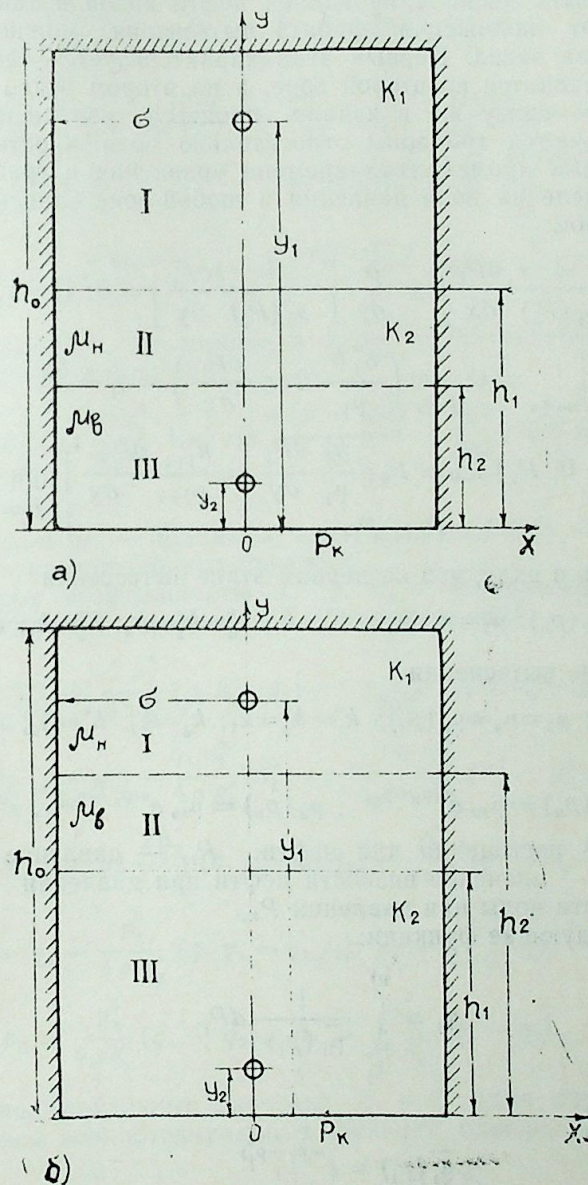


Рис. 1. Модель пласта: а — первый этап вытеснения; б — второй этап вытеснения

При нагнетании газированной воды за небольшой промежуток времени вокруг нагнетательной скважины образуется зона, занятая

водой. Границей раздела зон воды и нефти считается прямая линия, параллельная границе раздела кусочно однородных зон.

Проницаемость первой зоны, где расположена батарея добывающих скважин, обозначим через  $K_1$ , а проницаемость второй зоны, где имеется контур питания и батарея нагнетательных скважин, —  $K_2$ . Процесс вытеснения газированной нефти водой в такой залежи в зависимости от положения фронта вытеснения можно разбить во времени на два этапа. Первый этап характеризуется тем, что фронт вытеснения находится во второй зоне, а на втором этапе — в первой зоне. Поэтому сразу же в начале процесса вытеснения в пласте условно образуются три зоны относительно подвижности жидкостей.

В указанных промежутках времени уравнения и граничные условия для определения поля давления в любой зоне записываются следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{1}{\mu_j(P_j)} \frac{\partial P_j}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \frac{1}{\mu_j(P_j)} \frac{\partial P_j}{\partial y} \right] = 0; \quad (j=1, 2, 3) \quad (1)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial x} \Big|_{x=\pm\sigma} = 0; \quad \lim_{r \rightarrow r_c} \left( \frac{\kappa_j^* h}{\mu_j} 2\pi r \frac{\partial P_j}{\partial x} \right) = q_j = \frac{Q_j}{h} \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial P_1}{\partial y} \Big|_{y=h_0} = 0; \quad P_2 \Big|_{y=0} = P_k; \quad \frac{k_j^*}{\mu_j} \frac{\partial P_j}{\partial y} = \frac{k_{j+1}^*}{\mu_{j+1}} \frac{\partial P_{j+1}}{\partial y} \Big\} \text{при } y=h_j^* \\ P_j = P_{j+1} \end{aligned} \right\} (j=1, 2), \quad (3)$$

Надо иметь в виду, что на первом этапе вытеснения

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_n(p_n); \quad \mu_3 = \mu_b(p_b); \quad k_1^* = k_1; \quad k_2^* = k_3^* = k_2; \quad h_1^* = h_1; \quad h_2^* = h_2.$$

На втором этапе вытеснения

$$\mu_1 = \mu_n(p_n); \quad \mu_2 = \mu_3 = \mu_b(p_b); \quad k_1^* = k_2^* = k_1; \quad k_3^* = k_2; \quad h_1^* = h_2; \quad h_2^* = h_1,$$

где

$$\mu_n(p_n) = \mu_{sn} e^{\alpha(p_n - p_{sn})}; \quad \mu_b(p_b) = \mu_{sb} e^{\alpha(p_b - p_{sb})}. \quad (4)$$

$P_{sn}$  — давление насыщения для нефти,  $P_{sb}$  — давление насыщения для воды,  $\mu_{sn}$  — значение вязкости нефти при давлении  $P_{sn}$ ,  $\mu_{sb}$  — значение вязкости воды при давлении  $P_{sb}$ .

Вводим следующие функции:

$$\varphi_j = \int_{P_j^*}^{P_j} \frac{1}{\mu_j^*(P_j)} dP_j. \quad (5)$$

Здесь

$$\mu_j^*(P_j) = e^{\alpha(P_j - P_j^*)}$$

На первом этапе вытеснения:  $P_1^* = P_2^* = P_{sn}$ ;  $P_3^* = P_{sb}$ ;  $P_1 = P_2 = P_n$ ;  $P_3 = P_b$ ;  $\mu_1^* = \mu_2^* = \mu_{sn}$ ;  $\mu_3^* = \mu_{sb}$

На втором этапе вытеснения:  $P_1^* = P_{sn}$ ;  $P_2^* = P_3^* = P_{sb}$ ;  $P_1 = P_n$ ;  $P_2 = P_3 = P_b$ ;  $\mu_1^* = \mu_{sn}$ ;  $\mu_2^* = \mu_3^* = \mu_{sb}$

С учетом (5), система (1) и условия (2)–(3) примут следующий вид:

$$\frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial y^2} = 0; \quad (j=1, 2, 3) \quad (6)$$

$$\frac{\partial \varphi_j}{\partial y} \Big|_{x=\pm\sigma} = 0; \quad \lim_{r \rightarrow r_c} \left( \frac{k_j^* h}{\mu_j^*} 2\pi r \frac{\partial \varphi_j}{\partial x} \right) = q_j \quad (7)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} \Big|_{y=h_0} = 0; \quad \varphi_3 \Big|_{y=0} = \varphi_k; \quad \frac{\partial \varphi_j}{\partial y} = \frac{k_{j+1}^*}{k_j^*} \frac{\mu_j^*}{\mu_{j+1}^*} \frac{\partial \varphi_{j+1}}{\partial y} \Big\} y = h_j^* \\ \varphi_j = \beta_j^* \varphi_{j+1} + \beta_j^{**} \end{aligned} \right\} (j=1, 2), \quad (8)$$

где

$$\varphi_k = \frac{1}{\alpha} [1 - e^{-\alpha(p_k - p)}]; \quad \beta_j^* = e^{\alpha(p_j^* - p_{j+1}^*)}; \quad \beta_j^{**} = \frac{1}{\alpha} (1 - \beta_j^*).$$

Решение системы (6) ищется в виде действительной части следующей комплексной функции:

$$F_1(z) = a_j + i b_j z + \frac{q_1 \mu_j^*}{2\pi k_j^*} \ln 2 \sin \frac{\pi(z - iy_1)}{2\sigma} - \frac{q_2 \mu_j^*}{2\pi k_j^*} \ln 2 \sin \frac{\pi(z - iy_2)}{2\sigma}, \quad (9)$$

где  $z = x + iy$ ,  $y_1$  и  $y_2$  — ординаты точек расположения соответственно добывающих и нагнетательных скважин.

Неизвестные коэффициенты  $a_j$  и  $b_j$  с использованием граничных условий (7)–(8) определены в следующем виде:

$$a_1 = \beta_1^* \beta_2^* \varphi_k + \beta_2^{**} - \beta_2^* \frac{2\mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (q_1 h_2^* - q_2 y_2) + \frac{\mu_2^*}{4\sigma k_2^*} [q_1 (2h_2^* - y_1) - q_2 y_2] -$$

$$- \frac{\mu_2^*}{4\sigma k_2^*} (q_1 - q_2) - \frac{q_1 \mu_2^*}{4\sigma k_2^*} (h_1^* - y_1) - \frac{q_2 \mu_2^*}{4\sigma k_2^*} (h_1^* - y_2) + \beta_1^{**};$$

$$a_2 = \beta_2^* \varphi_k + \beta_2^{**} - \beta_2^* \frac{2\mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (q_1 h_2^* - q_2 y_2) + \frac{\mu_2^*}{4\sigma k_2^*} [q_1 (2h_2^* - y_1) - q_2 y_2];$$

$$a_3 = \varphi_k - \frac{\mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (q_1 y_1 - q_2 y_2); \quad b_1 = \frac{\mu_1^*}{4\sigma k_1^*} (q_1 - q_2);$$

$$b_2 = \frac{\mu_2^*}{4\sigma k_2^*} (q_1 - q_2); \quad b_3 = \frac{\mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (q_1 - q_2).$$

Подставляя найденные значения  $a_j$  и  $b_j$  (для случая  $q_1 = q_2$ ) в (9), выражения эквипотенциальных функций определены в виде:

$$\varphi_1 = \beta_1^* \beta_2^* \varphi_k + \beta_1^* \beta_2^{**} + \beta_1^{**} - \beta_1^* \beta_2^* \frac{q \mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (y_1 - y_2) -$$

$$- \frac{q}{4\sigma} [2h_1^* - (y_1 + y_2)] \left( \beta_1^* \frac{\mu_2^*}{k_2^*} - \frac{\mu_1^*}{k_1^*} \right) - \beta_1^* \frac{q}{4\sigma} \times$$

$$\begin{aligned} & \times [2h_2^* - (y_1 + y_2)] \left( \beta_2^* \frac{\mu_3^*}{k_3^*} - \frac{\mu_2^*}{k_2^*} \right) + \\ & + \frac{q \mu_1^*}{4\pi k_1^*} \ln \frac{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}; \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \varphi_2 = & \beta_2^* \varphi_k + \beta_2^{**} - \beta_2^* \frac{q \mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (y_1 - y_2) - \\ & - \frac{q}{4\sigma} [2h_2^* - (y_1 + y_2)] \left( \beta_2^* \frac{\mu_3^*}{k_3^*} - \frac{\mu_2^*}{k_2^*} \right) + \\ & + \frac{q \mu_2^*}{4\pi k_2^*} \ln \frac{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}; \end{aligned} \quad (11)$$

$$\varphi_3 = \varphi_k - \frac{q \mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (y_1 - y_2) + \frac{q \mu_3^*}{4\pi k_3^*} \ln \frac{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_1)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}{\operatorname{ch} \frac{\pi(y-y_2)}{\sigma} - \cos \frac{\pi x}{\sigma}}; \quad (12)$$

А искомое давление  $P_j$  находится из следующего выражения:

$$P_j = P_j^* - \frac{1}{\alpha} \ln(1 - \alpha \varphi_j). \quad (13)$$

Используя выражения (13) находим перепад давления между нагнетательными и добывающими скважинами в зависимости от положения фронта вытеснения ( $h_2$ ) в следующем виде:

$$\Delta P = P_H - P_D = P_{sb} - P_{sh} - \frac{1}{\alpha} \ln \frac{1 - \alpha \varphi_H}{1 - \alpha \varphi_D}, \quad (14)$$

где

$$\begin{aligned} \varphi_H = & \varphi_k - \frac{q \mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (y_1 - y_2) + \frac{q \mu_3^*}{4\pi k_3^*} \ln \frac{\operatorname{ch} \frac{\pi(y_2 - y_1)}{\sigma} - 1}{\operatorname{ch} \frac{\pi r_c}{\sigma} - 1} \\ \varphi_D = & \beta_1^* \beta_2^* \varphi_k + \beta_1^* \beta_2^{**} + \beta_1^{**} - \beta_1^* \beta_2^* \frac{q \mu_3^*}{4\sigma k_3^*} (y_1 - y_2) - \\ & - \frac{q}{4\sigma} [2h_1^* - (y_1 + y_2)] \left( \beta_1^* \frac{\mu_2^*}{k_2^*} - \frac{\mu_1^*}{k_1^*} \right) - \beta_1^* \frac{q}{4\sigma} [2h_2^* - (y_1 + y_2)] \times \\ & \times \left( \beta_2^* \frac{\mu_3^*}{k_3^*} - \frac{\mu_2^*}{k_2^*} \right) + \frac{q \mu_1^*}{4\pi k_1^*} \ln \frac{\operatorname{ch} \frac{\pi r_c}{\sigma} - 1}{\operatorname{ch} \frac{\pi(y_1 - y_2)}{\sigma} - 1}; \end{aligned}$$

Из формулы (14) видно, что из-за различия вязкостей нефти и воды по мере продвижения фронта перепад давления будет изменяться во времени. Следовательно, определив положение фронта можно вычислить перепад давления во времени.

Положение фронта вытеснения определяется путем решения следующей системы дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} m \frac{dy}{dt} &= - \frac{k_j^*}{\mu_j^*} \frac{\partial \varphi_j}{\partial y} \\ m \frac{dx}{dt} &= - \frac{k_j^*}{\mu_j^*} \frac{\partial \varphi_j}{\partial x} \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

Эта система может быть решена одним из численных методов, при соответствующих начальных условиях. При решении системы (15) определяют положение точек, находящихся на первоначальном водонефтяном контакте, на последовательные моменты времени  $0 < t_0 < t_1 < \dots < t_m < t_{m+1}$ . Соединив полученные точки, к моменту  $t_1$  можно получить положение фронта.

Предлагается следующий простой путь определения положения фронта.

Время движения частиц жидкости по главным и нейтральным линиям тока определяется по формуле:

$$\tau_{r, n} = \mp \left[ 1 + \frac{\operatorname{sh} \frac{\pi}{\sigma} \left( h_2 - \frac{y_1 + y_2}{2} \right)}{\operatorname{sh} \frac{\pi}{2\sigma} (y_1 - y_2)} \right] + \frac{\pi (h_2 - y_2)}{\sigma} \operatorname{cth} \frac{\pi (y_1 - y_2)}{2\sigma} \quad (16)$$

Здесь знак минус соответствует  $\tau_r$ , плюс —  $\tau_n$

$$\tau_{r, n} = \frac{\pi q}{2\sigma^2 m}$$

Определив по формуле (16), при заданном значении проницаемости зон и известном законе изменения вязкости от давления, время движения частицы жидкости для различных положений фронта вытеснения ( $h_2$ ), строится график  $\tau = \tau(h_2)$ . Из графика при одном и том же значении  $\tau$  находят значения  $h_2$ , соответствующие главным и нейтральным линиям тока. Очевидно, что значения  $h_2$  для других точек, находящихся на начальном контакте (по любым линиям тока) за то же время  $\tau$ , будут находиться между ними, соединив эти точки можно получить истинную форму фронта вытеснения.

Последовательно определив из графика  $h_{2r}$  и  $h_{2n}$ , для последующих значений  $\tau$  можно определить осредненное положение  $h_2$  — фронта вытеснения. Подставляя найденные значения  $h_2$  в (14), определяется перепад давления в зависимости от положения фронта или изменения перепада давления во времени при вытеснении нефти водой.

Для оценки эффективности закачки воды с малой добавкой газа относительно обычного заводнения необходимо решить гидродинами-

ческую задачу о вытеснении газированной нефти водой при давлении выше давления насыщения.

Математическая постановка этой задачи аналогична предыдущей. Единственное отличие от первой задачи заключается в том, что здесь  $\mu_b(P_b) = \mu_b = \text{const}$ . И в этом случае с вводом функции (5) решение поставленной задачи приводится к решению задачи (6) — (8). Для рассматриваемой задачи условия на контуре питания имеют следующий вид:

$$\varphi_2|_{y=0} = \varphi_k = P_k - P_{sb}.$$

А вместо условия  $\varphi_j = \beta_j^* \varphi_{j+1} + \beta_j^{**}$  будем иметь нелинейное условие, которое необходимо линеаризовать.

После линеаризации граничного условия и несложных математических выкладок для эквипотенциальных функций получаются выражения аналогично (10) — (12), с той лишь разницей, что в этом случае

$$\beta_j^* = -C_1; \quad \beta_j^{**} = -C_1(P_{sb} - P_{sh}) - \frac{A}{\alpha},$$

где  $C_1 = -0,999995$ ;  $A$  — поправочный коэффициент, оценивающийся с помощью третьего члена ряда функции  $e^{-\alpha(\varphi_j + P_{sb} - P_{sh})}$ .

На первом этапе вытеснения  $\beta_1^*$  и  $\beta_1^{**}$  и во втором этапе  $\beta_2^*$  и  $\beta_2^{**}$  находятся из выражений, полученных в первой части.

Для установления влияния неоднородности пласта, начального значения вязкости при давлении насыщения, а также закачки воды с малой добавкой газа на перепад давления между нагнетательными и добывающими скважинами, по формуле (14) проведены расчеты и результаты их представлены на рис. 2 и 3.

При проведении расчетов использовались данные нефтей Мухановского месторождения [4], для которых пьезокоэффициент вязкости  $\alpha$  — равен  $1,1 \cdot 10^{-2}$  1/МПа.

На рис. 2 показано влияние проницаемости зоны нагнетательной скважины на перепад давления. Рассмотрены два варианта: проницаемость зоны нагнетательной скважины ( $\kappa_2$ ) в 100 и 50 раз меньше, чем проницаемость зоны добывающей скважины ( $\kappa_1$ ), т. е. 1)  $\kappa_2 = 0,01\kappa_1$ ; 2)  $\kappa_2 = 0,02\kappa_1$ .

Расчеты проводились при следующих исходных данных:

$$\begin{aligned} h_1 &= 200 \text{ м}; \quad \sigma = 100 \text{ м}; \quad y_1 = 450 \text{ м}; \quad y_2 = 50 \text{ м}; \quad h = 10 \text{ м}; \\ Q_1 &= 35 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad \alpha = 0,0011 \cdot 10^{-5} \text{ 1/Па}; \quad P_k = 23,7 \text{ МПа}; \\ P_{sh} &= 4,7 \text{ МПа}; \quad P_{sb} = 9,0 \text{ МПа}; \quad \mu_{sh} = 2,13 \text{ сП}; \quad \mu_{sb} = 1,03 \text{ сП}. \end{aligned}$$

В обоих вариантах проницаемость зоны добывающей скважины принята постоянной и намного превышающей проницаемость остальной части, с целью установления влияния улучшения проницаемости призабойной зоны нагнетательной скважины и закачки воды с малой добавкой газа на давление нагнетания.

Кривая 2 соответствует случаям закачки воды с малой добавкой газа, кривая 1 — закачке воды.

Из рис. 2 видно, что улучшение проницаемости призабойной зоны нагнетательной скважины резко уменьшает перепад давления. В обоих вариантах до подхода водонефтяного контакта (ВНК) к гра-

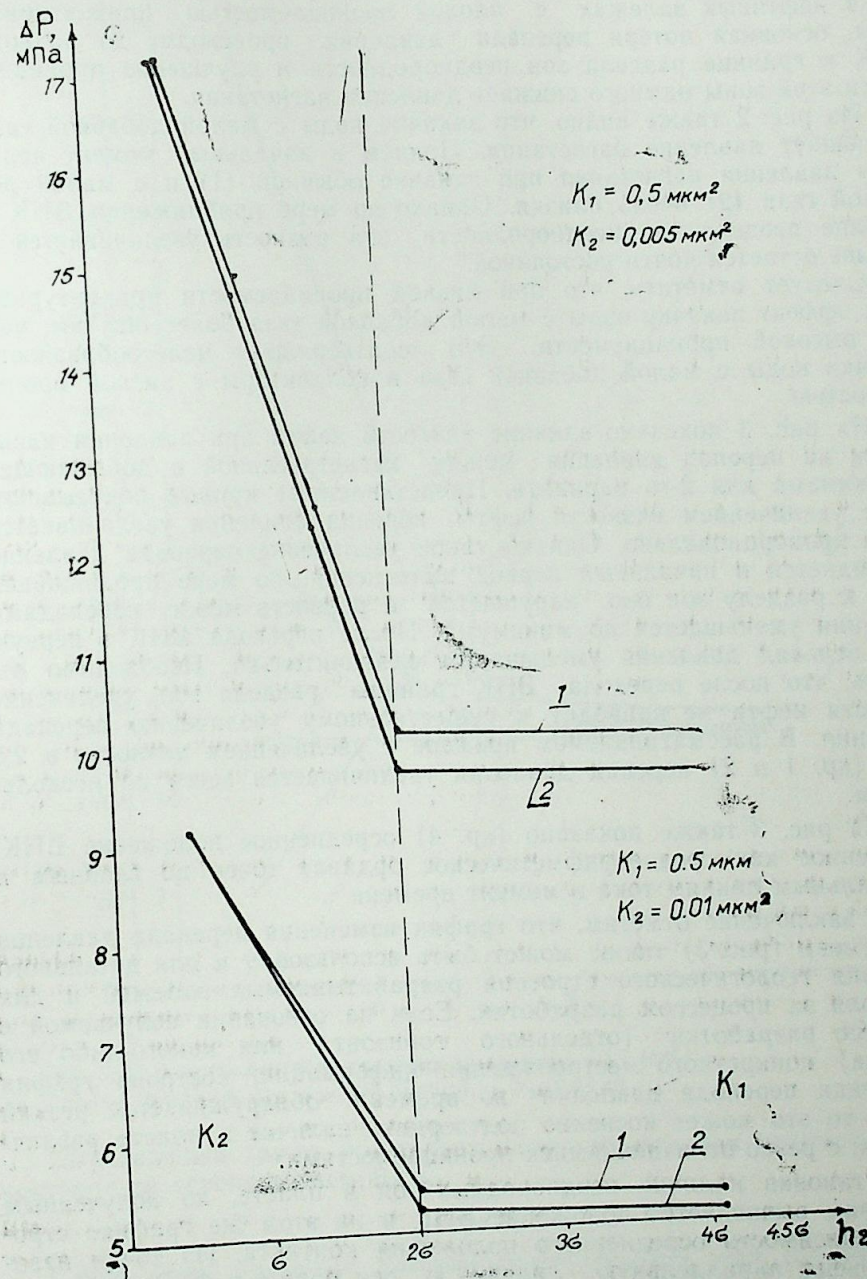


Рис. 2. Зависимость перепада давления от положения ВНК

нице раздела зон темп снижения перепада давлений очень высокий, а при движении ВНК в первой зоне темп снижения перепада давлений резко снижается и вплоть до подхода ВНК к добывающей скважине на расстояние 100 м почти остается постоянным. Это показывает, что в нефтяных залежах с плохой проницаемостью приконтурной зоны, основная потеря перепада давления происходит до подхода ВНК к границе раздела зон неоднородности и улучшение проницаемости этой зоны намного снижает давление нагнетания.

Из рис. 2 также видно, что закачка воды с малой добавкой газа уменьшает давление нагнетания. Причем в начальный момент величины давления нагнетания при закачке обычной (1) и с малой добавкой газа (2) очень близки. Однако по мере приближения ВНК к границе раздела зон неоднородности эта разность увеличивается и дальше остается почти постоянной.

Следует отметить, что при низкой проницаемости приконтурной зоны эффект закачки воды с малой добавкой газа более ощутим, чем при высокой проницаемости. Это подтверждает целесообразность закачки воды с малой добавкой газа в коллекторы с низкой проницаемостью.

На рис. 3 показано влияние вязкости нефти при давлении насыщения на перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами для 2-го варианта. Представленные кривые показывают, что с увеличением вязкости нефти перепад давления увеличивается почти пропорционально. Однако такое увеличение перепада давления наблюдается в начальный период вытеснения, по мере продвижения ВНК к разделу зон оно нарушается и разность между перепадами давления уменьшается до минимума. После перехода ВНК в первую зону перепад давления уменьшается незначительно. Необходимо отметить, что после перехода ВНК границы раздела зон, увеличение вязкости нефти не приводит к существенному увеличению перепада давления. В рассматриваемом примере с увеличением вязкости в 2,5 раза (кр. 1 и 2) перепад давления увеличивается всего на несколько атм.

На рис. 3 также показано (кр. 4) осредненное положение ВНК, полученное как среднеарифметическое ординат точек по главным и нейтральным линиям тока в момент времени  $\tau$ .

В заключение отметим, что график изменения перепада давления во времени (рис. 3) также может быть использован и для детального изучения геологического строения разрабатываемых залежей и для контроля за процессом разработки. Если на основании получаемой в процессе разработки (отдельного горизонта или какого-либо его участка) конкретной месторождения информации, построив график изменения перепада давления во времени обнаруживается резкий излом, то это может косвенно подтвердить наличие в пласте различных зон с резко отличающимися проницаемостями.

Установив наличие неоднородных зон в пласте, по полученным формулам вычисляется положение ВНК и на этом же графике строится зависимость осредненного положения контакта. Из точки излома проведя параллельную линию к оси ординат ( $\Delta P$ ), находим точку пересечения с положением ВНК. Из этой точки опуская перпендикуляр на ось ординат ( $h_v$ ), находим место нахождения границы раздела зон неоднородности по проницаемости.

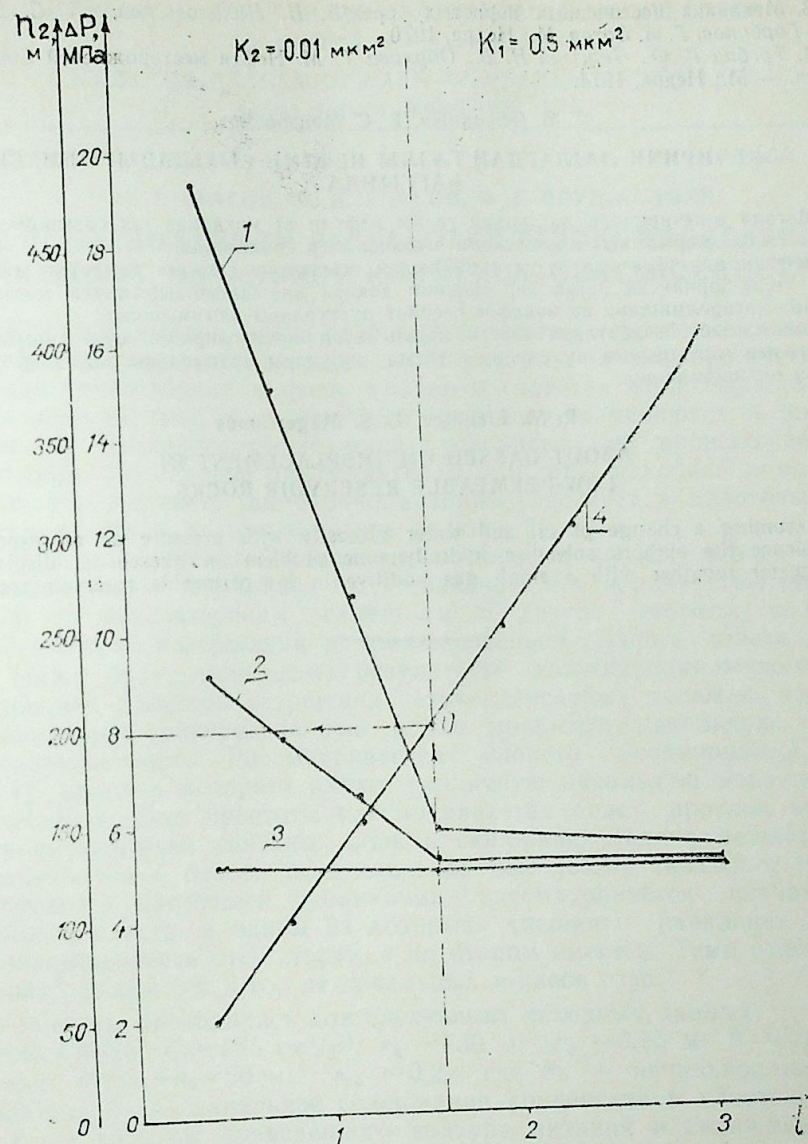


Рис. 3. Изменение перепада давления во времени,  $\mu_{сн}$  (сп):  
1 —  $\mu_{сн} = 5,15$  сп; 2 —  $\mu_{сн} = 2,13$  сп; 3 —  $\mu_{сн} 1,03$  сп

Эти графики также могут быть использованы при осуществлении контроля за перемещением ВНК.

#### Литература

1. Фаиз Ахмед Джаханьяр. Комбинированная обработка воды для повышения приемистости нагнетательных скважин: Автореф. дис... канд. техн. наук. — Баку, 1984.
2. Горбунов А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1981.

3. Механика насыщенных пористых сред/В. Н. Николаевский, К. С. Басниев, А. Т. Горбунов, Г. А. Зотов. М.: Недра, 1970.  
4. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. — М.: Недра, 1974.

Р. М. Эфендијев, Е. С. Маһәррәмөв

#### АЗКЕЧИРИЧИ ЛАЈЛАРДАН ГАЗЛЫ НЕФТИН СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ ҲАГГЫНДА

Мәгалә азкечиричили лајлардан газлы нефтин аз мигдарда газ гарышдырылмыш су илә сыхышдырылмасы мәсәләсинин һәллиһә һәср едилмишдир.

Нефтин вә сујун өзлүлүјүнүн тәзјигдән асылылығы нәзәрә алынараг мәсәләнин һәлли гејри-бирчинсли лајда бир мајенин дикәри илә сыхышдырылмасы мәсәләсинин һәллиһә кәтирилмишдир вә мувафиг һесабат дүстурлары алынмышдыр.

Апарылмыш һесабатлара әсасән лајын гејри-бирчинслијинин, суја гарышдырылмыш газын мигдарынын вүрүчу вә истисмар гујулары арасындакы тәзјигләр фәргинә тәсири өјрәнилмишдир.

R. M. Efendiev, E. S. Magerramov

#### ABOUT GASED OIL DISPLACEMENT IN LOW-PERMEABLE RESERVOIR ROCKS

Assuming a change of oil and water viscosity with pressure as an exponential dependence the authors solved a hydrodynamic problem on gassed oil displacement with water together with a small gas additive in low-permeable reservoir rocks.

АЗӘРБАЈЧАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1988, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1988, № 5

УДК 622.279/4

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

#### К ИССЛЕДОВАНИЯМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С НАЧАЛЬНОЙ КОНДЕНСАТОНАСЫЩЕННОСТЬЮ

Как показывает опыт разработки многих газоконденсатных залежей, в поровом пространстве их с самого начала присутствовала жидкая углеводородная фаза. Состав и свойства этой жидкости изучены недостаточно, хотя известно, что они изменяются в широких пределах. Последнее объясняется условиями их происхождения и залегания. Но главное заключается в том, что, находясь в пористой среде, эта жидкость достаточно активно участвует в пластовых процессах, оказывая на них заметное влияние [1, 2].

Распределение этой жидкости в поровом объеме иногда бывает неравномерным. Это может быть связано с неоднородностью пористой среды по коллекторским свойствам. С другой стороны, возможно увеличение ее содержания в приподошвенной области пласта [5].

Ниже будут приведены результаты газогидродинамических исследований процесса истощения газоконденсатных залежей, имеющих неравномерно распределенную вдоль мощности начальную конденсатонасыщенность. Рассматривается слоисто неоднородный пласт [3, 4], прослой которого имеют различную начальную конденсатонасыщенность. Для простоты рассматривается пласт, прослой которого гидродинамически связаны лишь в скважине. Задача решается при заданном темпе отбора газа или заданном дебите скважины по газу. В пределах настоящей публикации рассматривается случай двухслойного пласта, в одном из которых (первом) начальная конденсатонасыщенность отсутствует, а во втором имеется. Темп отбора газа принят равным 5% в год от начальных запасов газа.

Расчеты проводились для следующих исходных данных:  
 $P_0 = 45,4$  МПа;  $C_0 = 285$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $r_k = 750$  м;  $r_c = 0,15$  м;  $K = 0,05$  мкм<sup>2</sup>;  
 $m = 0,2$ ;  $H = h_1 + h_2 = 20$  м;  $\rho_{св} = 0,2$ , где  $P_0$  — начальное пластовое давление;  $C_0$  — начальное содержание конденсата в пластовом газе;  $r_k, r_c$  — радиусы приведенного контура питания и скважины;  $K$  — проницаемость пористой среды;  $m$  — коэффициент пористости;  $H$  — газонасыщенная мощность пласта;  $m$  — мощность  $i$ -го пропластка;  $\rho_{св}$  — начальная насыщенность пор связанной водой.

На рис. 1 показано изменение дебита скважины по конденсату во времени при различных значениях начальной насыщенности второго пропластка жидкими углеводородами  $\rho_{02}$ . Как видим, рост  $\rho_{02}$  приводит к увеличению дебита скважины по конденсату. Из рисунка также видно, что при малых значениях  $\rho_{02}$  дебит конденсата с самого начала снижается, а при  $\rho_{02} \geq 0,25$   $q_k(t)$  вначале растет, а затем снижается. Отмеченное тем более представляется интересным, что имеет место при постоянном отборе газа из залежи в единицу времени. Из общих соображений можно предположить, что

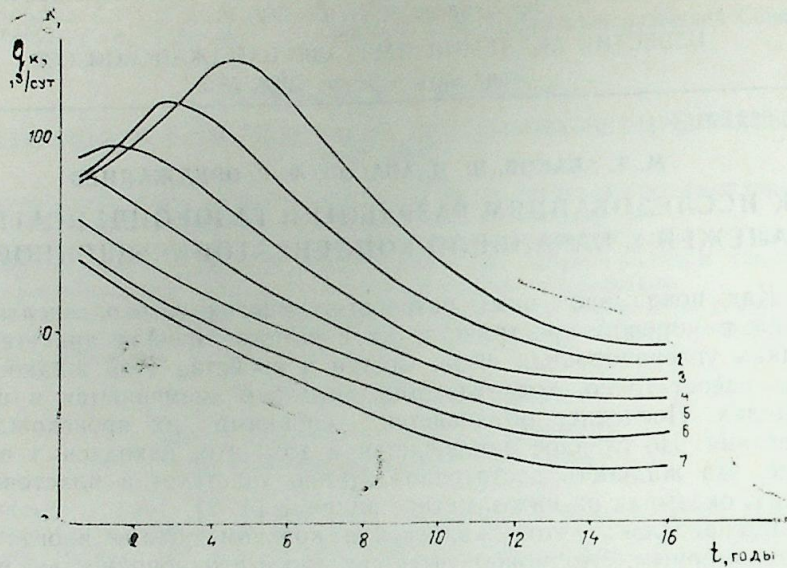


Рис. 1. Изменение дебита скважины по конденсату во времени: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7—соответственно  $\rho_{02} = 0,8; 0,7; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3; 0$

отмеченный рост  $q_k$  связан с пропластком, в котором имеется  $\rho_0$ . Рассмотрим изменение дебита конденсата по этому пропластку во времени (рис. 2).

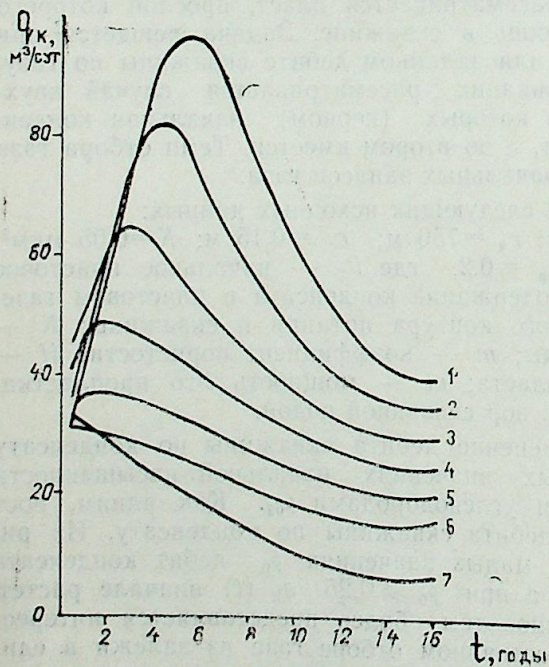


Рис. 2. Изменение дебита конденсата по пропластку во времени (обозначения те же, что на рис. 1)

Как видим, дебит конденсата второго пропластка при высоких значениях  $\rho_0$  (уже при  $\rho_0 = 0,2$ ) растет в течение некоторого времени, а затем снижается. Чем же объяснить этот эффект? Вспомним, что рассматриваемая задача решалась при общем заданном дебите газа. Так как во втором пропластке имелась начальная жидкая фаза, то начальные дебиты пропластков по газу не были одинаковыми при одинаковых  $\Delta P_0$  и равенстве  $\kappa_1 h_1 = \kappa_2 h_2$ . Большой дебит газа из первого пропластка приводил к относительно быстрому снижению давления в нем и снижению перепада  $P_{k1} - P_c$ . Тогда для сохранения заданного дебита снижалось забойное давление. Таким образом, постепенно во втором пропластке увеличился рабочий перепад. Процесс этот шел в затухающей последовательности до выхода пропластков на параллельные режимы работы. Но при этом неизбежно сохранялось соотношение  $\Delta P_2 > \Delta P_1$ . Это различие в перепадах и определило отмеченный выше характер изменения дебитов конденсата. Рост  $q_{k2}(t)$  в ранней стадии истощения связан при этом с повышением дебита несколько более жирного газа из второго пропластка и, главным образом, с увеличением выноса жидких углеводородов с ростом  $\Delta P_2$ .

На рис. 3 показано количественное участие жидких углеводородов в формировании дебитов из второго пропластка. В качестве примера приведена описанная выше зависимость  $q_{k2}(t)$  для случая  $\rho_{02} = 0,6$  (кр. 1). Здесь же показано количество конденсата, поступающее на забой в парообразном виде (кр. 2). Сопоставляя кривые

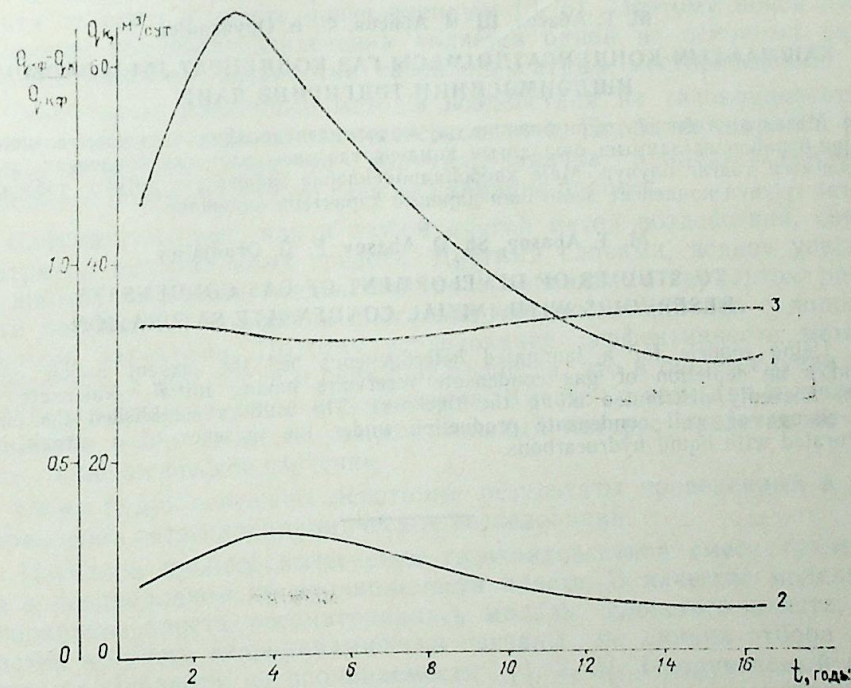


Рис. 3. Количественное участие жидких углеводородов в формировании дебитов из второго пропластка

1 и 2, можно определить величину притока к скважине жидких углеводородов. Приведенная на рис. кривая 3 показывает долю в общей производительности второго пропластка  $q_{к2}$ , приходящуюся на пластовую углеводородную жидкую фазу в любой момент времени.

Отметим в заключение, что принятые в расчетах соотношения запасов и их распределение носят гипотетический характер. Вместе с тем, полученное описанным путем усиление эффектов придает большую наглядность исследуемым процессам и способствует лучшему пониманию особенностей процесса истощения в условиях неравномерного распределения в пористой среде первоначально жидких углеводородов.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К истощению газоконденсатных залежей с начальной конденсатонасыщенностью. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1981, № 10, с. 9—13.
2. Абасов М. Т., Касымова С. А., Оруджалиев Ф. Г. Влияние остаточной нефтенасыщенности на разработку газоконденсатных залежей на истощение. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1970, № 8, с. 25—26.
3. Ахундова Г. О., Джафарова Н. М., Оруджалиев Ф. Г. К истощению неоднородных газоконденсатных залежей. — Деп. в ВИНТИ, 2002.84. ФН 1360—85.
4. К учету неоднородности пластов по проницаемости при фильтрации газоконденсатной смеси/М. Т. Абасов, В. Ю. Бабанлы, С. А. Касымова, Ф. Г. Оруджалиев. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1971, № 10, с. 30—31.
5. Рассеянные жидкие углеводороды газоконденсатных месторождений/М. Т. Абасов, Ш. Д. Абасов, Э. Х. Азимов, Г. С. Мамиев, Ф. Г. Оруджалиев. — Материалы Всесоюзного совещания «Научные основы создания Прикаспийского нефтегазодобывающего комплекса». М., 1987 (17—19 ноября).

М. Т. Абасов, Ш. Ч. Абасов, Ф. Г. Оруджалиев

#### БАШЛАНҒЫЧ КОНДЕНСАТДОҶМАСЫ ГАЗ КОНДЕНСАТ ЈАТАҒЛАРЫНЫН ИШЛӘНМӘСИНІН ТӘДҒИГИНӘ ДАИР

Мәгаләдә тәбәғәли гејри-бирчине лај моделіндән истифадә етмәклә, галынлыг боју гејри-бәрәбәр пәјланмыш башланғыч конденсатдојмасы олан газ конденсат јатағынын түкәнмәси тәдгиг олунур. Мәје карбоһидрокенләрлә әввәлчәдән дојмуш тәбәғәләр олдугда гујунун конденсат дебитинин дәјишмә характери өјрәнлилр.

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

#### TO STUDIES OF DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE RESERVOIRS WITH INITIAL CONDENSATE SATURATION

Using models for a laminated heterogeneous bed the present article considers studies on depletion of gas condensate reservoirs having initial condensate saturation unevenly distributed along the thickness. The authors established the character of change of well condensate production under the presence of a streak initially saturated with liquid hydrocarbons.

УДК 622.279.42

М. Т. АБАСОВ, Г. О. АХУНДОВА,  
Н. М. ДЖАФАРОВА, Ф. Г. ОРУДЖАЛИЕВ

#### К ИССЛЕДОВАНИЮ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ЗАКАЧКОЙ В ПЛАСТ СУХОГО ГАЗА

Отличительной чертой газоконденсатного месторождения является, как известно, наличие в пластовом газе потенциально жидких углеводородов, именуемых газовым конденсатом и являющихся ценным сырьем для химической промышленности. Следовательно, важным целевым предназначением разработки газоконденсатного месторождения является и добыча газового конденсата.

Вместе с тем, разработка газоконденсатных залежей на режиме истощения пластовой энергии сопровождается значительными по величине ретроградными потерями конденсата в пласте. Анализ опубликованных в литературе теоретических, лабораторных и промысловых исследований показывает, что в зависимости от условий залегания залежи и состава пластовой углеводородной системы от 50 до 65% конденсата остается в пласте неизвлеченным [3, 5]. Поэтому поиск путей повышения конденсатоизвлечения является одной из основных задач совершенствования разработки газоконденсатных месторождений.

Существуют различные методы воздействия на газоконденсатные залежи с целью повышения конденсатоотдачи. Наиболее широкое применение в мировой практике получила закачка в пласт осушенного природного углеводородного газа — сайклинг-процесс.

Сайклинг-процесс, как и любой другой метод воздействия, связан с затратой материальных средств. Другими словами, всякое увеличение добычи из пласта конденсата по сравнению с вариантом разработки на режиме истощения пластовой энергии сопряжено с дополнительными затратами. Поэтому исследование эффективности методов воздействия, в том числе и сайклинг-процесса, это в общем случае всегда технико-экономическое исследование. Вместе с тем, для выявления механизма этого процесса самостоятельный интерес представляет его чисто технологическое изучение.

Ниже будут освещены некоторые результаты проведенных в этом направлении газогидродинамических исследований.

Изучался процесс вытеснения газоконденсатной смеси сухим газом в неоднородном по проницаемости пласте. В качестве модели неоднородного пласта рассматривалась модель слоистого пласта, пропластки которого гидродинамически связаны на линиях отбора и закачки и отличаются по проницаемости [1, 2, 3]. Продуктивный пласт имеет полособразную форму. Исследовался вариант разработки залежи при заданном темпе отбора газа из нее и постоянном давлении на линии нагнетания, равном начальному пластовому давлению. Рас-

пределение проницаемостей в слоистом пласте, состоящем из пяти пропластков, дано в таблице.

Распределение проницаемостей в слоистом пласте

№ пропл.	1	2	3	4	5
проницаемость, мкм <sup>2</sup>	$0,150 \cdot 10^{-13}$	$0,270 \cdot 10^{-13}$	$0,470 \cdot 10^{-13}$	$0,830 \cdot 10^{-13}$	$0,188 \cdot 10^{-12}$

Рисунки 1—4 представляют некоторые характерные показатели исследуемого процесса.

На рис. 1 показано изменение во времени производительности отдельных пропластков по газу при общем заданном отборе газа из залежи, равном 10% в год от его начальных запасов.

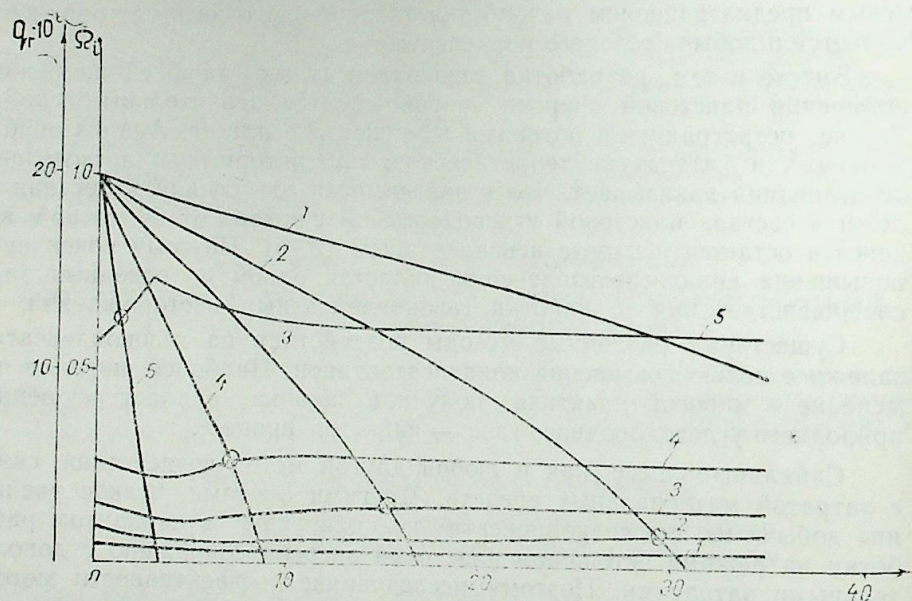


Рис. 1. Изменение производительности и объема пор пропластков во времени (для 1—5 пропластков)

Как следует из рисунка, наиболее проницаемый пропласток в данном случае 5 (при принятом распределении проницаемостей) обеспечивает более половины отбора газа из пласта. При этом следует иметь в виду, что мощности пропластков принимались одинаковыми и отмеченный эффект целиком получен за счет разницы в проницаемостях. На этом же рисунке кружочками показано время прорыва сухого газа в скважину по разным пропласткам, после которого из них в скважину поступает закачиваемый сухой газ. Соотношение времени прорыва сухого газа по отдельным пропласткам, а следовательно, и эффективность рециркуляции газа при постоянном темпе отбора зависит от распределения проницаемостей.

Рис. 1 иллюстрирует также изменение во времени объема пор пропластков, занятых газоконденсатом, позволяющее установить, как разнятся скорости продвижения границ между пластовым и сухим газом в любой момент времени. При этом, как видно из рис. 2, давления в газоконденсатных областях пропластков также разнятся, хотя общий уровень давлений остается высоким, т. к. закачка сухого газа осуществляется в темпах, обеспечивающих постоянство среднего давления на линии нагнетания. Так как забойное давление на линии отбора во всех пропластках одинаково, то чем меньше величина  $\Omega_1$ , тем меньшее сопротивление движению оказывает обладающая большей вязкостью газоконденсатная система и тем меньший перепад для ее вытеснения требуется. Эту особенность и отражают приведенные на рис. 2 зависимости  $P_1(t)$ .

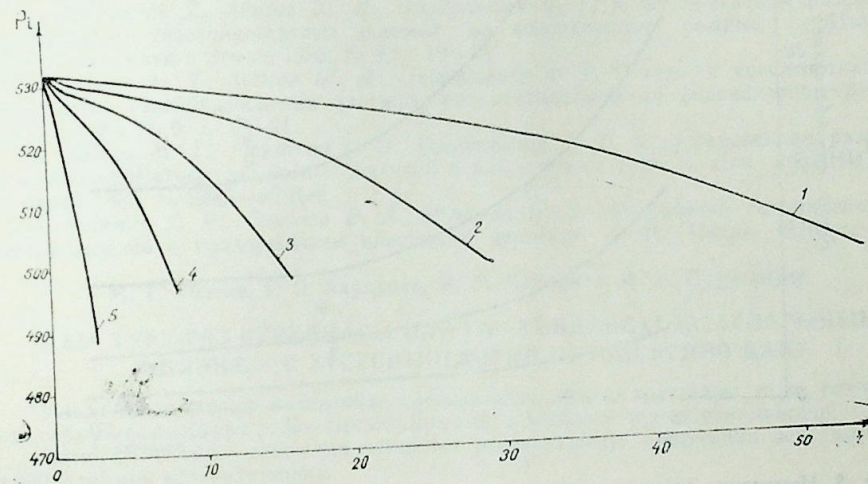


Рис. 2. Изменение давления закачки по пропласткам во времени

Анализ исследований по разработке неоднородных газоконденсатных залежей на водонапорном режиме [1, 2] показывает, что влияние неоднородности коллектора может менять свои количественные проявления с изменением условий эксплуатации. В связи с этим, представляло интерес исследование особенности сайклинг-процесса при различных темпах отбора газа.

На рис. 3. показано, как меняется время прорыва сухого газа по пропласткам при различных темпах отбора газа из описанного выше неоднородного пласта. Как следует из рисунка, чем выше темп отбора газа, тем раньше происходит прорыв сухого газа по отдельным пропласткам. В самом этом факте ничего неожиданного нет. Но ускорение времени прорыва по отдельным пропласткам, как видим, происходит по-разному. Это говорит о возможности изменения и конденсатозвлечения, что подтвердили дальнейшие исследования.

На рис. 4 иллюстрируется изменение конденсатотдачи пласта от его газоотдачи при различных темпах отбора. При этом в качестве газоотдачи использовано отношение добычи сухого газа к его первоначальному запасу в пласте, достигающее величин, значительно превос-

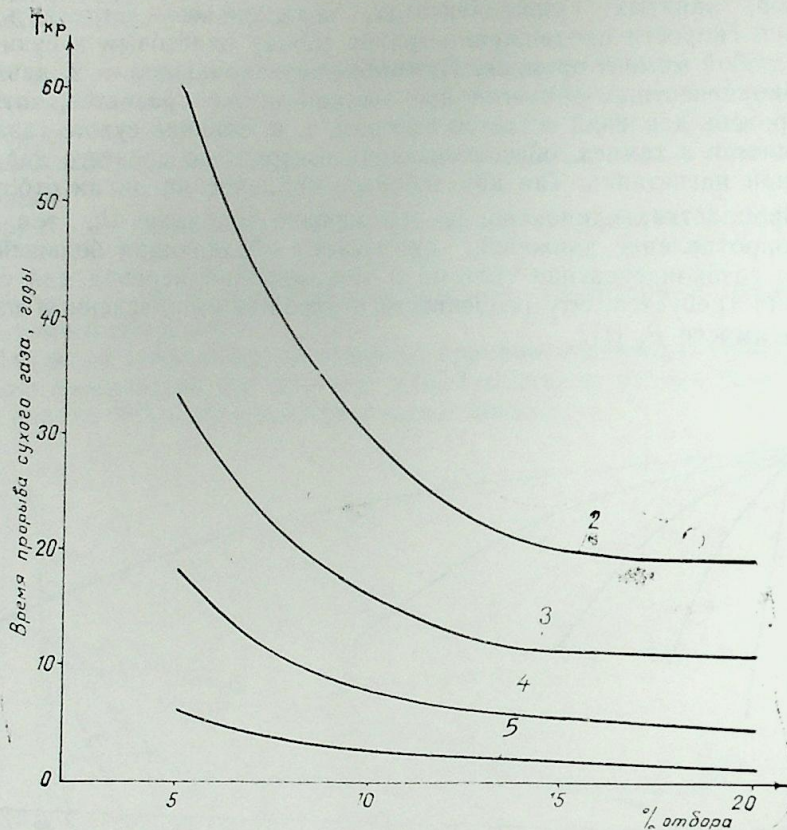


Рис. 3. Изменение времени прорыва сухого газа по пропласткам при различных темпах отбора газа

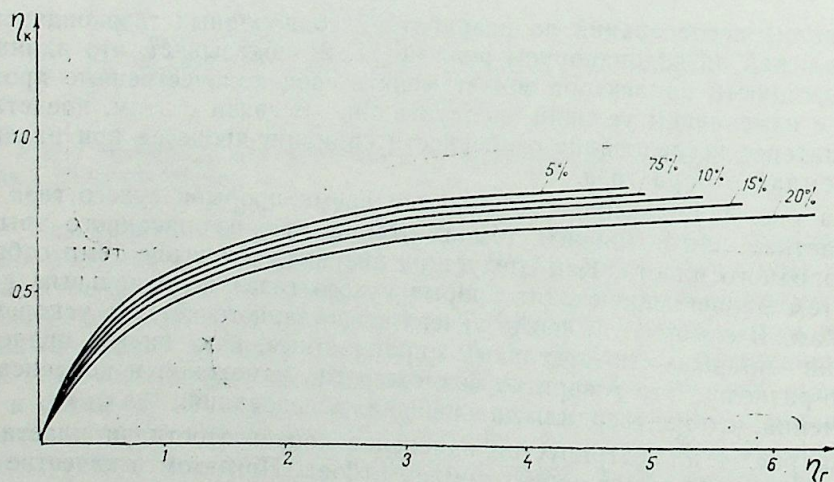


Рис. 4. Изменение конденсатоотдачи пласта от газоотдачи при различных темпах отбора, %

ходящих единицу в результате многократной прокачки через пласт сухого газа. Из приведенных зависимостей видно, что чем выше темп отбора газа из залежи (при постоянном давлении на линии нагнетания), тем ниже конденсатоотдача для любого фиксированного уровня газоотдачи.

Таким образом, проведенные исследования позволяют ответить на вопрос о существовании связи между технологией осуществления сайклинг-процесса и средним по залежи коэффициентом вытеснения газоконденсатной смеси сухим газом. Исследованный характер влияния неоднородности коллектора показывает значение выбора модели неоднородного пласта на прогнозирование показателей процесса рециркуляции газа.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. К исследованиям разработки неоднородных газоконденсатных залежей на водонапорном режиме. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1985, № 9, с. 19—24.
2. Абасов М. Т., Абасов Ш. Д., Оруджалиев Ф. Г. О газо- и конденсатоотдаче неоднородных газоконденсатных залежей, разрабатываемых на водонапорном режиме. — АНХ, 1985, № 9, с. 18—21.
3. Абасов М. Т., Ахундова Г. О., Оруджалиев Ф. Г. К исследованиям разработки газоконденсатных залежей с закачкой в пласт сухого газа. — Деп. в ВИНТИ от 21 марта 1985, № 2045—85 Деп.
4. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. — М.: Недра, 1976, с. 184.

М. Т. Абасов, Г. О. Ахундова, Н. М. Чэфарова, Ф. Г. Оруджалиев

#### ЛАЈА ГУРУ ГАЗ ВУРУЛМАСЫ ИЛЭ ГАЗ-КОНДЕНСАТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИШЛЭНМЭСИ ХУСУСИЈЭТЛЭРИНИН ТЭДГИГИНЭ ДАИР

Мэгалэдэ мүхтэлиф кечиричили тэбэгэлэрдэн ибарэт золагвары лајда газ-конденсат гарышыгынын гуру газла сыхышдырылмасы мэсэлэси тэдгиг едилмишдир. Нэтичэдэ газын чыхарылма темпинин ресиркулјасија просесинин эсас көстэричлэринэ тэсири өјрэнилмишдир.

M. T. Abasov, G. O. Akhundova, N. M. Djafarova,  
F. G. Orudjaliev

#### TO THE INVESTIGATION OF FEATURES OF DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE RESERVOIRS WITH DRY GAS CYCLING INTO A LAYER

The present article studies a gas condensate mixture sweep with dry gas in a heterogeneous in permeability layer. A laminated model is taken as a model of a heterogeneous layer. The authors investigate a variant of a reservoir development at a given rate of gas recovery and constant pressure at the injection line, equal to the initial pressure. Effect of the recovery rate on the basic indices of gas recirculation is studied.

УДК 622.279.031

З. Я. АББАСОВ

### РАСЧЕТ ДВИЖЕНИЯ ГАЗА С УЧЕТОМ РЕАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ЛИФТОВЫХ ТРУБ

У реальной конструкции лифта газовых скважин имеют место изменения диаметра потока при его входе в башмак лифта из эксплуатационной колонны (сужение) и при переходе из нижней в верхнюю ступень (расширение). Соответствующие местные гидравлические сопротивления не определяются в методиках расчета забойного давления; реальный лифт заменяется эквивалентным лифтом постоянного диаметра [1]. В результате роль местных сопротивлений в формировании режима работы газовых скважин остается нераскрытой. Между тем, экспериментальные фотографии линий тока в многообразных вариантах отклонения твердых границ от прямолинейных [2] свидетельствуют о сложности и несомненном влиянии местных сопротивлений на структуру потока как до сопротивления, так и после него.

А. И. Гужов [3] при экспериментальном исследовании потерь напора в штуцере применил экстраполяцию к месту установки штуцера графиков  $P(L)$  на участках установившегося течения газожидкостных смесей до и после штуцера. Если применить эту методику к результатам глубинных измерений в работающих газовых и газоконденсатных скважинах, например, по данным Ф. Т. Агаева [4] (рис. 1), то на уровне изменения диаметра труб в ряде случаев можно отметить теор-

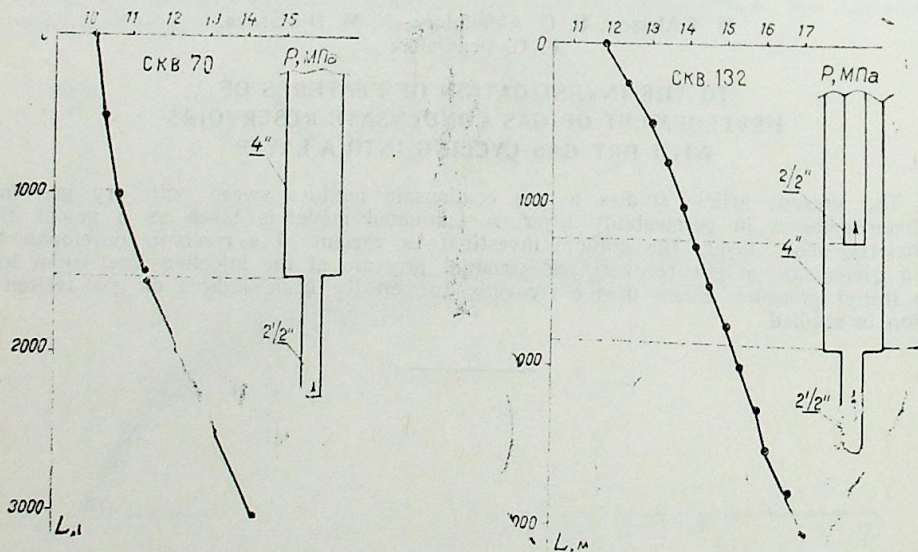


Рис. 1. К анализу давлений при изменении диаметра лифтовых труб по данным [4]

ретически ожидаемый излом графика порядка 0,1—0,2 МПа (скв. 70), но иногда следов местного сопротивления на графике  $P(L)$  не видно (скв. 132). Однако известно [3, 5—8], что потери энергии в местном сопротивлении зависят от скорости, плотности и давления в потоке. Следовательно, для начальной стадии разработки крупных газовых и газоконденсатных месторождений погрешность расчета без учета местных сопротивлений может оказаться значительной именно в период технической невозможности прямых измерений. Поэтому представляется актуальным аналитическое исследование потерь энергии при изменении диаметра лифтовых труб.

В наших работах [11] к сужению потока газа было применено уравнение импульсов без учета работы расширения газа и вычисления показали актуальность более глубокого аналитического исследования.

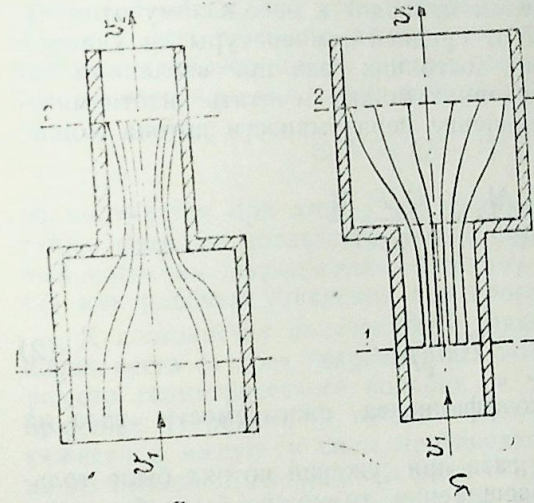


Рис. 2. К расчету перепада давления при внезапном сужении (а) и расширении (б) газового потока в скважине

Рассмотрим внезапное сужение потока газа, движущегося вертикально снизу вверх (рис. 2а). Гидромеханическая картина линий тока при внезапном изменении диаметра труб подробно описана в работе И. Е. Идельчика [10]. Примем сечение 1 на входной границе участка деформации трубок тока под влиянием сужения, а сечение 2 на выходной границе местного сопротивления, после которой имеет место установившийся профиль скоростей в потоке. Представляет интерес сечение 3 — граница изменения диаметра труб. Здесь в широкой трубе поток тормозится, кинетическая энергия затрачивается на изменение направления пристенных трубок тока и завихрение некоторой массы газа [2]. Давление в области завихрений обычно считается равным  $P_1$  [5, 6, 8]. Но в центре сечения 3 давление должно быть меньше, чем в пристенной области, что обеспечивает наибольшую скорость потока, «подсос» газа из широкой трубы и постоянство массового расхода газа [10]. Таким образом, при внезапном сужении на поток действуют следующие вертикальные силы давления:

$$F_1 P_1 - (F_1 - F_2) P_1 - F_2 P_2 = F_2 (P_1 - P_2). \quad (1)$$

В отношении температуры между сечениями 1, 2 можно отметить следующее:

а) скорость газа в скважинах не превышает 30 м/с, что намного меньше скорости звука в газе и скорости газа в диффузионном движении. Поэтому поток на рассматриваемом участке можно считать термодинамически равновесным;

б) следствием торможения пристенных трубок тока в широкой трубе энергетически является выделение тепла, но металлоемкость здесь велика, тепло распространяется по металлу до сечений 1, 2, а нагретый газ конвективно уносит тепло в узкую трубу — все это ограничивает рост температуры перед сечением 3;

в) ускорение потока и снижение давления за сечением 3 могут вызвать снижение температуры газа вследствие эффекта Джоуля—Томсона, но охлаждение ранее нагретого газа в трубе по соседству с источником тепла приводит как бы к компенсации нагрева.

Рассмотренные эффекты в целом приводят к небольшому отличию температуры газа в сечениях 1, 2 от средней температуры на участке. Следовательно, процесс изменения состояния газа при внезапном сужении потока в скважинных условиях можно считать изотермическим. С учетом этого вывода уравнение неразрывности потока можно записать в виде:

$$q = \frac{Q_1 P_2 M}{ZRT} = \frac{Q_2 P_2 M}{ZKT}$$

или

$$v_1 = v_2 \frac{F_2 P_2}{F_1 P_1}. \quad (2)$$

Здесь  $Z$  — среднее значение коэффициента сжимаемости газа на участке.

Если бы причиной ускорения газа при сужении потока была только работа его изотермического расширения, то можно было бы написать:

$$\int_1^2 PdQ = v_2 F_2 P_2 \ln \frac{P_1}{P_2} = \frac{q}{2} (v_2^2 - v_1^2) = \frac{v_2 + v_1}{2} [q(v_2 - v_1)]. \quad (3)$$

Выражение (3) представляет собой баланс энергии в единицу времени, составленный для рабочего тела, то есть для потока газа. В левой части отражена работа изотермического расширения газа при снижении давления от  $P_1$  до  $P_2$ . В правой части изменение кинетической энергии газа представлено произведением средней скорости газа на изменение импульса потока. Из (3) получим:

$$\frac{2v_2 F_2 P_2}{v_2 + v_1} \ln \frac{P_1}{P_2} = q(v_2 - v_1). \quad (4)$$

Левую часть в (4) можно считать главным вектором реакции твердых стенок на расширение газа в потоке. Добавим в (4) силы давления из (1) и вес газа, проходящего местное сопротивление в единицу времени

( $q \tau g$ ), где  $\tau = 1$  с. В результате указанных подстановок получим полное уравнение импульсов:

$$F_2(P_1 - P_2) - q \tau g + \frac{2v_2 F_2 P_2}{v_2 + v_1} \ln \frac{P_1}{P_2} = q(v_2 - v_1). \quad (5)$$

Следуя методике аналитических исследований потоков газа [13, 14], вводим безразмерные комплексы:

$$\frac{F_2}{F_1} = \left( \frac{d_2}{d_1} \right)^2 = \alpha; \quad \frac{q v_2}{F_2 P_2} = \beta; \quad \frac{q \tau g}{F_2 P_2} = \gamma; \quad \frac{P_1}{P_2} = X. \quad (6)$$

Тогда уравнение (5) преобразуется к виду:

$$2X^2 \ln X + X^3 - (1 - \alpha + \beta + \gamma) X^2 - (\alpha + \alpha\gamma) X + \alpha^2 \beta = 0 \quad (7)$$

Численный анализ показывает, что уравнение (7) имеет корень в интервале  $1 < X < 2$ , что удовлетворяет его практической интерпретации. Поиск корня, очевидно должен осуществляться методом последовательных приближений. С учетом области определения  $X$  можно было бы избавиться от логарифма подстановкой

$$\ln X \approx (X-1)^2 \left( - \frac{(X-1)^2}{2} \right),$$

но получается при этом, что уравнение четвертой степени решается также методом последовательных приближений и имеет дополнительный источник погрешности. Поэтому останавливаемся на уравнении (7) как рабочем уравнении для программных расчетов на ЭВМ.

К достоинству полученного уравнения можно отнести зависимость корня всего от трех безразмерных комплексов (6). Из них только параметр геометрического подобия  $\alpha$  учитывался в экспериментальной практике. Параметр  $\beta$  представляет собой отношение импульса потока тяжести к импульсу силы противодействия или отношение соответствия к импульсу силы противодействия на этой же границе, а параметр  $\gamma$  — отношение импульса силы противодействия к импульсу силы противодействия или отношение соответствующих сил. Аналогичных параметров среди применяемых в гидравлике и газовой динамике [3, 8, 9, 12, 13] не имеется. Может быть, именно поэтому экспериментаторы не заметили определенных закономерностей при внезапном сужении потока и ограничились констатацией сложности процесса.

Для внезапного расширения вертикального потока газа снизу вверх (рис. 2б) условия изотермичности не сохраняются, так как газ при смене диаметра труб контактирует не с металлом, а с газом в зоне вихреобразования — темп теплопередачи снижается. Кроме того кинетическая энергия газа снижается не ударно, а постепенно — значит, она не превращается в тепло.

Допустим для общности, что изменение состояния газа при внезапном расширении потока происходит политропно:

$$\frac{P_2}{P_1} = \left( \frac{Q_1}{Q_2} \right)^n \rightarrow \frac{T_1}{T_2} = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1-n}{n}}. \quad (8)$$

Тогда уравнение неразрывности имеет вид:

$$Q = (Q_2 P_2^{1/n}) \cdot P^{-1/n} \rightarrow dQ = -\frac{1}{n} Q_2 P_2^{1/n} \cdot \frac{dP}{P^n} \quad (9)$$

или

$$v_1 = v_2 \frac{F_2}{F_1} \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (10)$$

Определяем работу сжатия газа (ввиду  $P_2 > P_1$ ):

$$-\int_1^2 P dQ = -\frac{Q_2 P_2}{n-1} \left[ 1 - \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] \quad (11)$$

По аналогии с внезапным сужением записываем уравнение импульсов для внезапного расширения потока:

$$F_1(P_1 - P_2) - q \cdot g - \frac{2Q_2 P_2}{(n-1)(v_2 + v_1)} \left[ 1 - \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] = q(v_2 - v_1) \quad (12)$$

С учетом безразмерных параметров (6) уравнение (12) приводится к виду:

$$Y^{n+2} + \left[ \frac{1}{\alpha} + \frac{2}{\alpha(n-1)} \right] Y^{n+1} - \left[ 1 + \frac{\gamma}{\alpha} + \frac{2}{\alpha(n-1)} + \frac{\beta}{\alpha} \right] Y^2 - \left( \frac{1}{\alpha} + \frac{\gamma}{\alpha^2} \right) Y + \frac{\beta}{\alpha^3} = 0, \quad (13)$$

где

$$Y = X^{\frac{1}{n}} = \left( \frac{P_1}{P_2} \right)^{1/n}$$

Корень уравнения (13) находится в интервале  $0 < X < 1$ , что удовлетворяет его практической интерпретации.

Таким образом, внезапное расширение потока газа описывается уравнением, коэффициенты которого определяются тремя безразмерными параметрами и эмпирически определяемым показателем политропы. Аналитическое исследование с целью устранить этот эмпирический параметр без ограничения общности выводов не представляется возможным.

Ориентировочные расчеты по уравнениям (7) и (13) при  $n=1,4$  показали, что в расчетах распределения давления в газовых скважинах роль местных сопротивлений бывает существенной, особенно при расширении потока. Для реальных скважин расчеты забойного давления с учетом местных сопротивлений позволяют снизить погрешность в пределах 0,1 МПа и тем самым приблизить точность расчета к точности прямых глубинных замеров.

Таким образом, впервые с учетом работы расширения газа проведено аналитическое исследование перепада давлений при внезапном расширении и сужении потока газа.

## Литература

1. Коротаев Ю. П., Ширковский А. И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. — М.: Недра, 1984.
2. Ван-Дайка М. Альбом течений жидкости и газа. — М.: Мир, 1986.
3. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. — М.: Недра, 1973.
4. Агаев Ф. Т. Движение газоконденсатной смеси в скважине. — Баку: Аз. гос. изд-во, 1966.
5. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. — М.: Наука, 1969.
6. Повх И. Л. Техническая гидромеханика. — М.—Л.: Машиностроение, 1964.
7. Идельчик И. Е. Некоторые интересные эффекты и парадоксы в аэродинамике и гидравлике. — М.: Машиностроение, 1982.
8. Маковозов М. И. Гидравлика и гидравлические машины. — М.: Машгиз, 1962.
9. Повх И. Л. Аэродинамический эксперимент в машиностроении. — М.—Л.: Машиностроение, 1965.
10. Идельчик И. Е. Аэродинамика промышленных аппаратов. — М.—Л.: Энергия, 1964.
11. Аббасов З. Я. Учет местных сопротивлений при расчете забойного давления в работающих газовых и газоконденсатных скважинах. — АНХ, 1984, № 6.
12. Сеидов Л. И. Методы подобия и размерности в механике. — М.: Наука, 1972.
13. Гинзбург И. П. Теория сопротивления и теплопередачи. — Л.: Изд-во ЛГУ, 1970.

З. Я. Аббасов

## ГАЛДЫРЫЧЫ БОРУЛАРЫН РЕАЛ КОНСТРУКЦИЈАСЫНЫ НЭЗЭРЭ АЛМАГЛА ГАЗЫН БЭРЭКЭТИНИН ЁСАБАТЫ

Магаләдә газ гујусунда тәзјинг дүшкүндүјүнүн јаранмасында јерли мугавимәтләрин ролу кәстәрилмишдир. Газ ахынынын гәфилдән кеншиләнмәси вә даралмасындан јаранан јерли иткиләрин нәзәри тәјјини верилмишдир. Алынмыш гидродинамик өлчүсүз-параметрләрин тәчрүби ишләрдә тәтбиғи газын мұхтәлиф кәсикли каналларда гидромеханики шәклинин даһа дәриндән өјрәнилмәсинә көмәк едәчәкдир.

Z. Ya. Abbasov

## GAS FLOW CALCULATION TAKING INTO ACCOUNT LIFTING PIPES REAL CONSTRUCTION

The article shows a role of local resistances in the formation of pressure drop in a gas well. An analytical determination of the local resistances under sudden gas flow expansion and contraction is given. The author obtained new hydrodynamic similarity parameters allowing to represent a hydromechanical picture of a gas flow in variable channels.

УДК 622.279:541.423.2

З. Я. АББАСОВ

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Целью данной работы является статистическая аппроксимация критического давления природных газов с использованием методического подхода, изложенного в [1, 2], и тем самым завершение разработки аналитической базы исследования объемного и фазового поведения углеводородных газов и газоконденсатных систем с использованием истинных критических свойств.

По экспериментальным данным, использованным в [1, 2], можно отметить, что критическое давление искусственных бинарных и многокомпонентных смесей, природных газов и газоконденсатных систем исследовано не менее полно, чем критическая температура. Однако характер зависимости критического давления от свойств компонентов и их содержания в смеси значительно сложнее, чем зависимость критической температуры, и это существенно усложняет методы расчета критического давления смесей. Основные закономерности для критического давления бинарных смесей освещены в работе [3].

В частности, для неметановых смесей критическое давление как правило, близко к значению псевдокритического среднемольного давления, а для смесей с метановым превышает его, и чем больше, тем тяжелее второй углеводородный компонент бинарной смеси.

Известны работы, основывающие расчет местоположения критической точки на фазовой диаграмме по термодинамическому условию для этой точки и анализ парожидкостного равновесия в ее окрестностях [4, 5, 6]. Соответствующий алгоритм использует уравнение состояния фаз и мольные парциальные величины. Поэтому точность расчетов непосредственно связана с точностью уравнения состояния. К сожалению, апробация этого метода, например, по уравнениям Пенга-Робинсона [4, 5] и Соаве—Редлиха—Квонга [6] производилась при давлениях до 12 МПа. Однако, как было показано нами в [7], существенные систематические погрешности этих уравнений проявляются выше этого уровня.

В работе [8] рассматриваются два аналитических метода расчета критического давления, но оговаривается их недостаточная апробация и надежность для смесей углеводородов с неуглеводородами, а также указывается, что «ни один из этих методов не может быть использован для систем, содержащих метан». Для метановых смесей известен ряд графоаналитических методов расчета критического давления [3, 4], но их широкое применение ограничивается относительно высокой трудоемкостью. Основной трудностью при статистическом анализе оказался подбор безразмерного комплекса, который задает масштаб и границы искомой регрессионной зависимости. Используемые в [3] графики  $P_k(T_1, P_1, T_2, P_2)$  для бинарных смесей оказались нерацио-

нальными для аппроксимации из-за высокой остаточной дисперсии и сложности уравнений регрессии. Поэтому приведение экспериментальных данных к единому масштабу выполнено нами по псевдокритическому коэффициенту сжимаемости:

$$Z_{nk} = \frac{P_k V_{nk}}{RT_k}, \quad (1)$$

где  $P_k$ ,  $T_k$  — эмпирические значения критического давления и критической температуры смеси,  $V_{nk}$  — псевдокритический мольный объем смеси.

Если бы в (1) вместо  $V_{nk}$  в расчетах учитывался истинный критический мольный объем смеси, то значения  $Z_{nk}$  соответствовали бы эмпирическим значениям критического коэффициента сжимаемости, и наше исследование охватило бы все критические свойства смесей. Но количество известных эмпирических данных по критическим объемам смесей недостаточно [8], и это ограничивает возможности проведения как статистического, так и традиционного исследования закономерностей изменения критических свойств. Поэтому выражение (1) в первую очередь послужило нам способом приведения многообразного эмпирического материала к сопоставимому виду.

В качестве псевдокритического объема принята нами величина

$$V_{nk} = \sum \sum X_i X_j \left( \frac{\sqrt[3]{V_i} + \sqrt[3]{V_j}}{2} \right)^3, \quad (2)$$

которая используется в правилах смешения для уравнения состояния Ли—Кеслера, Барнера—Аллера [8] и др. На первом этапе уравнение регрессии искалось для бинарных смесей, что позволило выявить существенные свойства компонентов и не загромождать анализ учетом малозначимых свойств.

Результаты расчетов  $Z_{nk}$  по (1) показаны в таблице, из которой видно, что значения  $Z_{nk}$  изменяются в широком интервале от 0,1836 до 2,7708, причем  $Z_{nk} > 0,4$  получены для смесей углеводородов с азотом и метановых смесей с тяжелыми углеводородами. К сожалению, для большинства смесей эмпирические данные имеются не во всем интервале концентраций и характер функциональной зависимости  $Z_{nk}$  от состава можно проследить только по совокупности графических отрезков (рис. 1). Здесь выборочно представлены смеси с достаточным для построения количеством точек. Номера отрезков на рис. 1 соответствуют таблице.

Как видно из рис. 1, в целом зависимость  $Z_{nk}$  от  $X_2$  нелинейна, несимметрична, для большинства смесей при  $X_2 < 0,4$  наблюдается максимум, свойства компонентов влияют на форму графика и диапазон изменения  $Z_{nk}$ . Например, для смеси 24 (этан—пропан) изменение состава практически не влияет на значение  $Z_{nk} \approx 0,3$ , для смесей двуокиси углерода с азотом, этана с пропаном, пентаном и гептаном, сероводорода с пентаном, бутана с деканом значение псевдокритического коэффициента сжимаемости изменяется в небольшом интервале  $0,3 < Z_{nk} < 0,4$ . Отметим, что именно указанные пары компонентов послужили апробации многих уравнений состояния и правил смешения [8].

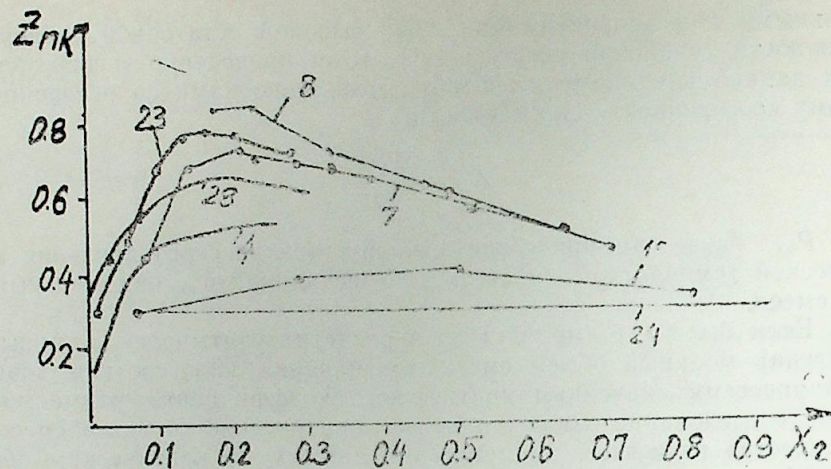


Рис. 1. Зависимость псевдокритического коэффициента сжимаемости ( $Z_{nk}$ ) от мольной доли второго компонента ( $X_2$ ). Номера отрезков соответствуют таблице.

Результаты расчетов  $Z_{nk}$  по (1)

№	Компоненты бинарной смеси	Кол-во точек	Интервал значений $Z_{nk}$
1	азот—двуокись углерода	5	0,30—0,40
2	азот—пропан	1	0,99
3	азот—бутан	2	0,45—0,77
4	метан—пропан	7	0,18—0,54
5	метан—сероводород	3	0,39—0,56
6	метан—изобутан	3	0,46—0,65
7	метан—бутан	10	0,45—0,73
8	метан—пентан	5	0,45—0,85
9	метан—гексан	6	0,65—1,24
10	метан—циклогексан	4	1,44—1,60
11	метан—бензол	2	1,80—2,46
12	метан—октан	6	1,49—1,74
13	метан—метилциклогексан	2	1,53—1,64
14	метан—м,п-кислоты	2	2,20—2,77
15	метан—декан	2	1,93—2,16
16	метан—о-ксилолы	1	2,31
17	двуокись углерода—пропан	3	0,30—0,36
18	двуокись углерода—сероводород	1	0,29
19	двуокись углерода—бутан	4	0,30—0,41
20	двуокись углерода—пентан	1	0,34
21	двуокись углерода—циклогексан	7	0,40—0,58
22	двуокись углерода—бензол	3	0,29—0,36
23	двуокись углерода—декан	7	0,30—0,79
24	этан—пропан	6	0,29—0,31
25	этан—пентан	5	0,30—0,41
26	этан—гептан	1	0,38
27	этан—бензол	1	0,44
28	этан—декан	7	0,31—0,67
29	пропан—изопентан	6	0,28—0,31
30	пропан—бензол	4	0,29—0,35
31	сероводород—пентан	3	0,30—0,38
32	сероводород—декан	3	0,30—0,49
33	бутан—декан	3	0,31—0,39
34	пентан—гептан	1	0,29
35	гексан—толуол	5	0,27—0,29

Указанное параметрическое влияние свойств компонентов приводит к выводу, что расчет состояния смесей должен фиксироваться на описанное поведение псевдокритического коэффициента сжимаемости. В частности, рабочие формулы должны учитывать три фактора: 1) несимметричность влияния мольной доли низко- и высококипящего компонента; 2) параметрическую зависимость  $Z_{nk}$  от характеристик компонентов; 3) наличие максимума  $Z_{nk}$  в интервал  $0,1 < X_2 < 0,4$ . Перечисленным требованиям не удовлетворяет ни одно из практикующихся правил смешения [8]. Нами получено уравнение регрессии в виде:

$$Z'_{nk} = 0,1349 [(Z_x - 0,75)^2 + 1,3889]^2 - 0,0231, \quad (3)$$

где

$$Z_x = \frac{T_{k2}}{T_{k1} + 70(X_2 + 1)} - \frac{0,06}{(X_2 + 0,2)^2} + \frac{0,21}{X_2 + 0,2}.$$

Гистограмма относительной погрешности:

$$\Delta Z = \frac{Z_{nk} - Z'_{nk}}{Z_{nk}} \cdot 100 \%$$

приведена на рис. 2. Она показывает, что значительная часть эмпирических величин  $Z_{nk}$  отражена регрессией (3) с погрешностью  $\pm 15\%$ . Отдельные грубые результаты естественны при обобщении многообразного семейства графиков (рис. 1).

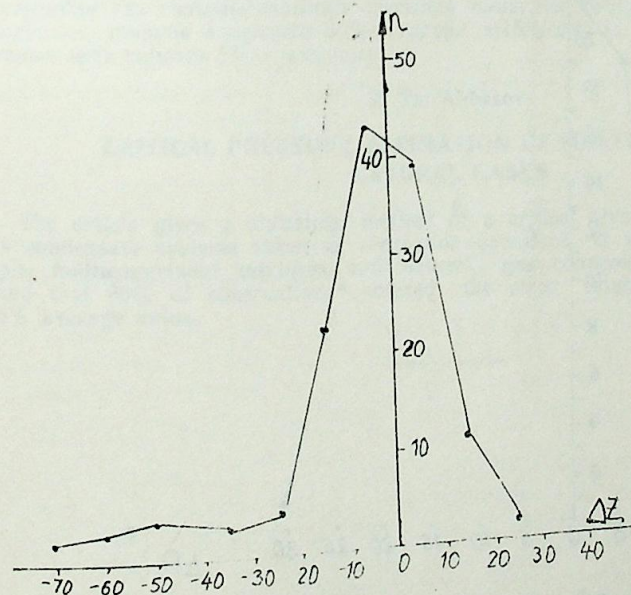


Рис. 2. Гистограмма распределения относительной погрешности  $\Delta Z$

На основании (1) можно записать:

$$P'_k = Z'_{nk} \frac{RT'_k}{V_{nk}}, \quad (4)$$

где  $T'_k$  — расчетная критическая температура смеси, определяемая из [2],  $P'_k$  — расчетное критическое давление.

Дополняя выражение (4) методом приведения многокомпонентных смесей к псевдобинарным, разработанным для вычислений критической температуры [1, 2], получаем новый метод расчета критического давления. Он выгодно отличается от других аналитических и графоаналитических методов [3—8] тем, что использует в качестве входной информации только критические свойства компонентов и их содержание в смеси. По этому методу для 97 искусственных тройных, многокомпонентных смесей и природных газоконденсатных систем (перечень источников по экспериментальным данным приведен в [1, 2]). Были вычислены критические давления и их отклонения от эмпирических значений:

$$\Delta P = \frac{P_k - P'_k}{P_k} \cdot 100 \%$$

Гистограмма распределения  $\Delta P$  приведена на рис. 3. Она характеризуется размахом от  $-20\%$  до  $+30\%$ , средним значением  $+5\%$  и основ-

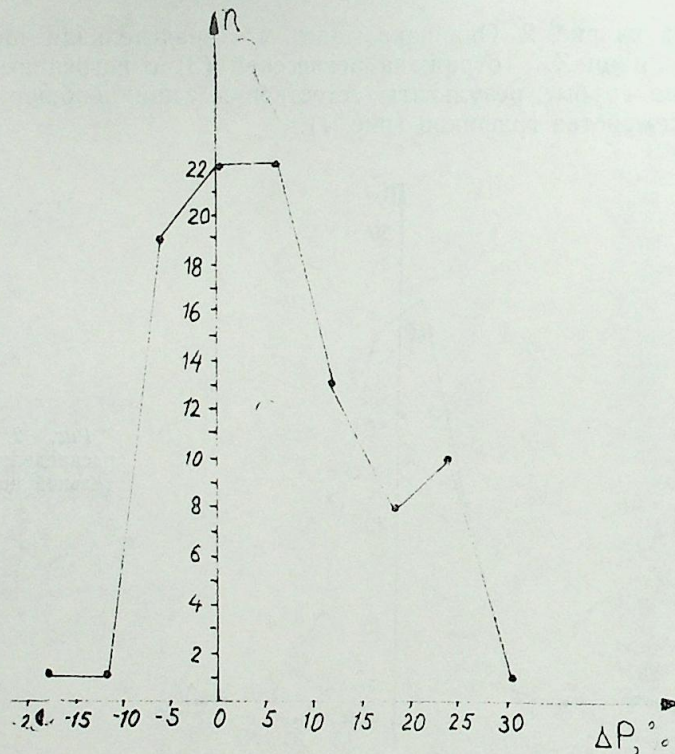


Рис. 3. Гистограмма распределения

ным отклонением  $7,7\%$ . Более  $80\%$  наблюдений укладываются в интервал  $\pm 15\%$ , что хорошо согласуется с распределением  $\Delta Z$  для бинарных смесей (рис. 2). Следовательно, распространение на многокомпонентные смеси уравнения регрессии (3) и метода расчета критической

температуры по [1], разработанных для бинарных смесей, не привело к каким-либо существенным статическим отклонениям для многокомпонентных смесей. Этот результат дает возможность предложить широкое внедрение нового метода расчета критических параметров при исследовании объемного фазового состояния природных газов и газоконденсатных систем.

#### Литература

1. Аббасов З. Я. Определение критической температуры бинарных смесей. — Изв. АН АзССР. Серия наук о Земле, 1986, вып. 2, с. 69—74.
2. Аббасов З. Я. Расчет критической температуры природных газов и газоконденсатных систем. — Изв. АНАзССР. Сер. наук о Земле, 1986, вып. 2, с. 87—92.
3. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1974.—224 с.
4. Robinson D. B., Peng D.-Y., Ng H.-J. Capabilities of the Peng—Robinson programs. Part 2. — Hydrocarbon Processing, 1979, No. 9, p. 269—273.
5. Robinson D. B., Peng D.-Y., Ng H.-J. Capabilities of the Peng—Robinson programs. Part 1. — Hydrocarbon Processing, 1979, No. 4, p. 95—98.
6. Michael L. Michelson. Calculation of phase envelopes and critical points for multicomponent mixtures. — Fluid Phase Equilibria, 1980, 4, p. 1—10.
7. Аббасов З. Я. Исследование двухпараметрических уравнений состояния в области закритических давлений. — Деп. в ВИНТИ. 20.03.86. ФН 2385—В86.

З. Я. Аббасов

#### ЧОХТЭРКИБЛИ ТЭБИИ ГАЗЛАРЫН БӨҮРАН ТЭЗГИНИН ТЭ'ЖИН ЕДИЛМЭСИ

Мэгалэдэ тэбии газ-конденсат гарышыгынын бөһран тэзигинин тэ'жин едилмэси үчүн регрессия тэнлижи шэклиндэ үсул көстэрилик. Бу үсул 97 сүн'и вэ тэбин, үч вэ чохтэркибли газ гарышыгыларынын эсасында сынагдан кечирилмишдир. Мүэжжэн олунмушдур ки, тэчрүби өлчүлэрин  $80\%$ -э гэдэри  $\pm 15\%$ -дэн аз бир хэта илэ һесаблинчр. Хэтанын орта гијмэти  $5\%$ -э јахындыр.

Z. Ya. Abbasov

#### CRITICAL PRESSURE ESTIMATION OF MULTICOMPONENT NATURAL GASES

The article gives a statistical method of a critical pressure estimation of natural gas condensate systems taken as regression equations. It was tested in 97 artificial, triple, multicomponent mixtures and natural gas condensate systems. The author found that  $80\%$  of observations entered the error interval less than  $\pm 15\%$  for  $+5\%$  average value.

УДК 622.276.6

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, Т. В. ХИСМЕТОВ, Э. Г. ГАСЫМ-ЗАДЕ,  
 Е. Н. МАМАЛОВ

### ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ С ОТОРОЧКОЙ РАСТВОРА ЩЕЛОЧИ

В последние годы у нас в стране и за рубежом ведутся большие работы по изучению щелочного заводнения и его комбинаций с другими методами, в частности, внутривластовым горением (ВГ), когда наряду с инициированием горения в пласт нагнетается раствор щелочи.

Эффективность щелочного заводнения обусловлена хорошей смазывающей способностью поверхности зерен нефтяного коллектора и образованием за счет низкого межфазного натяжения на границе нефть—щелочной раствор вязкой эмульсии. Однако следует отметить, что снижение межфазного натяжения еще не определяет однозначно эффективность щелочного заводнения.

Одним из негативных явлений, осложняющих процесс заводнения нефтяных пластов раствором щелочи, является выпадение осадка, при контакте щелочи с минерализованной водой, даже с пресной. Он оседает на внутренней поверхности наземного и внутрискважинного оборудования и в пласте, резко снижая фильтрационные свойства пористой среды.

Но в определенных условиях, особенно в высокодренированных прослоях, выпадение осадка может сыграть положительную роль, выравнивая профиль приемистости пласта.

Таким образом, качество воды накладывает жесткие условия на реализацию процесса щелочного заводнения.

Образуемая при контакте щелочи с нефтью эмульсия служит дополнительным рабочим агентом, повышающим эффективность процесса вытеснения нефти [3].

Разработка технологического процесса комбинированного теплового воздействия с нагнетанием оторочки раствора щелочи требует тщательного изучения взаимодействия рабочего агента с пластовой водой и нефтью исследуемого объекта. Свойства пластовой нефти и воды даны в табл. 1.

Поэтому лабораторные исследования процесса, сочетающего ВГ с закачкой раствора щелочи применительно к НКГ свите месторождения Бузовна, разработка которого планируется внутривластовым горением, включали определение необходимой концентрации щелочи и реагента, обеспечивающих снижение межфазного натяжения, осадкообразование и создание стойких вытесняющих эмульсий.

Раствор щелочи для исследований готовился на пластовой воде НКГ-свиты, а в качестве углеводородной жидкости служила нефть той же свиты.

Определение межфазного натяжения на границе раствор щелочи—нефть проводилось при температурах от 20 до 80°C (табл. 2). Межфаз-

ное натяжение определялось методом счета капель [1]. Рассматривались концентрации щелочи в пластовой воде 0,1; 0,25; 0,5; 1; 1,5; 2; 5; 7,5; 10% от веса пластовой воды.

Таблица 1

Свойства пластовой нефти, воды  
 НКГ-свиты м. Бузовна

Нефть	Величина
Давление насыщения, МПа	11
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	72
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	72
Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	849
"—" в стандарт. условиях, кг/м <sup>3</sup>	919,5
Вязкость в пласт. условиях, мПа·с	5,5
в станд. условиях, мПа·с	41
Содержание в нефти: смол, %	43
парафинов, %	7
газа, %	72
асфальтенов, %	5
Пластовая температура, °С	44
Пластовое давление (текущее) МПа	9
<b>Пластовая вода</b>	
Вязкость, мПа·с	1
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1018
рН	8,5

Таблица 2

Изменение межфазного натяжения на границе  
 раствор щелочи—нефть НКГ-свиты м. Бузовна

Концентрация, %	0,1	0,25	0,5	1	1,5	2	5	7,5	10
Температура, °С									
20	2,87	1,91	1,12	0,93	0,82	0,6	0,44	0,34	0,23
40	1,53	1,15	0,8	0,61	0,55	0,41	0,35	0,30	0,22
60	0,82	0,69	0,57	0,41	0,37	0,27	0,26	0,26	0,21
80	0,44	0,42	0,41	0,25	0,25	0,19	0,19	0,23	0,20

По мере увеличения концентрации щелочи в пластовой воде межфазное натяжение постоянно уменьшается, что свидетельствует об увеличении рН среды. В результате опытов была получена зависимость межфазного натяжения на границе нефть—раствор щелочи от температуры (табл. 2) для различных концентраций раствора. Для концентраций 1÷10% изменение межфазного натяжения находится в диапазоне 0,93÷0,2 мН/м, а учитывая, что температура пласта порядка 40°C, межфазное натяжение при этой температуре для тех же концентраций находится в интервале 0,6—0,22 мН/м. Определение межфазного натяжения в зависимости от температуры дает возможность с учетом ограничения образования осадка, рекомендовать определенные концентрации для увеличения нефтеотдачи.

Рассмотрим зависимость межфазного натяжения от концентрации щелочного раствора при температуре 20°C. Здесь межфазное натяжение по мере увеличения концентрации уменьшается и для концентраций более 2% остается порядка  $0,2 \pm 0,4$  мН/м. Зависимость подобного типа характерна для малоактивных нефтей.

Как было указано, при взаимодействии щелочи с пластовой водой образуется осадок (табл. 3). Для уменьшения осадкообразования во

Таблица 3

Изменение выпадения сухого осадка из раствора щелочи	
Концентрация, % от веса	0,1 0,25 0,5 1 1,5 2 5 7,5 10
Сухой осадок, $10^3$ мг/100г	0,71 0,92 1,23 2,41 3,34 4,05 4,62 4,81 5,22

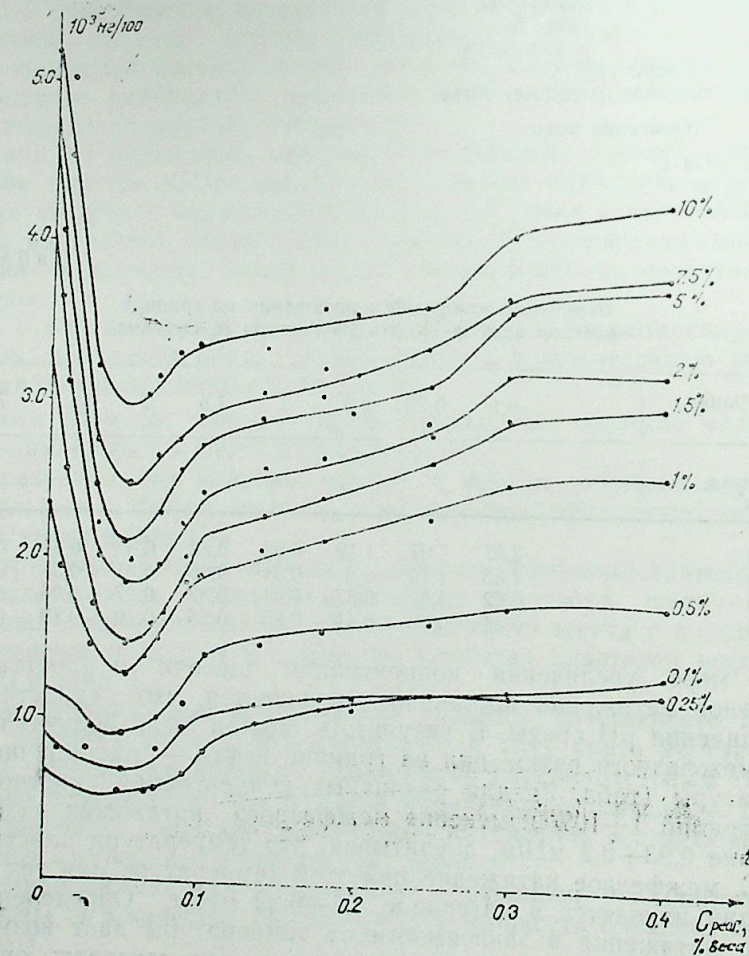


Рис. 1. Влияние концентрации реагента на осадкообразование для различных концентраций щелочи

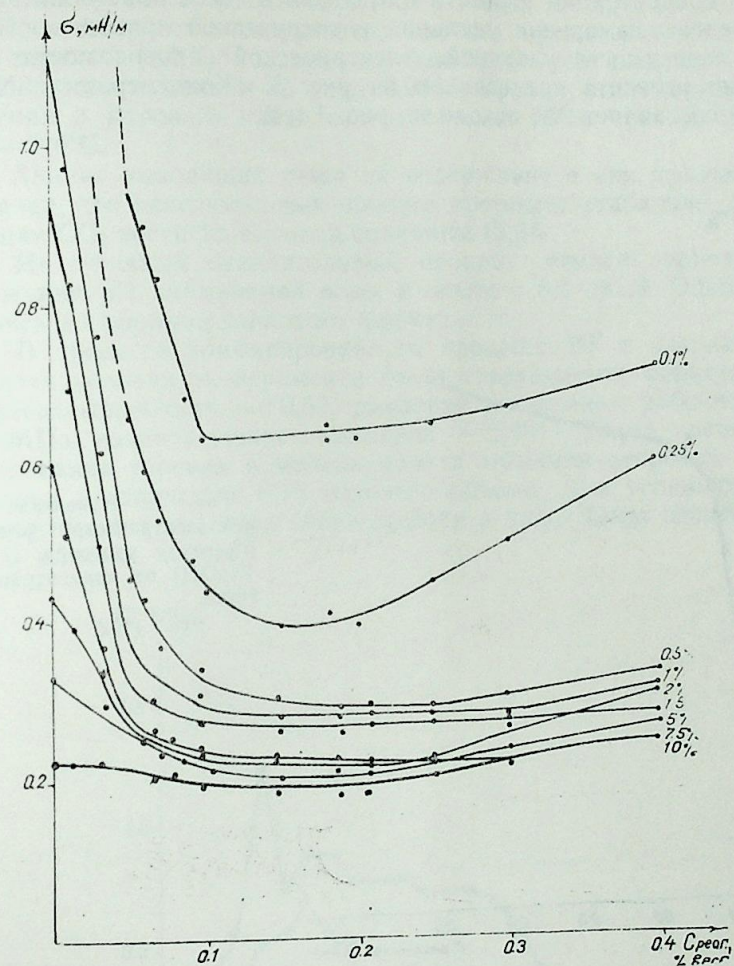


Рис. 2. Влияние концентрации реагента на межфазное натяжение на границе раствор щелочи+реагент — нефть для различных концентраций NaOH

все растворы различной концентрации NaOH добавлялся реагент [4] в количестве  $0,01 \div 0,5\%$  от веса. Величина сухого осадка определялась по методике [2]. Измеряли значение межфазного натяжения на границе раствор щелочи+реагент—нефть. На основании полученных результатов построены зависимости образования сухого осадка от наличия реагента в щелочном растворе пластовой воды НКГ-свиты месторождения Бузовна и межфазного натяжения на границе раствор щелочи—нефть от концентрации реагента (рис. 1 и 2).

Зависимость выпадения сухого осадка от концентрации реагента в растворах щелочи имеет характерный минимум в области концентраций  $0,03 \div 0,1\%$  от веса пластовой воды практически для всех концентраций щелочи, приготовленной на пластовой воде месторождения Бузовна.

Для концентраций реагента 0,01—0,5% от веса пластовой воды были проведены измерения удельной электрической проводимости ( $1/\rho$ ). График зависимости удельной электрической проводимости от концентрации реагента представлен на рис. 3. Концентрация NaOH в растворе составляет 2%, исходя из рис. 1 и 2.

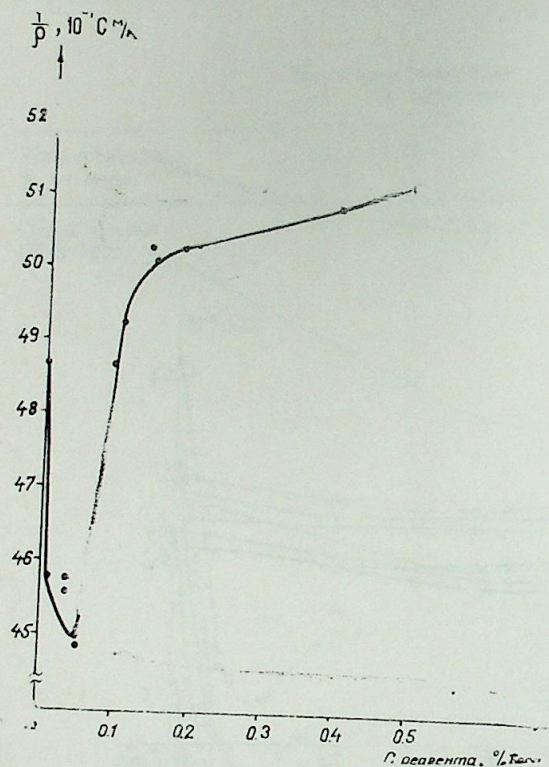


Рис. 3. Изменение удельной электрической проводимости 2%-го раствора щелочи (NaOH) от концентрации реагента.

Как видно из этого рисунка, минимум осадка попадает в интервал концентраций 0,01—0,07% веса. Пластовая вода, без примеси реагента имеет  $1/\rho = 48,72 \cdot 10^{-1} \text{ С}\cdot\text{м/л}$ . Подобное явление, связанное с ухудшением поверхностно-активных, моющих и других физических свойств выше и ниже точки критической концентрации мицеллообразования и есть, по всей видимости, причина минимума осадкообразования.

На основании проведенных исследований, применительно к НКГ-свиты месторождения Бузовна, с учетом межфазного натяжения и осадкообразования, необходимая концентрация раствора щелочи для осуществления комбинированного процесса внутрипластового горения в сочетании с закачкой щелочи может быть принятой равной 2%.

Экспериментальное изучение возможности данной технологии на нефти месторождения Бузовна проводилось на установке УВГ-3000. Плотность потока воздуха в опытах поддерживалась на уровне  $69\text{—}76 \text{ Нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$ , а давление 4,0 МПа.

В начале исследовался в основном процесс влажного горения. Процесс сухого горения осуществлялся непродолжительное время. При

этой модификации ВГ температура на фронте горения достигла  $400\text{—}500^\circ\text{С}$ , а количество сгорающего топлива превышало  $28 \text{ кг/м}^3$ . Влажное горение (ВВГ) создавалось закачкой водовоздушной смеси со средним соотношением за опыт 0,0011. Уровни температуры на фронте горения и парового плато соответственно были равны  $320\text{—}400^\circ\text{С}$  и  $200\text{—}210^\circ\text{С}$ .

Анализ выходящих газов на содержание в них продуктов горения показал, что окислительный процесс протекает стабильно. Так, концентрация  $\text{CO}_2$  достигла высокой величины 12,3%.

Интенсивный окислительный процесс явился причиной резкого снижения pH добываемой воды в опыте с 6,2 до 1,9. Опыты осуществлялись до прорыва теплового фронта.

В процессе комбинированного процесса ВГ с закачкой оторочки щелочи условия эксперимента были следующими: пористость — 0,29, нефтенасыщенность — 0,63, давление нагнетания рабочих агентов — 4,0 МПа, водовоздушное отношение — 0,0011. Перез проведением иницирования горения в модель пласта закачали оторочку 2% раствора щелочи в количестве 0,15 порового объема. Для успешного иницирования горения после раствора щелочи в пласт было введено 0,02 порового объема нефти.

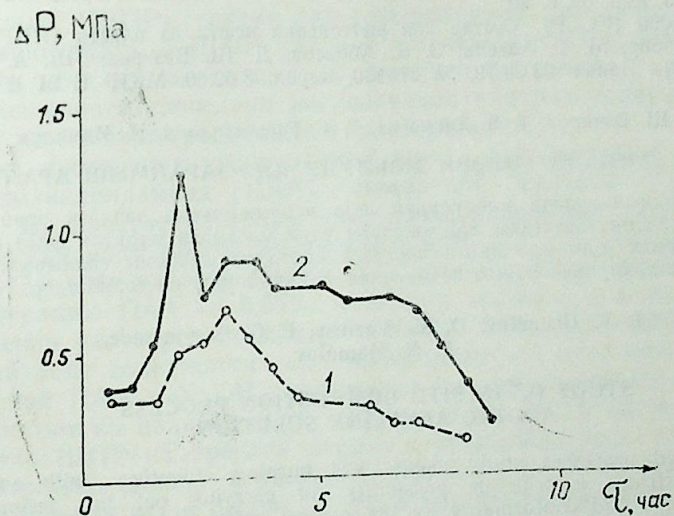


Рис. 4. Изменение перепада давления во времени в модели пласта: 2%-го раствора щелочи (NaOH)

На рис. 4 приведены изменения перепада давления по длине модели пласта для двух вариантов осуществления процесса влажного внутрипластового горения: 1 для чистого процесса ВВГ, 2 для комбинированного процесса ВВГ+оторочка 2% раствора щелочи. Созданная оторочка раствора щелочи привела к более высоким значениям перепада давления в комбинированном процессе, чем в случае «чистого» процесса влажного горения.

Начальное резкое повышение перепада давления в обоих случаях связано с образованием водонефтяной эмульсии за счет самого процесса горения, образованием вала нефти и воды. При комбинирован-

ном процессе этот перепад выше за счет дополнительного действия раствора щелочи на образование эмульсии. При обычном процессе ВВГ образовавшийся перепад давления, с течением времени уменьшается. При комбинированном процессе последующий этап характеризуется продолжительностью и стабильностью в распределении давления по длине модели пласта. Прорыв оторочки тепла сопровождается повышением фильтрационных характеристик пласта.

Таким образом, экспериментально доказана принципиальная возможность осуществления влажного горения на нефти НКГ-свиты м. Бузовна, а закачка раствора щелочи в сочетании с ВГ ухудшает фильтрационные характеристики и тем самым в сложно-неоднородных коллекторах может способствовать выравниванию охвата пласта процессом регулирования фазовых проницаемостей пористой среды для пластовых флюидов.

#### Литература

1. *Абрамзон А. А., Шукина Е. Д.* Поверхностные явления и ПАВ. — М.: Химия, 1984, с. 391.
2. Инструкция по определению физико-химических и технических показателей качества воды и реагентов, применяемых на водопроводах. — М.: Стройиздат, 1973, с. 135.
3. *Ковалев А. Г.* и др. Об образовании эмульсии при щелочном заводнении. — Тр. ВНИИ, 1979, вып. 69, с. 20.
4. А.С. 795060 (СССР). Состав для вытеснения нефти из пласта (ИПГНГМ АН АзССР: Авт. изобр. М. Т. Абасов; З. Я. Аббасов, Д. Ш. Везиров; Ш. А. Касимов, Н. Д. Таиров. — Заявл. 23.03.79, № 274430, опубл. 8.09.80. МКИ<sup>3</sup> E 21 B 43/22.

Д. Ш. Везиров, Т. В. Хисмэтов, Е. Г. Гасымзаде, Ж. Н. Мамалов

#### ЛАЈДАХИЛИ ЈАНМАДА ГЭЛЭВИ МЭЪЛУЛУ ИЛЭ ЈАРАНМЫШ АРАЛЫГ ГАТ

Нэмли јанманын гэлэви мэхлудуну лаја вурулмасынын вэхдэти олан комбинэ олунмуш просеслэрин тэдгигаты лај мајелэри үчүн мөсамэли муһитин фаза кечиричилијини тэнзимлэмэк јолу илэ лајын просеслэ эһатэ олунмасыны галдырмаг мэгсэди үчүн нэмин технолокијанын һэјата кечмэсинин мүмкүндүјүнү көстөрмишдир.

T. V. Hismetov, D. Sh. Vezirov, E. G. Gasym-zade,  
E. N. Mamalov

#### STUDY OF IN SITU COMBUSTION PROCESS ADDING ALKALINE SOLUTION

The combined processes study using wet burning together with an alkaline injection demonstrates a principle possibility for carrying out this technology in order to increase a bed conformance by the process using phase permeability control of a porous medium for the reservoir fluids.

УДК 622.276.6

Д. Ш. ВЕЗИРОВ, А. С. СТРЕКОВ, А. М. ДАДАШЕВ,  
Ф. С. САФАРАЛИЕВА

#### ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ

В результате научных изысканий, проводимых в последние годы в нашей стране и в других странах мира, создан целый ряд новых методов, позволяющих достичь более полной нефтеотдачи, чем при обычном заводнении. К числу таких методов относится и щелочно-полимерное заводнение [5, 7, 8]. Однако в связи с тем, что этот метод к настоящему времени недостаточно полно изучен [12], он не получил широкого применения в нефтяной промышленности.

Известно, что механизм вытеснения нефти щелочно-полимерными растворами (ЩПР), связан как со снижением межфазного натяжения на границе нефть — ЩПР, так и с изменением фильтрационных характеристик этих растворов при их движении в пористой среде. Поэтому в данной работе проведены исследования влияния содержания щелочи в ЩПР на его фильтрационные характеристики.

Для проведения исследований были использованы гель технического полиакриламида (ПАА) аммиачной очистки и едкий натрий NaOH. В качестве растворителей применялись дистиллированная вода, пресная вода общей жесткостью 8,76 мг/л и содержанием ионов  $Ca^{2+}$  — 7,2 мг/л и ионов  $Mg^{2+}$  — 1,56 мг/л. Все ЩПР имели постоянную концентрацию ПАА — 0,05%, а щелочь добавлялась из расчета приготовления растворов концентрацией 0,1; 0,12; 0,25; 0,75%. Так как в пресной воде содержатся соли поливалентных металлов, то растворение в ней ПАА и NaOH сопровождалось образованием осадка, который состоит из полиакрилата кальция и  $Ca(OH)_2$  [3, 4, 11]. Поэтому ясно, что ЩПР на пресной воде в действительности имеет меньшую концентрацию щелочи в растворе. Растворение ПАА в щелочи, а также все замеры рН и опыты по фильтрации проводились в изотермических условиях при температуре 18°C.

Значения рН исследуемых растворов представлены в таблице.

Как видно из данных таблицы, рН ЩПР практически не зависит от вида растворителя и растет с увеличением концентрации щелочи в растворе. Так как с увеличением концентрации щелочи в растворе, приготовленном на пресной воде, выше 0,75% происходит усиленное выпадение ПАА в осадок за счет сшивки гидролизованных макромолекул полимера и образования агрегатов [4, 11], то растворы с более высокой концентрацией щелочи не готовились.

Исследование поведения ЩПР при фильтрации их в пористой среде проводилось на нецементированных модельных средах. В качестве модели пористой среды служил кварцевый песок. Проницаемость пористой среды составляла 1,6—1,8 мкм<sup>2</sup>.

Влияние содержания щелочи и вида растворителя на pH ЩПР

ПАА, %	%	растворитель—вода	
		дистил.	пресная
		pH	pH
0,05	—	8,05	8,6
	0,1	12,11	12,05
	0,12	12,67	12,47
	0,25	12,5	12,9
	0,75	13,25	13,3

Опыты по изотермической фильтрации ЩПР через пористую среду проводились в следующей последовательности. Пористая среда насыщалась жидкостью, являющейся растворителем ЩПР: пресной или дистиллированной водой. Качество насыщения контролировалось определением проницаемости пористой среды по данной жидкости. Затем при различных перепадах давления производилась фильтрация воды с последующей фильтрацией ЩПР. Причем процесс фильтрации согласно [10] начинали с наибольшего перепада давления. При заданном перепаде давления в режиме установившейся фильтрации определялись расходы. Из этих данных вычислялись подвижность воды и подвижность ЩПР. Фильтрационные характеристики ЩПР — фактор сопротивления от скорости фильтрации — представлены на рис. 1, 2, 4.

Как показали опыты по фильтрации ЩПР, приготовленных на дистиллированной воде, они движутся через пористую среду без затухания как псевдопластические жидкости, при всех рассмотренных концентрациях щелочи (рис. 1). Причем, с увеличением концентрации щелочи в ЩПР фактор сопротивления вначале уменьшается, а затем растет (рис. 1 кр. 4, 3, 2, 1). Такое поведение ЩПР на дистиллированной воде в пористой среде в зависимости от концентрации щелочи и скорости фильтрации может быть объяснено целым рядом причин.

Известно, что величина вклада в вязкость малоconцентрированных полимерных растворов каждой макромолекулы определяется и ее геометрическим объемом [1], который, среди прочих других факторов, зависит от степени гидролиза полимера и pH раствора [3, 4]. Объясняется это тем, что в дистиллированной воде ПАА ведет себя как полиэлектролит [4, 11]. В результате электростатического отталкивания одноименно заряженных сегментов макромолекулы, увеличение которых достигается ростом степени гидролиза полимера, происходит ее расширение, что макроскопически проявляется в увеличении вязкости полимерного раствора. Однако в данном случае, в связи с тем, что ЩПР готовились на ПАА аммиачной очистки, обладающим высокой степенью гидролиза, а опыты проводились при 18°C, то дальнейший гидролиз таких ПАА с увеличением концентрации щелочи в растворе согласно [3] не происходит, а, следовательно, не растет и вязкость используемых ЩПР. С другой стороны, взаимодействие одноименно заряженных сегментов макромолекулы ослабляется влиянием оболочки противоионов. Вязкость раствора ПАА в дистиллированной воде имеет максимум при pH=7+8 [3, 4, 9], когда экранирующий эффект

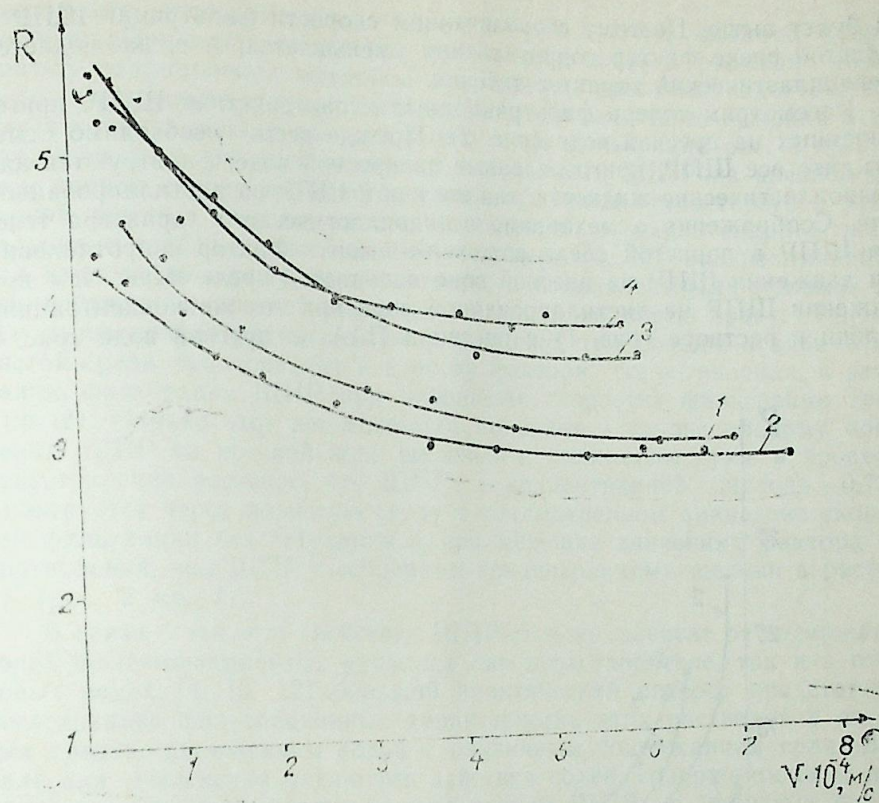


Рис. 1. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для щелочно-полимерных растворов на дистиллированной воде: 1 — 0,05% ПАА — 0,75 NaOH; 2 — 0,05% ПАА — 0,25% NaOH; 3 — 0,05% ПАА — 0,12 NaOH; 4 — 0,05% ПАА — 0,1 NaOH

проявляется слабо. Добавка щелочи в раствор, как сильный электролит, увеличивая pH (таблица) увеличивает и экранирующий эффект оболочки противоионов, макромолекула ПАА сворачивается в плотный клубок и вязкость раствора падает. Дальнейшее увеличение концентрации щелочи в растворе (0,75%) приводит к росту минерализации растворителя и увеличению вязкости ЩПР [9]. Все это, в конечном итоге, приводит к тому, что с увеличением концентрации щелочи в ЩПР на дистиллированной воде фактор сопротивления вначале уменьшается (рис. 1, кр. 4, 3, 2), а затем растет (рис. 1, кр. 1).

Зависимость фактора сопротивления для ЩПР от скорости фильтрации объясняется на основании некоторых особенностей течения растворов полимеров через пористые среды [6]. Известно, что при фильтрации полимерного раствора через пористую среду должно наступить динамическое равновесие между количеством макромолекул полимера, улавливаемых пористой средой и вырывааемых потоком полимерного раствора. Естественно, что это равновесие при различных скоростях фильтрации будет осуществляться при неодинаковом количестве удержанного пористой средой полимера. При высоких скоростях его будет меньше, чем при низких, и проницаемость пористой сре-

ды будет выше. Поэтому с увеличением скорости фильтрации ЩПР в пористой среде фактор сопротивления уменьшается, т. е. наблюдается псевдопластический характер течения.

Рассмотрим теперь фильтрационные характеристики ЩПР, приготовленных на пресной воде (рис. 2). Прежде всего необходимо отметить, что все ЩПР, приготовленные на пресной воде, фильтруются как псевдопластические жидкости, так же как и ЩПР на дистиллированной воде. Соображения о механизме псевдопластического характера течения ЩПР в пористой среде изложены выше. Фактор сопротивления при движении ЩПР на пресной воде в пористой среде выше, чем при движении ЩПР на дистиллированной воде при тех же концентрациях щелочи в растворе (рис. 1) и раствора ПАА на пресной воде (рис. 2

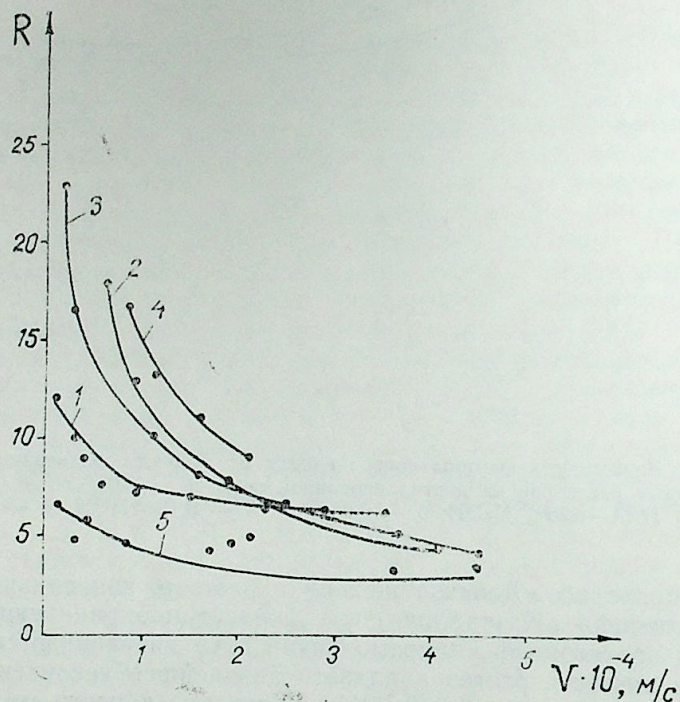


Рис. 2. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для щелочно-полимерных растворов на пресной воде: 1 — 0,05%, 0,75% NaOH; 2 — 0,05 ПАА — 0,25% NaOH; 3 — 0,05% — 0,12% NaOH; 4 — 0,05N ПАА — 0,1% NaOH; 5 — 0,05% ПАА

кр. 5). Однако ЩПР на пресной воде с концентрацией щелочи 0,1 и 0,25% фильтруются через пористую среду с затуханием в рассмотренном диапазоне скоростей фильтрации, чего не наблюдается у ЩПР на дистиллированной воде при тех же концентрациях щелочи. Рост фактора сопротивления у ЩПР на пресной воде по сравнению с ЩПР на дистиллированной воде объясняется наличием в пресной воде ионов поливалентных металлов. Присутствие ионов поливалентных металлов в растворе приводит к сшивке макромолекул ПАА и образованию агрегатов сравнительно больших размеров [9, 11]. Движение таких сшитых макромолекул и агрегатов через пористую среду приводит к воз-

никновению дополнительных сопротивлений и росту фактора сопротивления. При малых скоростях фильтрации, когда деформация таких сшитых макромолекул невелика, а градиенты давления недостаточны, чтобы протолкнуть эти макромолекулы и агрегаты через сужения в поровых каналах, может наступить затухание фильтрации рис. 2 кр. 2, 4. Затухание фильтрации и снижение подвижности ЩПР на пресной воде в данном случае вызывается также сужением просветности и закупоркой поровых каналов за счет выпадения в осадок гидрата окиси кальция и сорбированного на нем полимера [4, 10] при взаимодействии щелочи, находящейся в растворе, с поливалентными ионами, содержащимися в пресной воде, насыщающей пористую среду. Причем, чем выше концентрация щелочи в растворе, тем больше осадок в пористой среде, что приводит к росту фактора сопротивления, и затуханию фильтрации ЩПР при небольших скоростях фильтрации (рис. 2 кр. 2). Однако этот же механизм приводит к столь сильному обеднению ЩПР на пресной воде щелочью и полимером уже в процессе приготовления раствора, что ЩПР с концентрацией щелочи 0,75% фильтруется через пористую среду в рассмотренном диапазоне скоростей фильтрации без затухания и при меньших значениях фактора сопротивления, чем ЩПР с меньшими концентрациями щелочи в растворе (рис. 2 кр. 1).

В связи с тем, что свойства ЩПР сильно зависят от содержания солей щелочно-земельных металлов как в растворителе, так и в пластовых водах [4, 10, 12] большой практический интерес представляет исследование фильтрационных характеристик этих растворов в пористых средах, насыщенных водой с различным содержанием соли. Вначале для выяснения механизма фильтрации ЩПР в пористых средах были проведены исследования фильтрации 0,05%-го раствора ПАА на пресной воде без добавки щелочи через пористые среды, насыщенные солевым раствором с содержанием хлористого натрия 0,25; 0,5; 1% (рис. 3). Присутствие хлористого натрия в пластовой воде не изменив псевдопластического характера течения раствора ПАА снизило фактор сопротивления при малых скоростях фильтрации (рис. 3 кр. 1, 2, 3) по сравнению со случаем фильтрации раствора ПАА в пористой среде, насыщенной пресной водой (рис. 2 кр. 5). Объясняется это тем, что присутствие солей хлористого натрия приводит к подавлению полиэлектролитного набухания макромолекул ПАА и к их сворачиванию в плотные клубки. В то же время рост концентрации хлористого натрия в пластовой воде приводит к увеличению фактора сопротивления (рис. 3 кр. 1, 2, 3). Рост фактора сопротивления, в данном случае, связан с усилением адсорбции ПАА в пористой среде при увеличении концентрации хлористого натрия в пластовой воде [13].

Затем была проведена серия опытов по фильтрации ЩПР на пресной воде с концентрацией щелочи 0,12% через пористые среды [рис. 4] при тех же концентрациях хлористого натрия в воде, насыщающих мопри тех же концентрациях хлористого натрия с концентрацией щелочи 0,12% был выделен пласта, что и ранее. ЩПР с концентрацией щелочи 0,12% был выделен для дальнейших исследований как раствор, показавший наилучшие фильтрационные характеристики (рис. 2 кр. 3). Как показали результаты опытов, рост минерализации пластовой воды привел к ухудшению фильтрационных характеристик ЩПР. ЩПР фильтруется с затуханием при малых скоростях фильтрации (рис. 4 кр. 2, 3), а при кон-

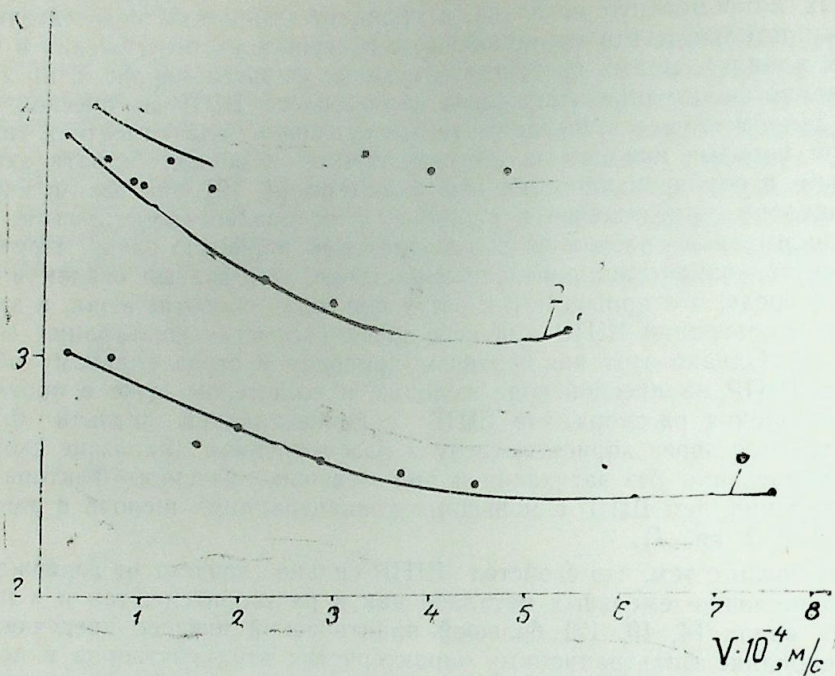


Рис. 3. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для раствора ПАА в пористых средах, насыщенных водой с различным содержанием хлористого натрия: 1 — 1% NaCl; 2 — 0,5% NaCl; 3 — 0,25% NaCl

центрации хлористого натрия 1% в воде, насыщающей модель пласта, ЩПР вообще не фильтруется в связи с закупоркой пористой среды. Затухание фильтрации и закупорка пористой среды при движении ЩПР в пористых средах с ростом минерализации пластовой воды связаны со следующими причинами. С одной стороны, как это уже выше отмечалось, при добавке хлористого натрия в пластовую воду усиливается адсорбция полимера в пористой среде, а с другой стороны — происходит выпадение нерастворимого осадка при контакте щелочи с солями, содержащимися в пластовой воде. Причем с увеличением содержания хлористого натрия в пластовой воде оба эти процесса нарастают. Поэтому несмотря на то, что макромолекулы ПАА сворачиваются в плотные клубки при попадании в минерализованную воду, происходит затухание фильтрации и закупорка пористой среды с ростом содержания хлористого натрия в воде, насыщающей модель пласта.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать некоторые выводы о механизме процессов, протекающих при щелочно-полимерном заводнении и определяющих его эффективность. При применении ЩПР типа (ПАА—щелочь), в силу зависимости фильтрационных характеристик ЩПР от конформационного состояния макромолекул полимера, интенсивности адсорбции полимера в пористой среде, совместности ЩПР с пластовой водой, диапазона ско-

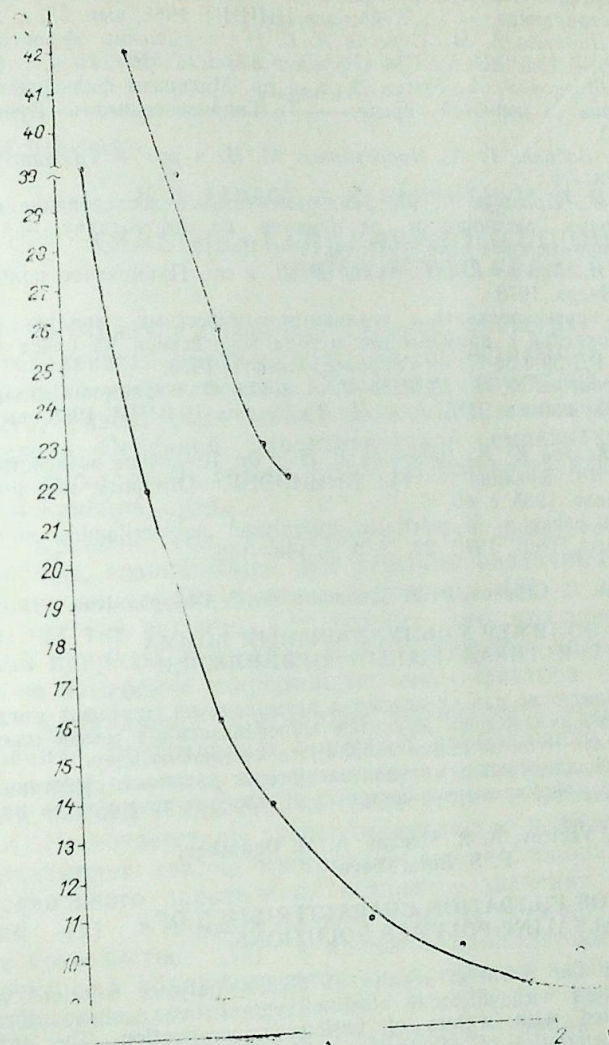


Рис. 4. Зависимость фактора сопротивления от скорости фильтрации для щелочно-полимерного раствора в пористых средах, насыщенных водой с различным содержанием хлористого натрия (обозначения те же, что и на рис. 3).

ростей, при котором ведется фильтрация можно, изменяя минерализацию растворителя и скорость фильтрации, воздействовать на эти процессы, а следовательно, и на фильтрационные характеристики ЩПР. Регулирование фильтрационных характеристик ЩПР позволит повысить охват пласта заводнением и в конечном счете нефтеотдачу месторождения.

#### Литература

1. Будтов В. П. Вязкость разбавленных и умеренно концентрированных растворов полимеров. Характеристическая вязкость. — В кн.: Реология (полимеры и нефть). — Новосибирск, 1977, с. 7—21.
2. Ентов В. М., Полищук А. М. Движение аномальных жидкостей в пористой среде (II). — В кн.: Реология (полимеры и нефть). — Новосибирск, 1977, с. 144—162.
3. Рабинович А. Б., Малышева Л. Н., Кравченко И. И. и др. — Тр./БашНИПИ-нефть. М.: Недра, 1970, вып. 4, с. 183—187.

4. Кукин В. В., Перышкина Т. Н., Швецов И. А. Физико-химические свойства загустителя воды полиакриламида. — Тр./Куйбышев НИИИП, 1968, вып. 38, с. 34—41.
5. Мамедов Н. Г., Дадашев А. М., Стреков А. С. О повышении эффективности полимерного заводнения. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1977, № 4, с. 51—54.
6. Соляков Ю. В., Швецов И. А., Кукин В. В. и др. Механизм фильтрации водных растворов полимеров в пористой среде. — Тр./Гипростокнефть. Куйбышев, 1974, вып. 23, с. 120—123.
7. Малышева Л. Н., Бабалян Г. А., Насретдинов М. Н. и др. — Тр./БашНИПИ-нефть, 1975, вып. 41, с. 73—79.
8. Оганджаниянц В. Г., Полищук А. М. Экспериментальное исследование фильтрации щелочно-полимерных растворов и их влияние на нефтеотдачу. — РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. нефтепромысловое дело, 1981, № 11, с. 15—17.
9. Григорашенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. и др. Применение полимеров в добыче нефти. — М.: Недра, 1978.
10. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода воздействия на пласт водой, загущенной полимерами. РД-39-3-36-77. — Гипростокнефть, 1978.
11. Кукин В. В., Горбатова А. Н., Швецов И. А. и др. Фильтрационные характеристики растворов полиакриламида /ПАА/. — Тр./Куйбышев НИИИП 1968, вып. 38, с. 21—33.
12. Горбунов А. Т., Желтов Ю. В., Бученков Л. Н. и др. Щелочное воздействие на нефтяные пласты и его модификации. — М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело, 1985, с. 40.
13. Smith F. W. The behavior of partially hydrolyzed polyacrilamide solutions in porous media. — J. Petrol. Tech., 1970, 22, № 2, p. 148—156.

Ч. Ш. Везиров, А. С. Стреков, Э. М. Дадашов, Ф. С. Сәфарәлијева

#### ГЭЛЭВИ-ПОЛИМЕР МЭҢЛУЛЛАРЫНЫҢ ҺОПМА ХАРАКТЕРИСТИКАЛАРЫНЫҢ ӨҮРЭНИЛМӘСИ

Мәгаләдә дистиллә едилмиш вә ади су әсасында һазырланмыш мұхтәлиф мигдарда гәләвили гәләви-полимер мәһлулларының мұхтәлиф минерализасијаја малик олан суларда дојдурулмуш мәсамәли мұһитдә һопма габилијјәти кәстәрилмишдир. Гејд едилмишдир ки, һәлледицинин минерализасијасыны вә һопма сүр'әтини тәнзимләмәклә гәләви-полимер мәһлулларының һопма хасијәтләрини тәнзимләмәк олар.

D. Sh. Vezirov, A. S. Strekov, A. M. Dadashev,  
F. S. Safaraliev

#### STUDY OF FILTRATION CHARACTERISTICS OF ALKALINE-POLYMER SOLUTIONS

The article deals with the filtration results of alkaline-polymer solutions made of distilled and fresh waters with different alkaline content in a solution through the porous media saturated with waters of various mineralization. The authors show that filtration characteristics of alkaline-polymer solutions may be regulated by means of the solvent mineralization and filtration rate control.

УДК 622.276.031

Н. Д. ТАИРОВ, А. И. КАЛАНТАРОВ, М. И. АББАСОВ

#### КИНЕТИКА КАПИЛЛЯРНОГО ПОДНЯТИЯ ВОДЫ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Смачивание оказывает сильное, а иногда решающее влияние на интенсивность многих процессов, происходящих при контакте жидкостей с твердыми телами. Характер смачивания определяется, прежде всего, физико-химическими взаимодействиями фаз на поверхности их раздела. Основной характеристикой смачивания является величина краевого угла на границе раздела жидкость или газ — твердое тело — окружающая среда.

Краевой угол смачивания ( $\theta$ ) позволяет ответить на многие вопросы, возникающие при решении различных научных и технологических задач. Определение величины ( $\theta$ ) довольно трудная задача, так как величина его, помимо того, что зависит от физико-химической природы жидкостей газов и твердого тела, также чутко реагирует на изменение гидродинамического фактора — скорости.

Капиллярное впитывание, являющееся результатом процесса смачивания, представляет в первом приближении простую задачу. Вместе с тем отметим, что известные уравнения, описывающие капиллярный подъем жидкости, не согласуются с реальными опытными данными. Несоответствие экспериментальных и теоретических данных, как показывает анализ многочисленных исследований, происходит от неправильного определения истинного значения краевого угла смачивания ( $\theta$ ) в каждом данном моменте времени. В теориях постулируется постоянство ( $\theta$ ) в процессе капиллярного впитывания [1], в то время как обнаруживается существенная зависимость  $\theta$  от скорости  $V$  движения мениска [2—4]. В работах [5, 6] показано, что при  $V \geq 1$  см/с можно ожидать заметного отличия динамических значений, хотя имеются данные заметного отклонения динамических краевых углов от статических уже при  $V = 10^{-2} \div 10^{-3}$  см/с [2—7]. Заметное влияние на  $\theta$  оказывает состояние поверхности капилляра. Известно, что  $\theta$  формируется под влиянием расклинивающего давления, действующего в переходной, от мениска свободной жидкости к поперечной области стенок капилляра, области [8]. Поперечные размеры переходной области позволяют без большой ошибки аппроксимировать ее линией, называемой периметром смачивания. Видимо, не только формирование  $\theta$  но и его изменение, вызванное перемещением мениска, обусловлены процессами, происходящими внутри «линии» 3-фазного контакта [9].

Исследование зависимости  $\theta(V)$  на молекулярно-гладкой и химически стойкой поверхности [10] показали качественно такой же вид, что дают гидродинамические теории для динамических краевых углов. Однако количественные расхождения существенны. Авторы приходят

к выводу, что их нельзя приписать несовершенству соотношений для нахождения зависимости  $\theta(V)$ , основанных на уравнении Пуазейля.

Явления массопереноса в пористой среде еще более осложняются чрезвычайно сложной структурой пористой среды, физико-химической неоднородностью и шероховатостью поверхности, большим диапазоном изменения формы и поперечных размеров поровых каналов. Поэтому при изучении механизма явлений массопереноса в пористой среде часто прибегают к модельным экспериментам на единичном капилляре. Однако при этом возникает вопрос правомерности переноса качественных и количественных результатов моделирования на единичных капиллярных и количественных результатов моделирования на единичных капиллярах на пористые среды. В этой связи представилось целесообразным провести измерения на капиллярно-пористых средах. Для этого создавались модели пористой среды в стеклянных трубках длиной 1 м и диаметром 0,01 м, которые жестко закреплялись вертикально на раме. Нижние концы были опущены в кювету с водой на 2—3 мм.

В качестве пористой среды использовались кварцевый песок, смесь кварцевого песка с глиной и естественный песок ПК-свиты, взятый из природных обнажений на Апшеронском п-ве.

Для изучения влияния проницаемости на рассматриваемый процесс брались различные фракции каждого песка, при набивке которых получали разные проницаемости, а значит, и различный диаметр поровых каналов. Для обработки результатов опытов необходимо было знать радиус поровых каналов. Так как пористая среда представляет собой поры, размер которых изменяется в довольно широком диапазоне, в качестве расчетной величины использовался средний эффективный радиус.

Определение характеристики поперечного сечения пустот имеет самостоятельное значение, так как от их размера зависит проницаемость пористой среды, режим фильтрации жидкостей и газов, степень проявления капиллярных сил и т. д. Имеются различные экспериментальные методы и полуэмпирические формулы для определения среднего радиуса пор пористой среды [11]. В работе средний радиус пор определялся исходя из равновесной высоты капиллярного поднятия жидкости, при достижении которой смачивание породы считается полным, т. е.  $\cos \theta = 1$ . Известно, что при подъеме жидкости в капилляре и достижения равновесной высоты вес столба жидкости равен капиллярному давлению, т. е.

$$P_k = P_c = \rho g h_t \quad (1)$$

где  $P_k = 2\sigma \cos \theta / r$  — капиллярное давление,  $P_c$  — вес столба жидкости,  $\rho$  — плотность воды,  $g$  — ускорение свободного падения,  $h$  — равновесная высота поднятия жидкости,  $\sigma$  — поверхностное натяжение. При  $\cos \theta = 1$ .

$$r = 2\sigma / P_k \text{ или } r = 2\sigma / \rho g h. \quad (2)$$

В таблице приведена характеристика моделей пористой среды, использованных в опытах. Из таблицы видно, что при одних и тех же проницаемостях, радиусы пор, определенные для кварцевого песка, отличаются от радиусов пор при наличии в песке глинистой фракции и для породы ПК-свиты. Указанное объясняется набухаемостью глины,

Характеристика моделей пористой среды

$K$ , мкм <sup>2</sup>	$r$ , мкм	$K$ , мкм <sup>2</sup>	$r$ , мкм	$K$ , мкм <sup>2</sup>	$r$ , мкм
кварцевый песок		кварцевый песок + глина		песок ПК-свиты	
34,2	112,9	28,9	16,8	21,7	33,3
55,9	240,6	38,0	29,2	55,2	37,4
78,8	70,2	21,3	31,9	12,6	25,0
6,02	17,4	5,14	17,4		

при контакте с водой, что сужает размер поровых каналов, а для породы ПК-свиты по всей видимости, наличием мелкой фракции, которая забивает пространство между большими песчинками, что также уменьшает размеры поровых каналов. Особенно это заметно при больших значениях проницаемостей, что вполне объяснимо.

В опытах использовалась дистиллированная вода. Температура поддерживалась в пределах  $20^\circ\text{C} \pm 0,5$ .

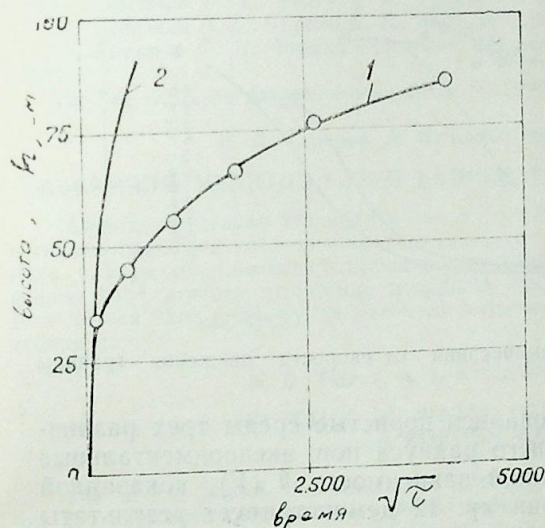


Рис. 1. Зависимость капиллярного поднятия воды в пористой среде от времени

На рис. 1 показаны результаты некоторых опытов. На графиках по оси абсцисс отложены значения  $\sqrt{\tau}$ ; где  $\tau$  — время капиллярного поднятия, а по оси ординат — высота подъема жидкости  $h$ . Кривая 1 показывает зависимость  $h(\sqrt{\tau})$ , построенную по экспериментальным данным для пористой среды со средним радиусом пор  $r = 112,9$  мкм. Теоретическая кривая (2) построена на основании уравнения Уошборна. Как видно из сравнения кр. 1 и 2 в опытах скорость капиллярного подъема воды в пористой среде значительно ниже теоретической. Отличие кр. 1 и 2 друг от друга, что в ходе капиллярного поднятия краевые углы не оставались постоянными и значительно отличались от статических  $\theta$ . Сравнение кривых позволяет особенно наглядно проследить отличия между теорией, использующей  $\theta = \text{const}$ , и экспериментом. То же самое наглядно показано в работе [10].

Для получения экспериментальной зависимости  $\theta$  от  $V$  и последующего сравнения с результатами опытов на единичных капиллярах и с теорией были применена методика, используемая в [10].

Прежде всего информацию можно получить и экспериментальных кривых  $h$ , измеренных вначале с интервалом  $\Delta\tau$  в 30—60 с, а затем через большие промежутки времени, позволяя получать локальные значения скорости  $V(h) = \Delta h / \Delta\tau$ . Эти значения скорости, с другой стороны, определяются уравнением Пузейля, в которое в качестве разности давлений входит разность капиллярного  $P_k = 2\sigma \cos \theta / r$  и гидростатического  $P_c = \rho gh$ .

Это дает следующее выражение для текущего значения краевого угла  $\theta$  при данной скорости движения мениска  $V$ :

$$\cos \theta = \frac{4\eta l v}{r\sigma} + \frac{r\rho gh}{2\sigma}. \quad (3)$$

Полученные значения  $\theta$  в функции  $V$  приведены на рис. 2 (точки 1—11).

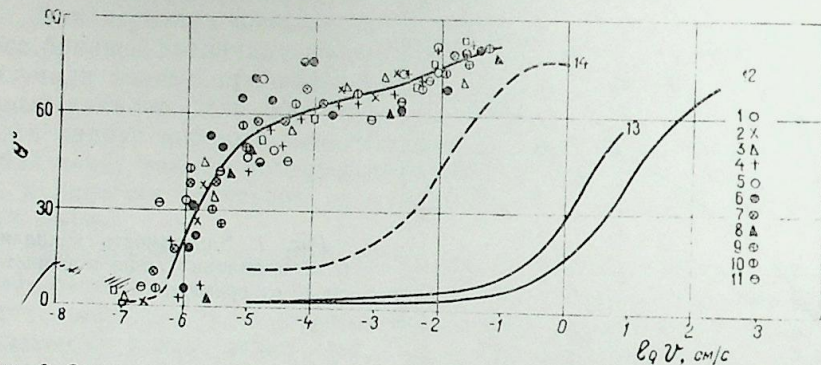


Рис. 2. Зависимость краевого угла смачивания от скорости движения границы раздела

Несмотря на то, что использовались пористые среды трех различных составов и 11 значений среднего радиуса пор, экспериментальные кривые группируются вблизи единой зависимости  $\theta(V)$ , показанной пунктирной линией. Для сравнения кр. 12 демонстрирует результаты расчетов краевых углов по гидродинамической теории Фрица [12], кр. 13 — по теории [6], а кр. 14 — по результатам экспериментов на единичных капиллярах, описанных в [10].

Как видно из рис. 2, гидродинамические теории дают лишь качественно правильные результаты. Как и экспериментальные кривые капиллярного поднятия в единичном капилляре и пористой среде, динамические краевые углы стремятся с ростом  $V$  к постоянному пределу ( $\theta \rightarrow 90^\circ$ ). Однако количественные расхождения весьма существенны.

Как видно из рис. 2, если отличие экспериментальных значений краевых углов от статических в единичных капиллярах начинается при  $V \approx 10^{-3}$  см/с, то для пористой среды отличие начинается при  $V \approx 10^{-6}$  см/с.

По данным теории [6], это значение скорости отвечает началу утончения пленки перед движущимся мениском, что приводит к изменению как профиля переходной зоны, так и мениска при меньшей ско-

рости движения мениска. В пористой среде дополнительно влияет отличие геометрии порового пространства среды от цилиндрического капилляра, что приводит к еще большему уменьшению скорости движения мениска, при котором происходит изменение краевого угла смачивания. Таким образом, проведенными исследованиями установлено влияние скорости продвижения мениска в пористой среде различного состава на изменения краевого угла смачивания.

#### Литература

1. Washburn E. W. — Phys. Rev., 1921, 17, № 3, p. 273.
2. Churaev N. V., Sobolev V. D., Zorin Z. M. — In: Thin Liquid Films and Boundary Layers. Acad. Press, 1971, № 4, p. 213.
3. Schwartz A. M., Tejado S. I. — Colloid Interface Sci., 1972, 38, № 2, p. 359.
4. Грибанова Е. В., Молчанова Л. И. КЖ, 1978, т. 40, № 1, т. 39.
5. Железный Б. В. Докл. АН СССР, 1974, т. 219, № 1, с. 130.
6. Старов В. М., Чураев Н. В., Хворостянов А. Г. — КЖ, 1977, т. 39, № 1, с. 201.
7. Зорин З. М., Пылова М. Б., Соболев В. Д., Чураев Н. В. — В кн.: Физико-технические проблемы обогащения. — М.: Наука, 1975, с. 85.
8. Дерягин Б. В., Чураев Н. В., Муллер В. М. Поверхностные силы. — М.: Наука, 1985, с. 399.
9. Мартынов Т. А., Молев В. В., Грибанова Е. В. — КЖ, 1983, т. 45, № 2, с. 245.
10. Березкин В. В., Чураев Н. В., ЖК, 1982, т. 44, № 3, с. 417.
11. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. — М.: Недра, 1977, с. 287.
12. Friz G. Z. — Angew. Phys., 1965, B. 19, № 4, S. 374.

Н. Д. Таиров, А. И. Кэлэнтэров, М. И. Аббасов

#### МЭСАМЭЛИ МҮҲИТДЭ СУЈУН КАПИЛЛАР ГАЛХМАСЫНЫН КИНЕТИКАСЫ

Мөгалэдэ мұхтәлиф тәркибли мөсамәли мұһит моделіндә сујун капиллар галхым кинетикасы тәдғигиндәки нәтичәләр верилмишдир; галхан сујун сүр'әтинин исланма бучағына тәсири мұәјјәнләшдирилмишдир. Динамик исланма бучағы статик вәзијјәтдән фәргли  $10^{-6}$  см/сан сүр'әтиндә мұшәһидә едилир, ваһид капилларда исә бу һадисә  $10^{-3}$  см/сан баш верир бу да мөсамәли мұһитин мурәккәб һәндәси гурулушу илә әләгәдардыр.

N. D. Tairov, A. I. Kalantarov, M. I. Abbasov

#### KINETICS OF WATER CAPILLARY LIFT IN A POROUS MEDIUM

The article shows the results of investigations of water capillary lift kinetics on dry substance models of a porous medium of different compositions. Influence of water front advance rate on change of wettability edge angle is established. It is evident that the difference between dynamic edge angles and statistical ones in porous media begins at rates  $10^{-6}$  cm/sec, whereas in unique capillars it occurs at rates  $10^{-3}$  cm/sec, that is accounted for by a complicated geometry of pore space of a porous medium.

УДК 541 183

А. А. САРКИСОВ, Н. С. МУСТАФАЕВ

### АДГЕЗИЯ РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ

Адгезионное взаимодействие растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) лежит в основе совершенствования многих технологических процессов нефтедобычи.

В настоящем сообщении приводятся результаты исследований адгезии растворов (ПАВ) для системы углеводородная жидкость—вода—твердое тело (УВТ).

Для определения адгезии на поверхность стеклянной пластинки наносилась капля углеводородной жидкости, которая растекалась по ее поверхности.

Затем пластинка помещалась в кювету с водой (или водным раствором ПАВ), где происходило ее стягивание до равновесного состояния.

В этом положении при помощи микроскопа МИР-2 измерялись геометрические размеры капли.

На основании этих данных, пользуясь методом [1], определяли величину адгезии капли с твердой поверхностью. В опытах использовались гидрофильные и гидрофобизованные пластинки стекла.

Образование капли и процесс гидрофобизации поверхности производился керосиновым раствором ПАВ одной и той же концентрации. Изменение величины адгезии капли на твердой поверхности рассматривали в зависимости от поверхностного натяжения использованных растворов (рис. 1).

Для сравнительной оценки на рис. 1 приведены результаты измерений адгезии капли, когда ПАВ растворено в керосине (кр. 1) и в воде (кр. 3). На этом же рисунке также приведена кривая отрыва капли керосина с  $\sigma = 47,6 \times 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup> с твердой поверхности предварительно гидрофобизованной нефтерастворимым ПАВ TRS-10.

Из приведенных данных видно, что с увеличением поверхностного натяжения водного раствора ОП-10 адгезия капли керосина с  $\sigma = 47,6 \times 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup> на гидрофильной поверхности стекла увеличивается по вогнутой кривой.

Указанная закономерность сохраняется и для капли керосинового раствора ПАВ TRS-10, однако в этом случае с увеличением  $\sigma$  раствора до  $15-16 \times 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup> кр. адгезии 1 располагается ниже, чем кр. 2.

Дальнейшее увеличение приводит к обратному явлению, кривая 1 проходит выше кривой 2. Указанную закономерность можно объяснить следующим образом.

Молекулы ПАВ TRS-10, растворенные в углеводородной жидкости (в капле керосина), оказывают двойное действие. С одной стороны, адсорбция молекулы ПАВ TRS-10 уменьшает поверхностное натяжение на границе вода—углеводородная жидкость, что способствует от-

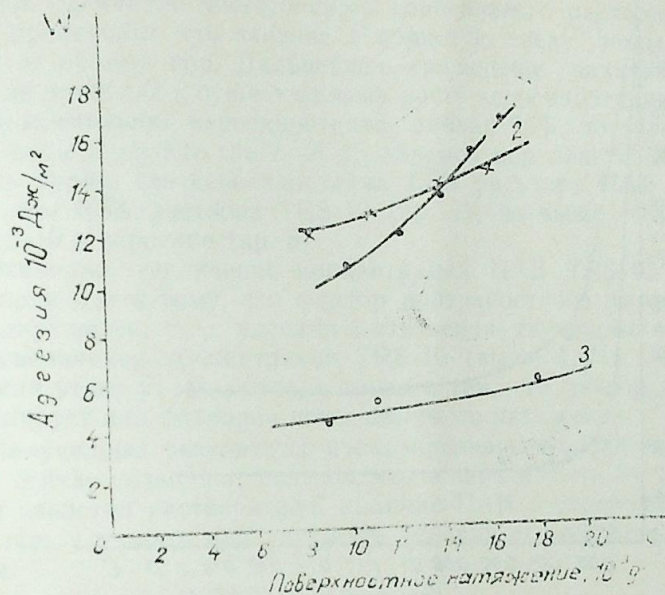


Рис. 1. Изменения адгезии в зависимости от поверхностного натяжения углеводородной жидкости на границе с дистиллированной водой: 1 — нефтерастворимый ПАВ TRS-10 дистиллированная вода — гидрофильная поверхность; 2 — керосин-дистиллированная вода — гидрофильная поверхность; 3 — керосин — водорастворимый ПАВ ОП-10-гидрофобная поверхность

рыву капли с поверхности стекла. С другой стороны, адсорбируясь на поверхности твердого тела, увеличивают адгезионное взаимодействие капли с твердой поверхностью, что ухудшает условия ее отрыва. Таким образом, при отрыве или отмыве углеводородной жидкости с твердой поверхности факторы гидрофобизации и поверхностного натяжения действуют в противоположных направлениях. В зависимости от того, какой из этих факторов преобладает, условия отрыва и отмыва углеводородной жидкости могут улучшатся или ухудшатся.

Как видно из рис. 1, когда повышение концентрации TRS-10 в керосине приводит к уменьшению  $\sigma$  до  $15-16 \times 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup>, фактор гидрофобизации превалирует над фактором поверхностного натяжения.

Дальнейшее увеличение концентрации TRS-10/или уменьшение  $\sigma$  ниже  $15-16 \times 10^{-3}$  Дж/м<sup>2</sup> приводит к обратной картине, т. е. фактор поверхностного натяжения становится превалирующим (кривая адгезии 2 проходит выше кривой 1).

Рассмотрено также влияние ПАВ на вытеснение углеводородной жидкости из пористой среды. Модель пористой среды (пласта) была выбрана с учетом изменения керосиноотдачи в зависимости от безразмерных параметров.

$n_1 = \frac{H}{L}$  и  $\frac{L}{\sqrt{k}}$ , где  $H, L, k$  — высота, длина, проницаемость модели пласта. Длина модели равнялась 45 см, площадь сечения  $3,14$  см<sup>2</sup>,

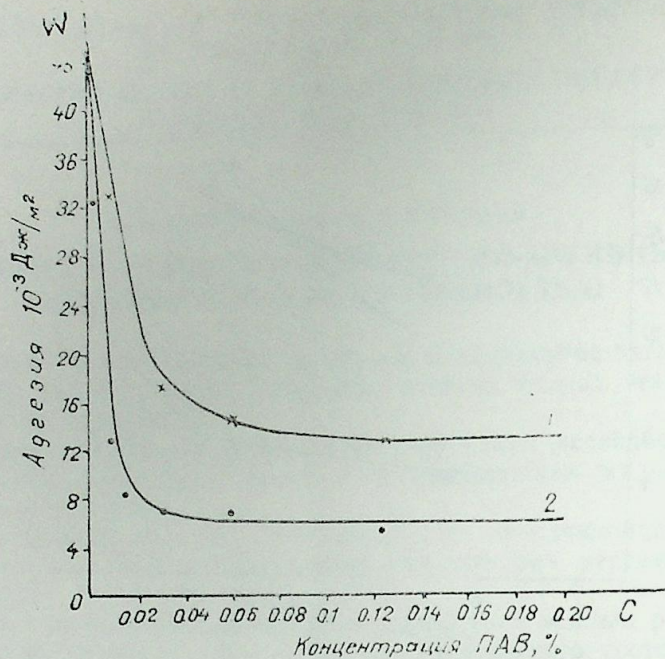


Рис. 2. Изменение поверхностного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ в растворе: 1 — раствор TRS — 10; 2 — раствор ОП—10;

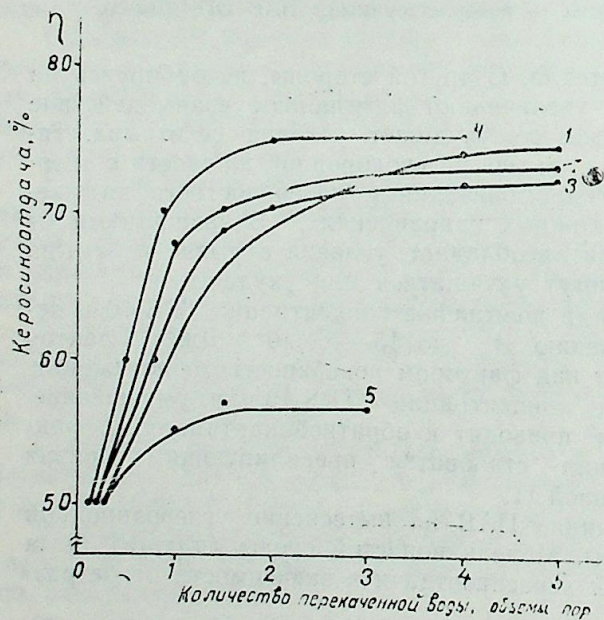


Рис. 3. Изменение керосиноотдачи пористой среды в зависимости от объема прокачанной воды

проницаемость  $1,8 \cdot 10 \text{ м}^2$ . Пористую среду создавали из кварцевого песка. В опытах использовали керосин и керосиновый раствор ПАВ TRS-10. (рис. 2). Результаты опытов, проведенных при градиентах давления

0,01 МПа, приведены на рис. 3. Из приведенных данных видно, что основное количество вытесненного керосинового раствора ПАВ TRS-1x водой происходит при закачке в пористую среду воды в количестве 1,5—2 от объема пор. Дальнейшее увеличение закачки воды практически не приводит к существенному росту керосиноотдачи.

Максимальная керосиноотдача, равная 76%, достигается после закачки воды в количестве 7—8 от объемов пор пласта. Из приведенных данных видно, что керосиноотдача 1,5% раствора ПАВ TRS-10 (кр. 2) ниже, чем 0,5% раствора TRS-10 (кр. 4), но выше, чем 5%-го раствора TRS-10 в керосине (кр. 5).

Очевидно, увеличение концентрации ПАВ TRS-10 в керосине до 1,5% приводит к тому, что фактор поверхностного натяжения является превалирующим, т. е. условия вытеснения улучшаются. При дальнейшем увеличении концентрации TRS-10 (выше 1,5%) условия его вытеснения резко ухудшаются, в связи с тем, что фактор гидрофобизации превалирует над факторов поверхностного натяжения.

Полученные результаты носят предварительный характер, однако они и сейчас позволяют считать, что в зависимости от типа, концентрации и свойства растворителя, наличие ПАВ в углеводородной жидкости может улучшать или ухудшать условия его вытеснения из пористой среды.

### Выводы

1. Адгезионное взаимодействие растворов поверхностно-активных веществ к твердой поверхности в зависимости от характера изменения поверхностного натяжения в системе углеводородная жидкость—кости до 1,5% количество вытесненной жидкости из пористой среды вода—твердое тело, может увеличиваться или уменьшаться.

С увеличением содержания ПАВ TRS-10 в углеводородной жидкости повышается, дальнейшее увеличение приводит к резкому снижению.

### Литература

1. Саркисов А. А. Определение адгезии в системе нефть—вода. — Азербайджанский химический журнал, 1987, № 2.

А. А. Саркисов, Н. С. Мустафаева

### БӘРК СӘТЛИ ФЭАЛ-КОЛЛОИД МӘҢЛУЛУНУН АДГЕЗИЈАСЫ

Мәгаләдә фәал коллоид мәһлулунда карбоһидрокен системиндә (маје—бәрк сәтһ—су) гаршылығлы адгезија мәсәләси өҗрәнилмишдир. Мәһлум олмушдур ки, бәрк сәтһдән фәал-коллоид мәһлулунун гопарылмасы вә ја јуулмасы заманы, бир тәрәфдән сәтһи-фәал молекуларын тәсиринә нәтиҗәсиндә су-карбоһидрокен сәрһәддиндә сәтһи кәрилмә азальыр, дикәр тәрәфдән бәрк сәтһ үзәриндә адсорпсија олмасы нәтиҗәсиндә онун маје оларағ мајени гопарылма вә јуулма просеси јахшылаша вә ја писләшә биләр.

A. A. Sarkisov, N. S. Mustafaeva  
**ADHESION OF SURFACTANT SOLUTIONS WITH  
A RIGID SURFACE**

The authors study an adhesive interaction of surfactant solutions for a hydrocarbon fluid—solid—water system and find that while surfactant solution tearing or washing from a rigid surface the surface-active molecules, on one hand, reduces the interfacial tension on a water — hydrocarbon fluid boundary, that helps to tear a drop, and, on the other hand, when these molecules adsorb on the solid surface they increase its interaction with the drop. Conditions of surfactant solution drop tear or wash may become better or worse depending on the prevalence of one of these factors.

УДК. 622.276.5

З. И. ДЖАЛИЛОВ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ  
ИЗ КАРБОНАТНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕД  
ПРИ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЯХ**

Среди газовых месторождений выделяется большая группа, приуроченная к карбонатным породам и имеющая значительный этаж газоносности [4]. К их числу относятся в СССР Оренбургское, Астраханское, Карачаганское, Вуктыльское и др. месторождения. За пределами нашей страны отметим газовые месторождения с карбонатными породами в районах Персидского залива, западной Канады, Западного Техаса, провинций Тампико (Мексика) и Сирта (Ливия) [4] и др.

Суммарные запасы нефти и газа в капиталистических и развивающихся странах, связанные с карбонатными породами, составляют не менее 40—50%, в то время как карбонатные отложения составляют только около 10—15% всех осадочных пород. Из карбонатных коллекторов в настоящее время добывают около 40% нефти и газа. Запасы нефти и газа на месторождениях в тех же странах распределены следующим образом: 62% всех запасов приурочено к песчаным и 38% — к карбонатным коллекторам.

В нашей стране с каждым годом увеличиваются газовые и газоконденсатные месторождения, приуроченные к карбонатным отложениям и, естественно, увеличивается доля добываемого газа и газоконденсата.

Поэтому изучение вытеснения газа водой из карбонатных коллекторов на сегодняшний день является актуальной задачей.

Как известно, карбонатность горных пород — суммарное содержание в них солей угольной кислоты, т. е. соды  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , паташа  $\text{K}_2\text{CO}_3$ , известняка  $\text{CaCO}_3$ , доломита  $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ , сидерита,  $\text{FeCO}_3$  и др. Содержание этих солей в газоносных породах колеблется в широких пределах [4, 7]. Карбонатность пород определяется способами, основанными на химическом разложении карбонатов породы и на учете количества выделяющегося при этом углекислого газа. Расчеты ведутся по  $\text{CaCO}_3$ , так как известняки составляют основную часть карбонатов.

В литературе существуют различные мнения о газоотдаче [5] карбонатных коллекторов при водонапорном режиме. По данным [5] следует, что  $\beta_{\text{заш.}}$  меняется в следующих пределах: для несцементированных песков от 18 до 26%, для песчаников 18—31% и для известняков 10—21%.

Исследованиями [2] показано, что для газовых залежей в карбонатных коллекторах, разрабатывающихся с самого начала при водонапорном режиме, коэффициент газоотдачи составляет 0,5—0,8. По ре-

результатам лабораторных исследований на образцах керна Оренбургского месторождения установлено, что коэффициент газоотдачи не превышает 0,65. Следовательно, если не принять эффективных мер по регулированию обводнения залежи, более 30% балансовых запасов газа могут к концу разработки остаться неизвлеченными.

В работе [6], где рассматривается влияние компонентов модели пласта на остаточную водонасыщенность пласта при высоких давлениях и температурах, получено, что небольшой процент карбонатов в пористой среде резко увеличивает количество связанной воды, с которой тесно связана величина коэффициента газоотдачи. В этих же исследованиях показано, что для смеси кварцевого песка с карбонатами с увеличением температуры, остаточная водонасыщенность уменьшается.

Анализ литературных данных показывает, что при изучении газоотдачи карбонатных пористых сред нет единого мнения об ожидаемой величине коэффициента газоотдачи. Кроме того, этот вопрос экспериментально вообще не изучен.

В работе проводятся результаты экспериментального изучения влияния карбонатности на вытеснение газа водой. Модель пласта длиной 1 м, диаметром 0,045 м заполнялась кварцевым песком, проницаемость которого равна 1,2 мкм<sup>2</sup>. К этому песку добавлялся маршаллит, содержание которого изменялось от 5 до 35%. Таким же образом в пористой среде изменялось содержание карбонатов. Модель предварительно вакуумировалась, насыщалась дистиллированной водой, вытеснением которой создавалась остаточная водонасыщенность. Созданное значение этой водонасыщенности составляло 26% от объема пор.

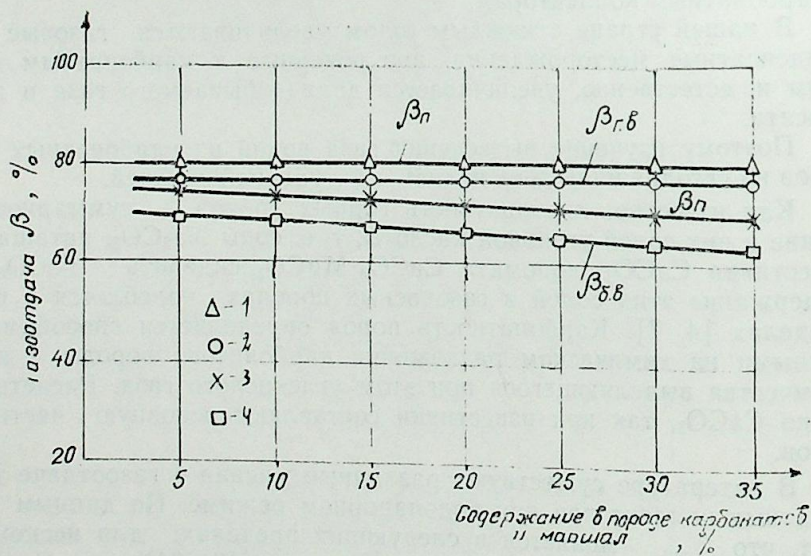


Рис. 1. Зависимость показателей вытеснения газа водой от содержания в породе карбонатов и маршаллита:

( $P_n = 15,0$  МПа;  $t^\circ = 24^\circ\text{C}$ ):  $\beta_n$  — кварц+маршал (1);  $\beta_{гв}$  — кварц+маршал (2);  $\beta_n$  — кварц+карбонат (3);  $\beta_n$  — кварц+карбонат (4)

Пористость равна 36,1%. Газ отобран из месторождения Бахар, содержание в котором метана составляло более 90%. Начальная газонасыщенность модели 74—75%.  
Методика проведения опытов описана в работе [3].

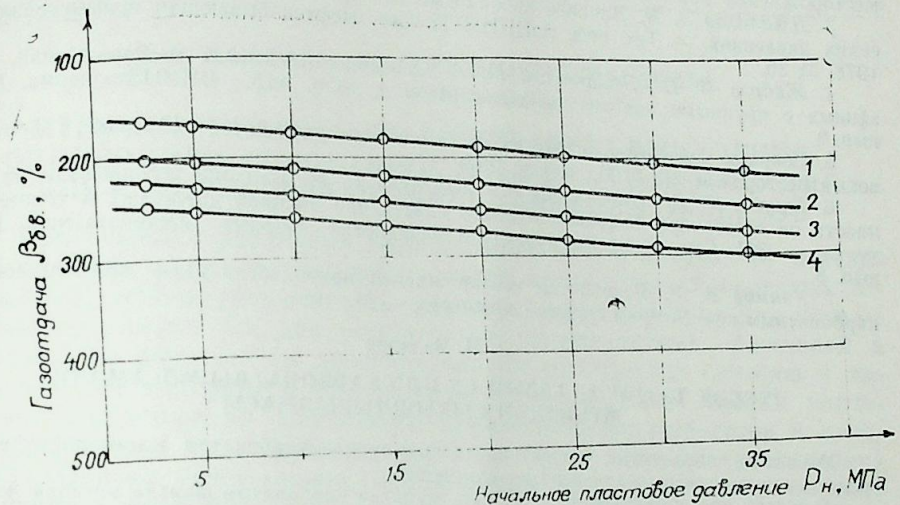


Рис. 2. Зависимость коэффициента газоотдачи от начального давления ( $t^\circ = 24^\circ\text{C}$ ): чистый кварц (1); кварц+15% карбонат (2); кварц+25% карбонат (3); кварц+35% карбонат (4)

Результаты проведенных исследований показаны на рис. 1 и 2 в виде зависимости газоотдачи от начального пластового давления и содержания в модели маршаллита и карбонатности. Из рис. 1 видно, что с увеличением процентного содержания карбонатов в кварцевом песке полная ( $\beta_n$ ) и безводная ( $\beta_{гв}$ ) газоотдачи уменьшаются. При этом следует отметить, что увеличение процентного содержания маршаллита в кварцевом песке практически не влияет на полную и безводную газоотдачи. По сравнению с маршаллитом в карбонатных пористых средах в полном периоде газоотдача снижается на 9—10%, а безводная газоотдача — на 12—13% при увеличении до содержания в породе 35% карбонатов.

Одновременно в ходе этих исследований изучено также влияние начального пластового давления на газоотдачу, пластовое давление при этом изменялось от 2,5 до 3,5 МПа.

Результаты настоящих исследований показаны на рис. 2. Влияние давления на газоотдачу однородных пористых сред, состоящих из кварцевого песка, изучено в работе [1]. Как видно из рис. 2, независимо от содержания в породе маршаллита и карбонатов, коэффициент газоотдачи уменьшается с увеличением давления.

При создании в породе 35% карбонатов, по сравнению с кварцевым песком при  $P_n = 35,0$  МПа газоотдача меньше на 15—16%.

Из исследований вытекает, что при проектировании разработки, подсчета запасов газовых и газоконденсатных месторождений необходимо учесть влияние карбонатного цемента на коэффициент газоотдачи пластов при водонапорном режиме.

### Литература

1. Абасов М. Т., Везиров Д. Ш., Джалилов З. И., Таиров Н. Д. — Исследование механизма вытеснения газа водой. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1981, № 1.
2. Головастов Д. С., Севастьянов О. М. Газоотдача коллекторов Оренбургского месторождения при обводнении. — Об. инф. ВНИИГазпрома, 1981, вып. 3.
3. Джалилов З. И. Влияние проницаемости пород на газоотдачу пласта при высоких давлениях. — Тех. инф. АзНИИТИ. Сер. Нефтедобывающая промышленность, 1978, № 30.
4. Жабров И. П., Политыкина М. А. Особенности газовых месторождений, связанных с крупными карбонатными массивами. — Об. инф. ВНИИГазпрома, 1983, вып. 9.
5. Сборник физико-геологических факторов при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений. — М.: Недра, 1969.
6. Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Ханларов Б. М. Влияние компонентов модели пласта на остаточную водонасыщенность пласта при высоких давлениях и температурах. — ЭИ. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений, 1979, вып. 8.
7. Улямов В. Е. Разработка месторождений природного газа, приуроченного к карбонатным коллекторам большой мощности. — М., 1984.

З. И. Чэлилов

### ЛҮКСӘК ТЭЗЈГДӘ ГАЗЫН СУ ИЛӘ КАРБОНАТЛЫ МӘСАМӘЛИ МҮНІТДӘН СЫХЫШДЫРЫЛМАСЫ

Мәгаләдә сабит тәзјиг шәраитиндә газын су илә карбонатлы мәсамәли мүнйтдән сыхышдырылмасынын нәтичәләри верилмишдир.

Тәдгигат кәстәрмишдир ки, мәсамәли мүнйтдә карбонатын фаизлә мигдары чохалдыгча ләјын суеуз вә там газвермә әмсалы азалыр. Дикәр тәрәфдән һәмни параметрләр ( $\beta_n$ ,  $\beta_b$ ,  $\beta_v$ ) тәзјигин лүксәлмәси илә кварс гумундан һазырланмыш моделдә ашағы дүшүр.

I. Z. Djalilov

### STUDY OF GAS DISPLACEMENT WITH WATER FROM CARBONATE POROUS MEDIA AT HIGH PRESSURES

This article gives the results of the study of gas displacement with water from carbonate porous media at the initial constant reservoir pressure ( $P$ )

It is stated that the waterless and full gas recovery factor in a porous medium decreases with the increase of  $P$  and carbonate content percentage. Besides, these parameters decrease when compared with the case of building up a model from quartz sand.

АЗӘРБАЈҶАН ССР ЕЛМЛӘР АКАДЕМИЈАСЫНЫН ХӘБӘРЛӘРИ  
Јер елмләри серијасы, 1988, № 5

ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ССР  
Серия наук о Земле, 1988, № 5

УДК 519:553.98

И. С. ДЖАФАРОВ, В. Л. КУЗЬМИНА-ГЕРАСИМОВА,  
Р. А. КУРБАНОВ

### ИТЕРАЦИОННАЯ КЛАСТЕР-ПРОЦЕДУРА ВЫДЕЛЕНИЯ ОДНОРОДНЫХ СОВОКУПНОСТЕЙ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ КЛАССИФИКАЦИИ ОБЪЕКТОВ

При решении различных геологических задач, начиная от поисковой геологии вплоть до подсчета запасов месторождений полезных ископаемых, используются методы распознавания образов. Эти методы успешно применялись для определения перспективных площадей и участков по результатам дешифрирования космических снимков и интерпретации материалов разведочной геофизики, для оценки нефтеносности структур по результатам химического анализа газов и пластовых флюидов и для решения других столь же важных практических задач. Однако качественное распознавание возможно только на объективных классификационных схемах или утвердившихся в геологической науке классификациях [1, 2].

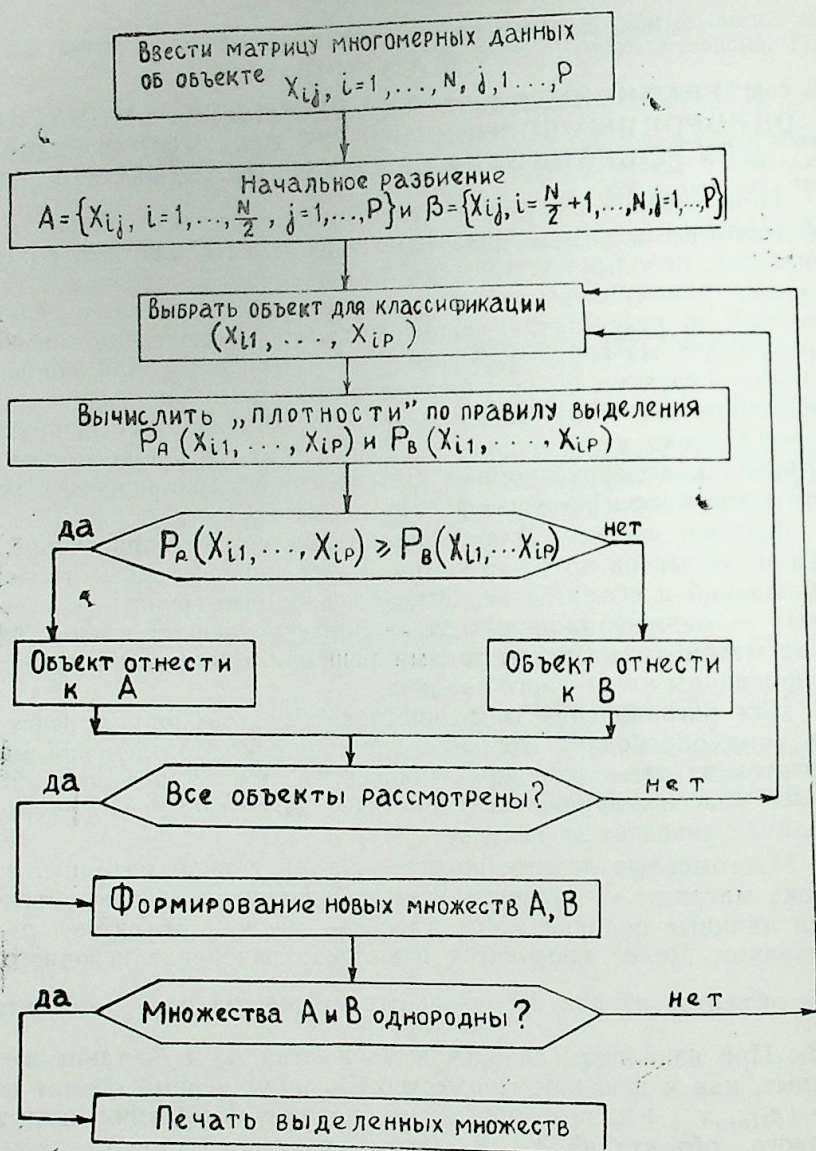
Основой процесса классификации является упорядочение, группирование объектов по их сходству. Разделение исходных геологических наблюдений и объектов на четко выраженные группы (кластеры, таксоны) — одна из типичных задач, которую решает геолог. Эффективными математическими методами решения такого типа задач являются процедуры кластерного анализа.

Для раграничения геологических объектов по комплексу признаков нами опробована итерационная процедура разделения множества объектов на два однородных множества, причем алгоритм предусматривает классификацию «без обучения». Блок-схема процедуры кластеризации приведена на рисунке.

Многомерные данные представляются в виде матрицы: в каждой строке матрицы — значения всех признаков по одному объекту. Матрица данных порядка  $N \times p$ , где  $N$  — число объектов,  $p$  — число признаков. Далее проводится начальное разбиение исходного множества объектов на два произвольных множества по  $\frac{N}{2}$  объектов —  $A_0$

и  $B_0$ . При начальном разбиении множества  $A_0$  и  $B_0$  такие же неоднородные, как и исходное множество. Возьмем первый объект из класса  $A_0$  —  $(x_{11}, \dots, x_{1p})$  и по специальному правилу выделения вычислим для первого объекта из  $A_0$   $P_{A_0}(x_{11}, \dots, x_{1p})$  и  $P_{B_0}(x_{11}, \dots, x_{1p})$ . Если  $P_{A_0} \geq P_{B_0}$ , то объект относится к новому множеству  $A_1$ , а в случае  $P_{A_0} < P_{B_0}$  — объект относится к  $B_1$ . Эта последовательность операций проводится для всех объектов из множеств  $A_0$  и  $B_0$ , в результате чего получают новые множества объектов  $A_1$  и  $B_1$ . Процедура кластеризации повторяется до тех пор, пока после « $n$ » циклов вновь построенные множества объектов  $A_n$  и  $B_n$  не станут более однородными, чем множества  $A_1$  и  $B_1$ . Приведенный алгоритм кластеризации —

итерационный, поэтому прекращение вычислений происходит по условию повторения цикла. Обычно несколько объектов четко не классифицируются и относятся то к множеству  $A$ , то к множеству  $B$ , в результате чего циклы повторяются, и новая итерация не улучшает классификацию.



Блок-схема разделения смешанного множества на два однородных множества

Используемое в методике специальное правило выделения основано на правиле выделения Гамба [3], которое связано с оценкой плотностей вероятностей. Оценка плотности вероятности для многомерных объектов может быть представлена в виде:

$$P^*(x, y, \dots, t) = \frac{1}{k} \sum_{j=1}^k F_1(x - x_j) \cdot F_2(y - y_j) \cdot \dots \cdot F_n(t - t_j), \quad (1)$$

где  $F_1, \dots, F_n$  — функции распределения случайных величин  $x, y, \dots, t$ . Функции распределения могут иметь разные функциональные формы, например,

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{\pi} D} e^{-x^2/D^2}$$

или

$$F(x) = \frac{D}{\pi(D^2 + x^2)},$$

где  $D$  — эмпирический параметр, связанный с размахом значений признака.

Предлагаемая итерационная кластер-процедура была опробована для разделения пластов на две группы по набору признаков.

Известно, что в терригенном разрезе эффективными при разделении пластов по характеру насыщения являются методы сопротивления, а при разделении пластов на коллектор—неколлектор — метод самопроизвольной поляризации.

Для разделения пластов по характеру насыщения исходная матрица данных содержала 57 пластов и 2 признака — кажущиеся удельные электрические сопротивления  $\rho_k$ , замеренные зондами длиной 4,25 м и 8,5 м (на материале VIII горизонта месторождения Б. ЛАМ).

Правило выделения для двух признаков имеет вид:

$$P_A = \frac{1}{N_A} \sum_{j=1}^{N_A} \exp \left\{ - \left[ \left( \frac{x - x_j}{a_1 D} \right)^2 + \left( \frac{y - y_j}{a_2 D} \right)^2 \right] \right\} \quad (2)$$

и

$$P_B = \frac{1}{N_B} \sum_{j=1}^{N_B} \exp \left\{ - \left[ \left( \frac{x - x_j^*}{a_1 D} \right)^2 + \left( \frac{y - y_j^*}{a_2 D} \right)^2 \right] \right\} \quad (3)$$

В уравнениях (2) и (3) штрих в суммировании означает, что из суммы исключается классифицируемый объект, число суммируемых членов меняется в зависимости от этапа итерации. В формуле (3) знак «\*» означает, что признаки  $x_j$  и  $y_j$  берутся из множества  $B$ .

Эмпирический параметр  $D=17$ , что соответствует размаху значений  $\rho_k$ , измеренных зондом длиной 8,5 м; размах  $\rho_k$ , измеренных зондом длиной 4,25 м, составил 13 Ом·м. Нормировка данных осуществляется с помощью параметров  $a_1$  и  $a_2$ :  $a_1 = 0,8$ ,  $a_2 = 1$ .

Для реализации этой методики была составлена программа на Бейсике для мини-ЭВМ «ТАР-34». В результате работы этой программы были получены две группы пластов: 26 пластов, которые можно охарактеризовать как водоносные, и 29 пластов—нефтеносные. После второй итерации циклы повторялись, два пласта относились то к одной группе, то к другой, следовательно, эти два пласта не подлежат однозначному распознаванию.

Качество группирования анализировалось с учетом данных опробования. Из 57 изучаемых пластов было опробовано 12 пластов, нефть получена в 7 из них, вода — в 5. В группу нефтеносных попали 6 пластов, давших при опробовании нефть; в группу водоносных — 5 пластов, давших при опробовании воду, и один пласт, давший при опробовании нефть.

Для более широкого опробования предлагаемой итерационной процедуры были проведены следующие эксперименты на ЭВМ: увеличивалось число признаков и менялась функциональная форма оценки плотности вероятности.

При увеличении числа признаков ошибка разделения незначительно уменьшается. Так, распознавание по трем признакам — кажущимся удельным электрическим сопротивлениям, замеренным зондами длиной 2,25 м, 4,25 м, 8,5 м, позволило выделить группу из 28 нефтеносных пластов и группу из 26 водоносных пластов, 3 пласта однозначно не выделялись. Анализ качества группирования показал, что в группе нефтеносных пластов оказались 7 нефтеносных опробованных пластов и 1 водоносный по опробованию пласт, в группе водоносных пластов — 4 водоносных по опробованию пластов.

При изменении функциональной формы оценки плотности вероятности по тем же трем признакам были получены похожие результаты, что позволяет сделать вывод о том, что вид функции не играет решающего значения при разделении.

Успешное решение практической задачи разделения пластов на нефтеносные и водоносные позволяет рекомендовать итерационную кластер-процедуру для решения аналогичного круга задач. Например, возможно последовательное решение задач разделения по комплексам ГИС на коллекторы и неколлекторы, а коллекторов — на нефтеносные и водоносные пласты, при необходимости — разделение неколлекторов — на уплотненные и глинистые пласты.

Как показали сравнительные расчеты на ЭВМ, увеличение числа признаков не дает значительного улучшения разделения. Так, при разделении пластов по характеру насыщения можно использовать только замеры кажущихся удельных электрических сопротивлений, причем лучше использовать замеры  $\rho_k$  большими зондами. Такой подход может быть эффективен при решении классификационных задач на материале длительно эксплуатируемых месторождений, где комплекс ГИС ограничен.

В связи с тем, что предлагаемая кластер-процедура дает алгоритм классификации «без обучения», нет необходимости иметь представительные массивы данных для обучения, как того требует, например, построение дискриминантной функции. Поэтому было бы целесообразно использовать предлагаемую кластер-процедуру и для выделения однородных групп пластов по разрезу при поиске и разведке месторождений, когда количество скважин небольшое, а комплекс ГИС представительный.

Предлагаемая кластер-процедура расширяет арсенал средств математической геологии, необходимых петрофизикам, геохимикам, геофизикам для проведения формальной классификации геологических объектов по набору количественных признаков.

## Литература

1. Айвазян С. А., Бежаева З. И., Староверов О. В. Классификация многомерных наблюдений. — М.: Статистика, 1974.
2. Кендалл М. Дж., Стьюарт А. Многомерный статистический анализ и временные ряды. — М.: Наука, 1976.
3. Freeman J. J. Experiments in Discrimination and Classification. Pattern Recognition, Pergamon Press, 1969, vol. 1, p. 207—218.

И. С. Чэфаров, В. Л. Кузмина-Керасимова, Р. А. Гурбанов

### БИРЧИНСЛИ САБЭЛЭРИН АЖРЫЛМАСЫ ҮЧҮН ИТЕРАСИЈАЛЫ КЛАСТЕР-АНАЛИЗ МЕТОДУ ВЭ ОНУН ОБЪЕКТЛЭРИН ГРУПЛАРА АЖРЫЛМАСЫ МӘСЭЛЭСИНИН БЭЛЛИНДЭ ИСТИФАДЭ ОЛУНМАСЫ

Параметрләр комплексиндән истифада едөрөк геоложи объектлэрин ажрылмасы үчүн итерасијалы кластер-анализ төклиф олунур. Бу метод алгоритм параметрлэрин еһти-мал сыхлыгынын гүмөтлэндирилмәснә әсааланарат, илки мәлуматлардан истифада етмәдән объектлэрин групплара ажрылмасыны нәзәрдә тутур.

I. S. Djafarov, V. L. Kuzmina-Gerasimova, R. A. Kurbanov

### THE ITERATIVE CLUSTER-PROCEDURE FOR DISCRIMINATION UNIFORM SETS AND USING IT FOR SOLVING PROBLEMS OF OBJECTS CLASSIFICATION

The iterative cluster-procedure is suggested for classification of geological objects by using complex of geological parameters. The algorithm is based on estimating probability densities of parameters and provides classification «without teacher».

Iterative cluster-procedure increases the set of mathematical methods in geology. It is needed by petrophysicists, geochemists, geophysicists in formal classification of geological objects by using of complex numerical parameters.

УДК 553.982

Ю. М. КОНДРУШКИН

### К МЕТОДИКЕ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ И ТЕКТОНИЧЕСКИХ ГРАНИЦ ЗАЛЕЖЕЙ

Изучение процесса формирования структурных поверхностей локальных поднятий на основе палеотектонического анализа показало, что крутые крылья асимметричных антиклинальных складок часто осложнены разрывными нарушениями, ограничивающими залежи [1].

Палеоструктурные исследования, приведенные в работе [1], выполнялись на основе традиционных методов графического моделирования. Трудоемкость таких исследований при построении карт вручную вполне очевидна. Кроме того графическое моделирование позволяет проводить исследования лишь на качественном уровне и не дает возможности осуществлять объективный анализ при сопоставлении различных палеоструктурных поверхностей. Поэтому была поставлена задача разработать методику анализа палеоструктурных карт антиклинальных поднятий на основе более объективного подхода с использованием количественных методов геометризации, реализуемых на ЭВМ.

Изменчивость толщин по площади локальных структур подчинена определенным систематическим и случайным колебаниям, поэтому для изучения палеоструктурных поверхностей на основе анализа толщин представилось целесообразным использовать тренд-анализ [2, 3, 4].

Геологические предпосылки проводимых исследований заключаются в следующем. Принималось, что первичный тренд в распределении толщин на структуре связан с величиной тектонического прогиба дна бассейна и ростом антиклинальных поднятий на фоне общего регионального погружения бассейна осадконакопления. Вторичный тренд в распределении толщин обусловлен особенностями формирования структур и, в первую очередь, неравномерным ростом отдельных частей складок.

Отмеченные закономерности (первичный и вторичный тренд) могут быть описаны тренд-поверхностями различных порядков, математические модели которых представляются обычно в виде полиномиальных функций результатов наблюдений в зависимости от географических координат. Путем вычитания значений поверхности, отражающей первичный тренд, из значений поверхностей более высокого порядка можно выделить вторичный тренд.

Предложенная методика апробирована на месторождении Бахар при изучении процесса формирования структурной поверхности КС. Первичный тренд распределения толщин к началу отложения осадков сураханской свиты, связанный с региональным прогибанием бассейна седиментации и ростом складки, описывается полиномом первого порядка, который имеет вид:

$$z = 1997,50 - 45,87x + 1,18y,$$

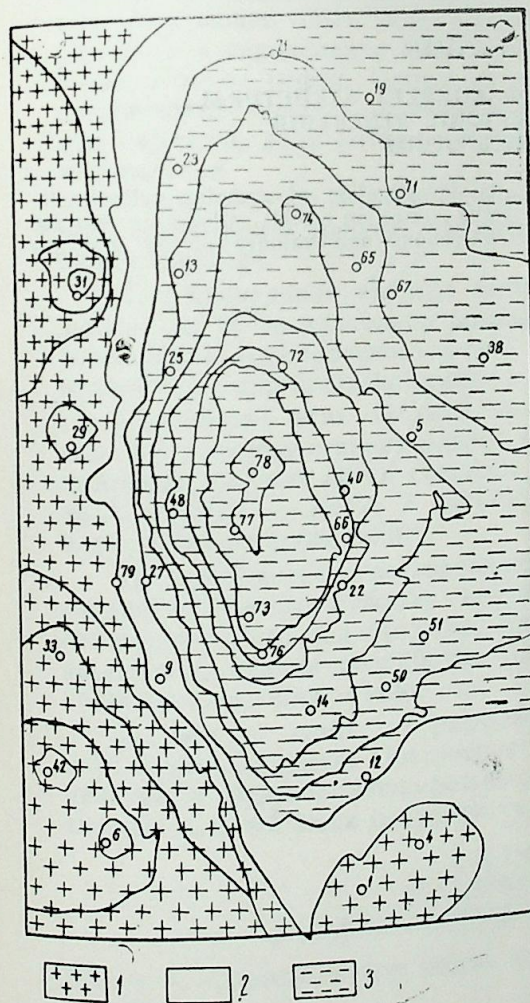
где  $z$  — вычисленное значение толщины пластов в зависимости от географических координат  $x, y$ . Уравнение плоскости на 52% характеризует общую изменчивость толщин.

Регрессионная модель второго порядка описывает палеоповерхность КС с учетом первичного и вторичного трендов, охватывая общую изменчивость толщин на 93%. Квадратичная модель имеет вид:

$$z = 2525,23 - 244,09x - 67,72y + 22,03x^2 + 1,78xy + 3,96y^2.$$

Выделение вторичного тренда осуществлялось вычитанием значений поверхности первого порядка из значений квадратичной модели поверхности КС. Полученная в автоматизированном режиме карта расхождений (рисунок) позволила выделить вторичный тренд, обусловленный отставанием темпов подъема юго-западного крыла, и определить осложненную зону, в пределах которой образовался тектонический разрыв.

Таким образом, предложена методика изучения сложных палеоструктурных поверхностей, основанная на выделении вторичного тре-



Карта расхождений поверхностей тренда 1-го и 2-го порядков кровли КС к началу отложения осадков сураханской свиты: 1 — положительные; 2 — переходные; 3 — отрицательные

да, что позволяет существенно повысить надежность структурных построений и обоснованность тектонических границ залежей нефти и газа.

#### Литература

1. Кондрушкин Ю. М., Сираджев А. А. О характере структурных преобразований в пределах месторождения Бахар. — Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле, 1978, № 1.
2. Крамбейн У., Грейбилл Ф. Модели в геологии. — М.: Мир, 1969.
3. Лаудон Т. ЭВМ и машинные методы в геологии. — М.: Мир, 1981.
4. Каждан А. Б., Гуськов О. И., Шиманский А. А. Математическое моделирование в геологии и разведке полезных ископаемых. — М.: Недра, 1979.

Ю. М. Кондрушкин

#### ЈАТАГЛАРЫН ТЕКТОНИК СЭРХЭДЛЭРИНИН МҮРЭККӨБ СТРУКТУР СЭТГЭЛЭРИНИН ӨЈРЭНИЛМЭСИНЭ ДАИР

Мәгаләдә икинчи трендин ајрылмасы асасында мүрәккөб палеоструктур сәтгәләрин өјрәнилмәси методикасы тәклиф олунур ки, бу да нефт вә газ јатагларынын сәрхәдләринин даһа инандырычы асасландырылмасына вә структур гурулушларынын дөгигләшдирилмәсинә имкан верир.

Yu. M. Kondrushkin

#### TO THE METHODICS FOR COMPLEX STRUCTURAL SURFACES AND TECTONIC RESERVOIR BOUNDARIES STUDY

The article suggests a methodics for the investigation of complex paleostructural surfaces based on the secondary trend selection that allows to increase substantially a reliability of structural constructions and validity of oil and gas reservoir boundaries.

УДК 622.276

#### Ч. А. СУЛТАНОВ, Ф. Б. ДЖАВАД-ЗАДЕ, А. В. ШАЦКИЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГОДОВЫХ ОТБОРОВ НЕФТИ ИЗ ЗАЛЕЖИ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Созданию новых и совершенствованию существующих методов прогнозирования динамики отборов нефти из залежей, находящихся в поздней стадии разработки, уделяется большое внимание [1—4 и др.].

В Азербайджане, наряду с новыми, широко применяется старый метод расчета, основанный на определении коэффициента падения дебита скважин (КПДС). Согласно сущности метода, объектами его применения являются залежи с режимом растворенного газа. Однако, как показывает опыт, довольно часто возникают существенные погрешности в определении КПДС, что отражается на достоверности прогноза отборов нефти. Одним из основных источников возникновения погрешности является сложность установления КПДС для малодобитных скважин, доля которых возрастает по мере выработки извлекаемых запасов.

В этом случае для прогнозирования нами предлагается использовать зависимость годовых отборов нефти от количества эксплуатационных скважин.

Для проведения анализа были привлечены геолого-промысловые данные по 20-ти длительно разрабатываемым залежам основных месторождений Апшеронского п-ова. Залежи приурочены к терригенным отложениям кирмакинской свиты в продуктивной толще.

Разработка этих залежей протекала при режиме растворенного газа и в настоящее время близка к завершению. По всем залежам реализованы плотные сетки скважин (по числу скважин перебивавших в эксплуатации — менее 2 га/скв). Мероприятия по воздействию на пласт здесь не проводились.

На первом этапе исследования для каждой залежи строилась зависимость годовых отборов нефти от количества эксплуатируемых в соответствующий год скважин. Анализ этих построений показал, что на поздней стадии разработки залежей искомая закономерность проявляется достаточно четко.

На втором этапе — решалась задача аналитического описания этой закономерности. Построение уравнений связи осуществлялось по программе корреляционно-регрессионного анализа на ЭВМ. В результате построений были получены уравнения вида:

$$\begin{aligned} q &= 1,493 + 0,3171N \dots & (1) \\ q &= 7,383 + 0,00292(N)^2 \dots & (3) \\ q &= 0,8357 + 0,1953N + 0,0017(N)^2 \dots & (3) \end{aligned}$$

где  $q$  — годовой отбор нефти, тыс. т;  $N$  — число эксплуатационных скважин.

Коэффициенты корреляции (корреляционного отношения) уравнений соответственно составили — 0,862; 0,843, 0,871.

Интервалы изменения параметров следующие:  $q$  — от 2 до 59 тыс. т,  $N$  — от 3 до 105.

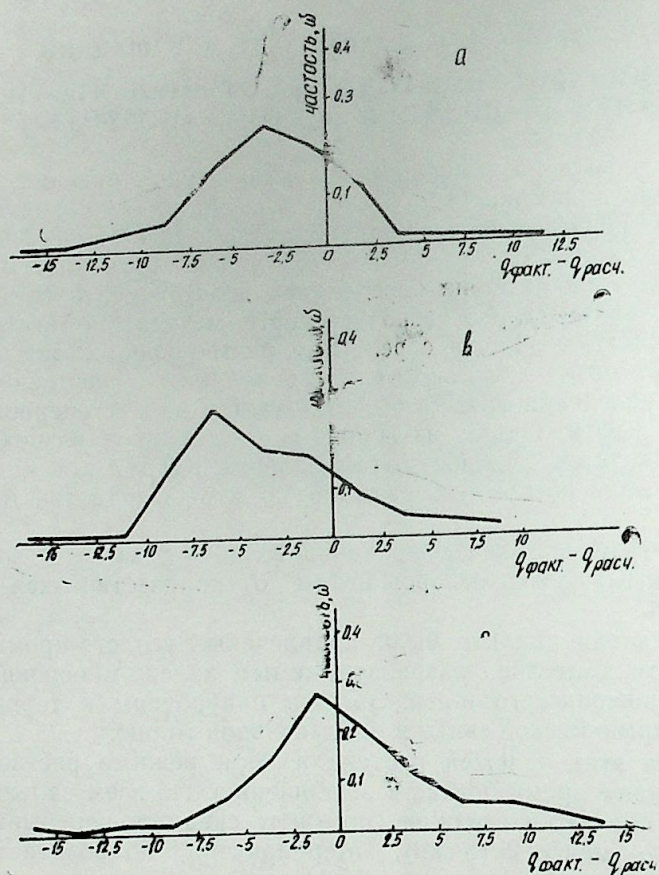


Рис. 1. Распределение значений  $q_{\text{факт.}} - q_{\text{расч.}}$

Для оценки адекватности уравнений были построены графики распределения ошибок (рис. 1). Характер полученных распределений показывает, что нет оснований отвергать гипотезу об адекватности уравнений (1—3). На это указывает и график зависимости остатков ( $q_{\text{факт.}} - q_{\text{расч.}}$  от  $q_{\text{факт.}}$  (рис. 2). Вместе с тем следует отметить более симметричное распределение ошибок (рис. 1 с), характеризующее уравнение (3), что указывает на определенное преимущество этого уравнения.

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что уравнения (1—3), выражающие зависимость годовых отборов нефти от количества эксплуатационных скважин, корректны и могут быть использованы для расчета динамики отборов нефти из залежей с режимом растворенного газа, находящихся в поздней стадии разработки.

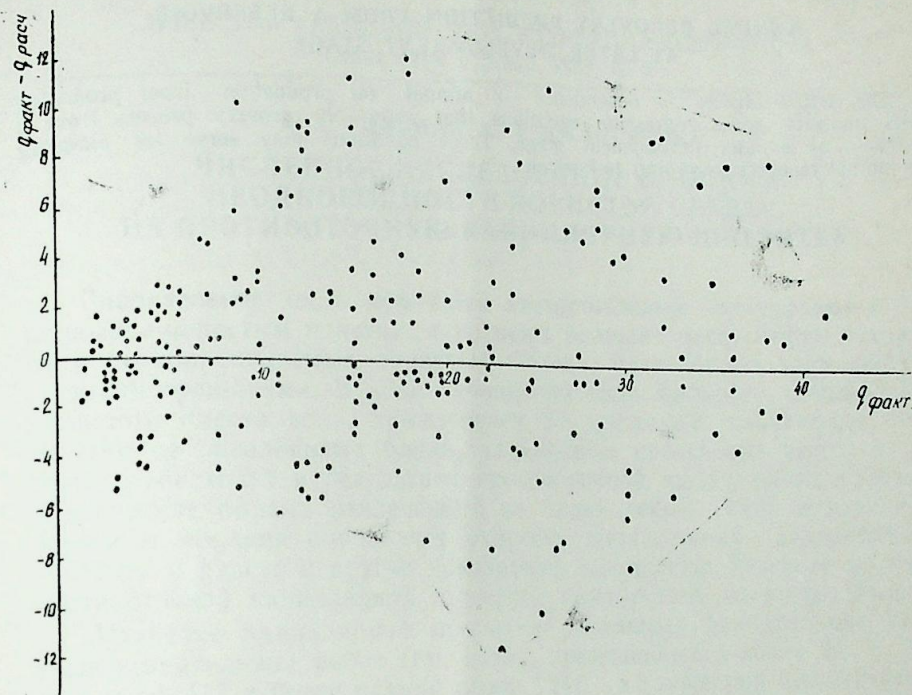


Рис. 2. График зависимости ( $q_{\text{факт.}} - q_{\text{расч.}}$ ) от  $q_{\text{факт.}}$

Очевидно, что комплексирование этого метода с методом расчета по КПДС, позволит повысить достоверность планирования уровня годового отборов по эксплуатационным объектам.

#### Литература

1. Амелин И. Д., Гомзинов В. К., Давыдов А. В. Оценка технологических показателей разработки залежей нефти по базовому варианту. — Обзорная информация. ВНИИОЭНГ. Сер. нефтепромысловое дело, 1984, с. 22—40.
2. Гусейнов Г. П., Камбаров Г. С. К методике прогнозирования показателей разработки на поздних стадиях. — Труды/АзНИПИнефть. 1973, вып. 28, с. 250—257.
3. Копытов А. В. Определение извлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи по данным разработки залежей с карбонатными коллекторами. — РНТС. Нефтепромысловое дело, 1970, № 2, с. 3—5.
4. Пирвердян А. М., Никитин П. И., Листенгаerten Л. Б., Данелян М. Г. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов. — Азерб. нефт. хоз-во, 1970, № 11, с. 19—22.

Ч. Э. Султанов, Ф. Б. Чавадзаде, А. В. Шатски

#### ИСТИСМАРЫН СОН МЭРҲЭЛЭСИНДЭ НЕФТ ЈАТАГЛАРЫНЫН ИЛЛИК НАСИЛАТЫНЫН ПРОГНОЗУ

Мәгаләдә нефт јатагларында гујулары иллик һасилатлары илә сајлары арасындакы асылылығы ифадә едән регрессия тәһликләри алынмышдыр. Алынған тәһликләр јатагларының истисмарының сон мәрһәләсиндә иллик һасилатының прогнозу мәғсәдилә истифадә олуна биләр.

\* Для примера приведен график, построенный для уравнения (3).  
УДК 532.546

ANNUAL RECOVERY PREDICTION FROM A RESERVOIR  
AT LATER DEVELOPMENT STAGE

The article studies a dependence of annual oil production from producing wells quantity, gives regression equations that show oil recovery process from a reservoir at a later development stage. These equations may serve for planning the annual recovery according to horizons.

А. А. ГИЛЬМАН, С. А. ДЖАНГИРОВА

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ  
НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ  
НА ПРОТИВОТОЧНУЮ КАПИЛЛЯРНУЮ ПРОПИТКУ

Значительное число нефтяных месторождений приурочено к трещиновато-пористым пластам, в которых большая часть нефти находится в низкопроницаемых пористых блоках, разделенных высокопроницаемыми трещинами. В ходе заводнения гидрофильного трещиновато-пористого пласта вода, движущаяся по трещинам, охватывает практически не обводненные блоки, дальнейшее извлечение нефти из которых происходит в результате противоточной капиллярной пропитки. Зависимость объема извлеченной из блока нефти (или впитавшейся воды) от времени определяет скорость продвижения водонефтяного контакта в пласте и другие показатели заводнения. Поэтому изучение противоточной капиллярной пропитки приобретает большое значение.

Изучение капиллярной пропитки посвящено значительное число экспериментальных работ (см. обзор, приведенный в книге М. Т. Абасова и др. [1] и более ранний обзор [2]), а также ряд аналитических и численных исследований (см., напр., [2—4]). Отметим, что в последних изучается, как правило, плоскопараллельная пропитка в однородной пористой среде. Поскольку характеристики среды в лучшем случае известны лишь в среднем, необходимо установить, как влияет неоднородность внутреннего строения блока на его «внешнее поведение», т. е. на динамику его нефтеотдачи в ходе пропитки. Такое исследование естественно проводить на неоднородной модели блока.

**1. Физическая модель.** Капиллярная пропитка представляет собой частный случай совместной фильтрации двух несмешивающихся жидкостей и описывается обычно в рамках классической схемы двухфазной фильтрации Маскета-Левретта. Согласно этой схеме относительные фазовые проницаемости воды и нефти ( $f_1, f_2$ ), а также приведенное капиллярное давление ( $J$ ) считаются универсальными функциями мгновенной водонасыщенности  $\sigma$ , которые могут быть определены по данным о стационарном течении смеси данного состава. Таким образом, неявно предполагается, что даже в нестационарном течении в микромасштабе достигается капиллярное равновесие между фазами. В применении такой схемы к пропитке — процессу, движущей силой которого является как раз отсутствие капиллярного равновесия в целом, — заложено внутреннее противоречие. По этой причине модель противоточной капиллярной пропитки должна учитывать характерное время установления фазовых проницаемостей и капиллярного давления, соответствующих заданной насыщенности. Такая модель, предложенная в [5], и была выбрана для численных расчетов.

В модели [5], основанной на простейшей схеме учета неравновесности Г. И. Баренблатта [6, 7], фактические фазовые проницаемости

и приведенное капиллярное давление считаются функциями не от истинной, а от некоторой эффективной насыщенности  $u$ , связанной с истинной водонасыщенностью кинетическим соотношением

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \frac{u - \sigma}{\theta}, \quad (1)$$

где  $\theta$  — характерное время установления равновесного распределения фаз в элементарном макрообъеме среды (время замещения).

Движение каждой из жидкостей описывается законом Дарси.

$$W_i = -(\kappa \mu_i) f_i(u) \nabla p_i, \quad i=1,2 \quad (2)$$

$$p_2 - p_1 = P_c I(u),$$

где  $W_i$  — скорости фильтрации,  $\mu_i$  — вязкости,  $P_i$  — давления в фазах,  $\kappa$  — проницаемость,  $P_c$  — характерное значение капиллярного давления, индексом 1 обозначены величины, относящиеся к воде, индексом 2 — к нефти. Для некоторого упрощения вычислений будем считать пористость  $m$ , время замещения  $\theta$  и величину  $P_c$  постоянными, а проницаемость  $\kappa = \kappa(x)$  — единственной переменной характеристикой среды. В этом случае законы сохранения обеих компонент в сочетании с (2) приводят (с учетом равенства нулю полного потока жидкости при противоточной пропитке) к эволюционному уравнению, обобщающему аналогичное уравнение, выведенное в равновесной постановке В. М. Рыжиком [3]:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \nabla [\mathbf{x}(x) \nabla \Phi(u)]. \quad (3)$$

Здесь  $\mathbf{x}(x) = \frac{\kappa(x) P_c}{m \mu_2}$ ;  $\Phi(u) = - \int_0^u \frac{f_1(s) f_2(s)}{f_1(s) + (\mu_1/\mu_2) f_2(s)} I'(s) ds$  —

непрерывная на  $[0, 1]$  неубывающая функция.

2. Краевая задача. Система двух уравнений с двумя неизвестными (1), (3) может быть сведена к одному нелинейному уравнению третьего порядка относительно эффективной насыщенности (см. [5]):

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \nabla [\mathbf{x}(x) \nabla \Phi(u)] + \theta \frac{\partial}{\partial t} \nabla [\mathbf{x}(x) \nabla \Phi(u)]. \quad (4)$$

Моделируется противоточная капиллярная пропитка блока, имеющего форму параллелепипеда с квадратным основанием  $0 \leq x \leq l$ ,  $0 \leq y \leq l$ ,  $0 \leq z \leq L$ . Первоначально полностью насыщенный нефтью блок при  $t \geq 0$  приводится в контакт с водой своими боковыми гранями  $x=0$ ,  $x=l$ ,  $y=0$ ,  $y=l$ . Грани  $z=0$  и  $z=L$  будем считать непроницаемыми, а свойства блока — не зависящими от координаты  $z$ . Тогда решение также не будет зависеть от  $z$ , т. е. задача становится двумерной.

Итак, ищется решение уравнения (4) в области  $\Omega = G \times [0, T]$ , где  $G = \{0 < x < l, 0 < y < l\}$ ,  $\Gamma$  — граница  $G$ , удовлетворяющее следующим начальным и краевым условиям (см. [5]).

Начальное условие имеет вид  $u(x, y, 0) = \bar{u}(x, y)$ , где  $\bar{u}$  в свою очередь определяется из краевой задачи

$$\theta \nabla [\mathbf{x}(x, y) \nabla \Phi(\bar{u}(x, y))] - \bar{u}(x, y) = 0, \quad (x, y) \in G \quad (5a)$$

$$\bar{u}(x, y) = 1, \quad (x, y) \in \Gamma. \quad (5b)$$

Граничное условие имеет вид:

$$u(x, y, t) = 1, \quad (x, y) \in \Gamma. \quad (6)$$

После определения эффективной насыщенности  $u(x, y, t)$  истинная водонасыщенность  $\sigma(x, y, t)$  находится из соотношений

$$\sigma = u - \theta \nabla [\mathbf{x} \nabla \Phi(u)], \quad (x, y) \in G$$

$$\sigma = 1 - \exp(-t/\theta), \quad (x, y) \in \Gamma$$

Текущая нефтеотдача  $Q(t)$  вычисляется по формуле

$$Q(t) = \int_0^t \left( \int_{\Gamma} \mathbf{x} \frac{\partial \Phi(u)}{\partial n} ds \right) dt \equiv \int_G \sigma(x, y, t) dx dy,$$

где  $d/dn$  — производная по внешней нормали к границе  $\Gamma$ .

3. Разностная схема. Для выбора разностной схемы, подходящей для решения задачи (4)–(6), был рассмотрен ее линейный аналог (функция  $\Phi(u)$  линейна, а область  $G$  совпадает со всей плоскостью  $x, y$ ):

$$\frac{\partial v}{\partial t} - A \nabla v + B \frac{\partial}{\partial t} \nabla v. \quad (7)$$

Разностные схемы для такой модельной задачи легко исследуются методом Фурье. При этом оказывается (см. [8]), что традиционный метод суммарной аппроксимации [9] неприменим к уравнению (7). Однако в предположении малости коэффициента  $B$  удается построить сходящуюся локально-одномерную разностную схему, аппроксимирующую (7) с погрешностью  $O(h^2 + \tau + B^2)$  ( $h$  и  $\tau$  — шаги сетки по пространственным координатам и времени).

Аналогия с линейной задачей позволяет при малом времени замещения  $\theta$  использовать для (4)–(6) следующую разностную схему. На  $\Omega$  вводится сетка  $\Omega_h = G_h \times g_\tau$ ,

$$G_h = \{x_i = ih, y_j = jh; i, j = 0, 1, \dots, N; h = l/N\},$$

$$g_\tau = \{t_k = k\tau, k = 1, 2, \dots, [T/\tau]; \tau > 0\}.$$

Переход от одного временного слоя  $(t)$  к следующему  $(t)$ ,  $t - t = \tau$ , совершается последовательным решением четырех одномерных разностных уравнений:

$$I: \frac{u^{(1)} - \bar{u}}{\tau} = \delta L_1 \Phi(u^{(1)}) + \frac{2\theta}{3\delta} \frac{L_1 \Phi(u^{(1)}) - L_1 \Phi(\bar{u})}{\tau}$$

$$II: \frac{u^{(2)} - u^{(1)}}{\tau} = \delta L_2 \Phi(u^{(2)}) + \frac{2\theta}{3\delta} \frac{L_2 \Phi(u^{(2)}) - L_2 \Phi(u^{(1)})}{\tau}$$

$$\text{III: } \frac{u^{(3)} - u^{(2)}}{\tau} = (1 - \delta) L_3 \Phi(u^{(3)}) + \frac{2\theta}{3(1 - \delta)} \frac{L_3 \Phi(u^{(3)}) - L_3 \Phi(u^{(2)})}{\tau}$$

$$\text{IV: } \frac{u - u^{(3)}}{\tau} = (1 - \delta) L_4 \Phi(u) + \frac{2\theta}{3(1 - \delta)} \frac{L_4 \Phi(u) - L_4 \Phi(u^{(3)})}{\tau}$$

Здесь  $\delta$  — произвольное число  $0 < \delta < 1$ ,  $L_n, n=1, \dots, 4$  — конечно-разностные операторы, аппроксимирующие соответственно  $\frac{\partial}{\partial x_n}$  и  $\frac{\partial}{\partial x_n}$ ,

где  $x_1 = x, x_2 = y, x_3 = (x+y)/\sqrt{2}, x_4 = (x-y)/\sqrt{2}$ . Во внутренних узлах сетки  $L_n v = (\chi v_{x_n})_{x_n}$ , на каждом из четырех этапов учитывается граничное условие первого рода, аппроксимирующее (6).

Можно доказать (см. [8]) существование и единственность решения нелинейных уравнений (8) с монотонной функцией  $\Phi(u)$ . Для численного решения этих уравнений использовался метод простых итераций. Расчеты, проведенные по схеме (8), подтвердили ее надежность.

4. **Результаты моделирования.** Для расчетов было выбрано следующее модельное выражение  $\Phi(u)$ :

$$\Phi(u) = (15u^4 - 24u^3 + 10u^2)/\sqrt{2}$$

Рассматривалась фильтрация в блоке одной проницаемости, содержащем включения другой проницаемости. Таким образом, коэффициент  $\alpha$  в (3), характеризующий свойства среды, представляет собой кусочно-постоянную функцию координат:

$$\alpha(x, y) = \begin{cases} \alpha_1, & (x, y) \in G_m \\ \alpha_2, & (x, y) \in G/\bigcup_m G_m \end{cases}$$

где  $G_m$  — включения. Область фильтрации представляет собой квадрат, включения — квадраты или прямоугольники (рис. 1).

Изучалось влияние на пропитку нескольких факторов, характеризующих «степень неоднородности» блока: соотношения проницаемостей «основной» среды и включений, доли объема блока, занятой включениями (в двумерном случае — доли площади), степени дисперсности включений (т. е. их среднего размера). Для этого был проведен ряд численных экспериментов при различных значениях отношения  $\alpha_1/\alpha_2$  (0.1, 0.5, 1.5, 10), различных долях площади, занятой включениями  $S_1/S$  (0.5, 0.25, 0.125), при разном числе и характерном размере включений (варианты А—В на рис. 1).

На каждом временном шаге вычислялась приведенная текущая нефтеотдача

$$Q_n(t) = Q(t)/Q_0(t),$$

где  $Q(t)$  — текущая нефтеотдача (объем вытесненной к моменту  $t$  нефти) неоднородного блока, а  $Q_0(t)$  — текущая нефтеотдача такого же однородного блока (с  $\alpha_1 = \alpha_2$ ). Характерный вид зависимостей  $Q_n(t)$  приведен на рис. 2.

Как и следовало ожидать, в принятой модели (1)—(3) наличие высокопроницаемых участков ускоряет пропитку и тем самым увеличивает

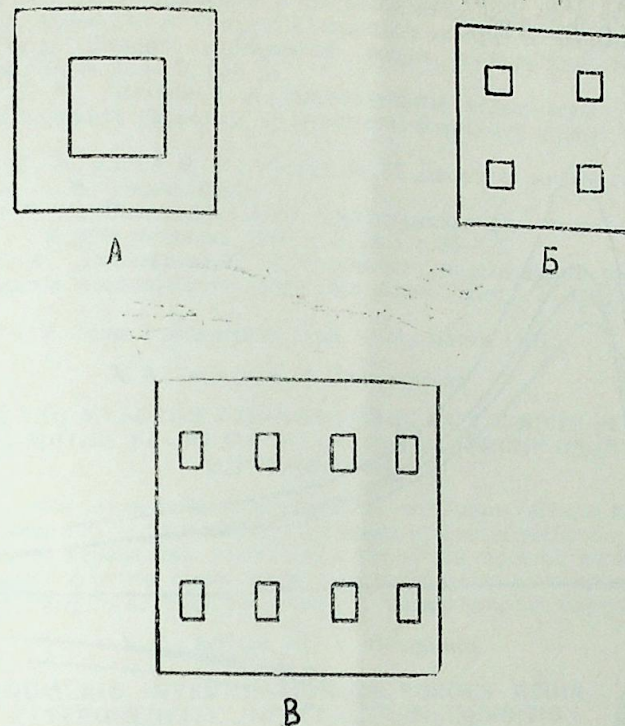


Рис. 1. Расположение включений внутри пористого блока

выход нефти из блока, тогда как наличие низкопроницаемых включений уменьшает текущую нефтеотдачу. Увеличение различия проницаемостей частей блока, как и увеличение доли площади, занятой включениями, способствует более резкому проявлению отличий от однородного случая.

Сравнение результатов численных экспериментов, в которых менялся лишь характерный размер и расположение включений при неизменной их площади, показывает, что увеличение степени дисперсности включений увеличивает их влияние на текущую нефтеотдачу. В случае низкопроницаемых включений, чем они мельче, тем меньше и нефтеотдача, в случае высокопроницаемых включений, чем они мельче, тем нефтеотдача больше.

В целом, результаты моделирования свидетельствуют о том, что влияние внутренней неоднородности блока на его «внешнее поведение» достаточно мало. Параметр  $\alpha$  в настоящей модели пропорционален проницаемости, так что отношение  $\alpha_1/\alpha_2$  равно 10 или 0.1 соответствует различию проницаемостей в десять раз. При этом отличие текущей нефтеотдачи неоднородного блока от нефтеотдачи однородного не превышает 20%.

Неравносность еще больше сглаживает влияние неоднородности, что видно из расчетов для различных времен замещения (рис. 2). Пары кривых 1 и 5, 2 и 6, 3 и 7, 4 и 8 соответствуют временам замещения  $\theta = 0, 0.1, 0.3$  и  $0.7$ . Эти расчеты приведены для  $\alpha_2/\alpha_1 = 10$  (кр.

1—4) и 0,1 (кр. 5—8) при конфигурации включений, изображенной на рис. 1 Б и  $S_1/S=0.25$ .

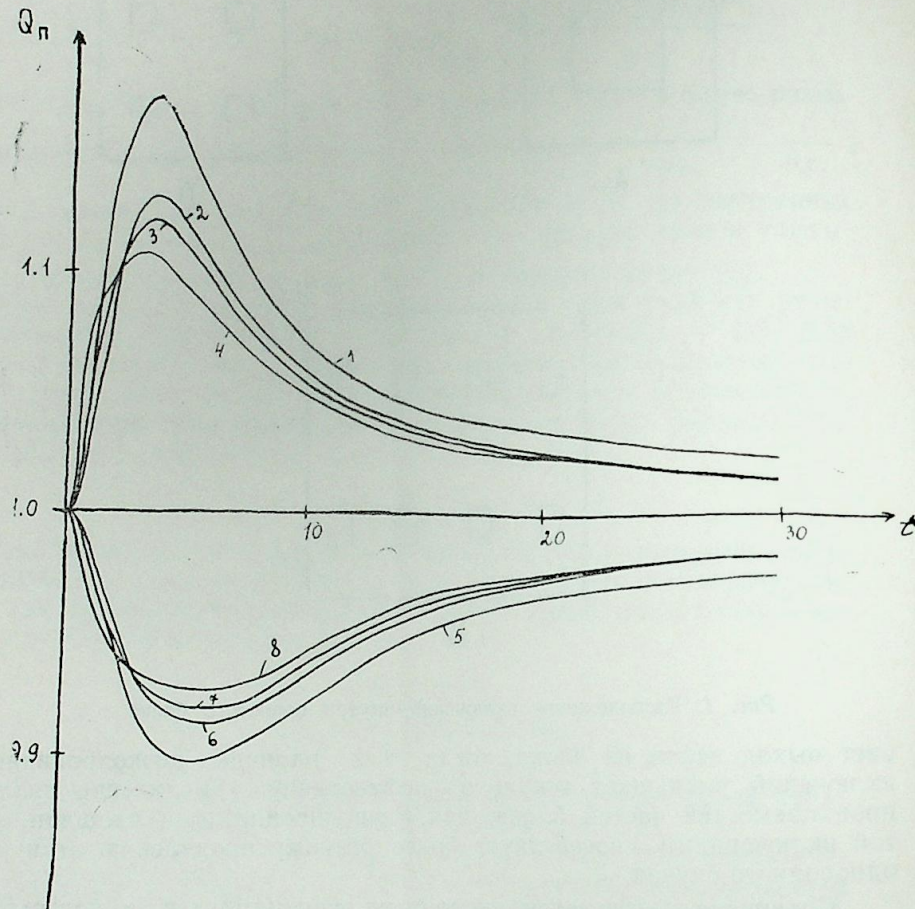


Рис. 2. Приведенная текущая нефтеотдача блока для различных времен замещения (кр. 1—4 соответствуют  $\gamma_1/\gamma_2=10$ , кр. 5—8— $\gamma_1/\gamma_2=0,1$ )

Последняя группа расчетов была проведена для случая включений разной проницаемости: для половины из них  $x_1 = (1 - \gamma) x_2$ , а для другой половины  $x_1 = (1 + \gamma) x_2$ , где  $\gamma$  — заданное число  $0 < \gamma < 1$ . Расчеты выполнялись для конфигураций Б и В (рис. 1) при  $\gamma = 0.5$  и  $\gamma = 0.75$ . Оказалось, что в этих условиях текущая нефтеотдача неоднородного блока практически неотличима от нефтеотдачи однородного блока за то же время.

Авторы выражают глубокую благодарность Г. И. Баренблатту и А. А. Абрамову, под руководством которых выполнена настоящая работа.

#### Литература

1. Абасов М. Т., Таиров Н. Д., Везиров Д. Ш., Керимова Ф. Г., Аббасов М. И. Капиллярные явления и нефтеотдача. — Баку: Элм, 1987.
2. Везиров Д. Ш., Рыжик В. М. Вытеснение нефти водой из трещиновато-пористых сред. — Изв. АН СССР. Механика и машиностроение, 1964, № 6, с. 152—159.

3. Рыжик В. М. О капиллярной пропитке водой нефтенасыщенного гидрофильного пласта. — Изв. АН СССР. Механика и машиностроение, 1960, № 2, с. 149—151.
4. Mehta M. N., Verma A. P. Composite expansion solution of fingero-imbibition in double phase flow through underground porous medium//Proc. Indian Acad. Sci. — 1978. — Vol. 87, N 2. — P. 65—70.
5. Баренблатт Г. И., Гильман А. А. Математическая модель неравновесной противоточной капиллярной пропитки. — Инженерно-физический журнал, 1987, т. 52, № 3, с. 456—461.
6. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984.
7. Баренблатт Г. И., Винниченко А. П. Неравновесная фильтрация несмешивающихся жидкостей. — Успехи механики, 1980, т. 3, № 3, с. 35—50.
8. Гильман А. А., Джангирова С. А. Численное моделирование противоточной капиллярной пропитки неоднородного пористого блока. Деп. в ВИНТИ 9.03.88. ФН 1905—В88.
9. Самарский А. А. Теория разностных схем. — М.: Наука, 1983.

А. А. Гилман, С. А. Чананкирова

#### МЭСАМЭЛИ МҮҲИТИН ГЕҶРИ-БИРЧИНС ХАССЭСИНИН ЭКС ИСТИГАМЭТЛИ КАПИЛЛАР ҲОПМАЈА ТӘСИРИНИН ЭДӘДИ ӨҶРЭНИЛМӘСИ

Мәғаләдә мөһәмәли-чәтлы мұһитдә кечиричилик әмсалынын нөгтәдән-нөгтәжә дәжиш-кәвдијә нәзәрә алынмағла әкс истигамәтли капиллар процесләр тәдгиг олунар. Бу мәғсәдлә физики процесни характеризә едән гејри-хәтти хүсуси төрәмәли дифференциал тәнликләр системи локал фәргләр схемни тәтбиг едилмәклә әдәди һәлл едилмишдир. Конкрет һесабламағлар апармағла тәҷрүби әһәмийјәти олан нәтичәләр чыхарылмышдыр.

A. A. Gilman, S. A. Djangirova

#### NUMERIC INVESTIGATION OF POROUS MEDIA HETEROGENEITY INFLUENCE ON IMBIBITION

The process of countercurrent water imbibition of heterogeneous block saturated initially with oil is considered. The mathematical model of imbibition is applied taking into account the nonequilibrium effects. The influence of heterogeneity of the block over the oil recovery dynamics is studied.

Local-one-dimensional difference scheme is constructed in some simplifying assumptions to solve the arising mathematical physics problem. Computations were performed in two-dimensional case for a few variants of the block inside geometry. The results of the numeric simulation show that the presence of zones of deeply different permeabilities leads to a relatively small variations of the current oil recovery in comparison with the case of homogeneous block.

## ХРОНИКА

### ВСЕСОЮЗНАЯ НАУЧНАЯ СЕССИЯ «ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ»

Обеспечению более эффективного и широкого использования термических методов повышения нефтеотдачи была посвящена прошедшая в г. Баку научная сессия «Тепловые методы добычи нефти». Она организована Научным советом АН СССР по проблемам разработки месторождений нефти и газа совместно с Научно-техническим советом Министерства нефтяной промышленности СССР, Межотраслевым научно-техническим комплексом «Нефтеотдача», Институтом проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН АЗССР, Азербайджанским республиканским правлением НТО НГП им. Губкина.

В работе сессии приняли участие более 100 представителей научных и производственных организаций АН СССР, АН АЗССР, ГКНТ СССР, Госплана СССР и ряда министерств нефтяной промышленности, газовой промышленности, геологии, высшего и среднего специального образования.

Сессию открыл вступительным словом председатель Научного Совета АН СССР по проблемам разработки месторождений нефти и газа, член-корр. АН СССР М. Т. Абасов. Было отмечено, что высокий уровень добычи нефти в стране связан с открытием и разработкой крупных высокопродуктивных месторождений и с широким промышленным внедрением новых систем разработки нефтяных месторождений, характеризующихся значительным увеличением извлекаемых запасов нефти. Вместе с тем на современном этапе развития нефтяной промышленности наблюдается снижение эффективности разработки нефтяных месторождений, в основном за счет увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти. Ухудшение основных показателей разработки месторождений должно привлечь внимание ученых и производственников и направить их усилия на решение проблем увеличения нефтеотдачи пластов, создание ресурсосберегающих технологий добычи нефти.

О роли Межотраслевого научно-технического комплекса «Нефтеотдача», в состав которого входит ИПГНГМ АН

АЗССР, в создании прогрессивных технологий и технических средств для применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов на уровне лучших мировых аналогов было сделано сообщение Генеральным директором этого комплекса профессором М. Л. Сургучевым.

На пленарном заседании были заслушаны и обсуждены доклады основных головных организаций, ответственных за разработку приоритетных направлений в развитии фундаментальных и прикладных работ — Министерства нефтяной промышленности СССР, ВНИИНефть, НПО «Союзтермнефть», ИПГНГМ АН АЗССР, ИПИ АН СССР, ИИНГ АН СССР. Заслушаны такие доклады, как «Роль тепловых методов разработки нефтяных месторождений в свете задач развития нефтедобычи в СССР» (Миннефтепром), «Состояние промысловых испытаний и промышленного применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов» (НПО «Союзтермнефть»), «Основные направления развития технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов» (ВНИИНефть), «Состояние и развитие теории методов разработки нефтяных месторождений с применением тепловых и термохимических методов воздействия на пласты» (МИНГ), «Экспериментальные исследования сочетания термохимических процессов в пласте с заводнением» (ИПГНГМ АЗССР), «Термогазодинамика внутрипластового горения» (Институт проблем механики АН СССР).

В докладе представителя Миннефтепрома СССР нашли отражения проблемы, стоящие перед нефтяной промышленностью, по поддержанию достигнутого уровня добычи нефти в стране и состоянию внедрения в практику нефтедобычи тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов. В Советском Союзе в 1986 году было дополнительно добыто 2,9 млн. т нефти за счет тепловых методов, что в общей добыче нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи составило 53%. На то же время в США добыча термической нефти превысила 26 млн. т, что

составляет 80% нефтедобычи за счет новых методов.

Ряд сообщений был посвящен исследованию теплового воздействия на пласт на математических моделях, которые позволяют предсказать многие явления в пласте, найти оптимальные параметры ведения процессов, существенно сократить затраты на экспериментальные и проектные работы.

Большое внимание было уделено перспективам применения энергосберегающей технологии термовоздействия на нефтяные пласты. Результаты исследований, проведенных во ВНИИНефти, ИПМ АН СССР, ИПГНГМ АН АЗССР, позволили сформулировать некоторые принципы, лежащие в основе создания комбинированных технологий.

Работа научной сессии велась в трех секциях, на которых было заслушано и обсуждено более 40 докладов. Секция 1 — «Теоретические исследования в области тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов», 2 — «Промышленные испытания и применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов на промыслах страны», 3 — «Техническое и технологическое обеспечение тепловых методов увеличения отдачи пластов».

Все большее значение приобретают исследования по дальнейшему повышению эффективности методов термовоздействия путем их сочетания с физико-химическими методами (с пенами, ПАВ, полимерами, щелочами). Основное предназначение физико-химического компонента в таких комбинированных технологиях — частичное или полное преодоление негативного влияния геологической неоднородности коллекторов и неблагоприятного соотношения подвижностей вытесняемой и вытесняющей фаз.

На сессии впервые были представлены исследования, проводимые на физических моделях в ИПГНГМ АН АЗССР по повышению компонентоотдачи газоконденсатных месторождений. На сессии были рассмотрены и обсуждены также результаты анализа разработки паровоздействием, внутрипластовым горением месторождений Каражанбас, Кенниак, Гнединцы, Арлан и др. При разработке этих объектов был применен опыт, приобретенный на площади Хорасаны, где впервые у нас в стране осуществлены прогрессивные

технологии — влажное и сверхвлажное внутрипластовое горение.

Положительные результаты, полученные при осуществлении опытно-промышленных работ на месторождениях Гнединцы и Арлан, содержащих легкие нефти и характеризующихся предельной обводненностью продукции пласта, показали высокие потенциальные возможности внутрипластового горения.

Несмотря на положительные результаты, полученные в ходе практической реализации термических методов разработки нефтяных месторождений, связанные с применением этого метода и увеличением объемов добычи, решено далеко не все.

Основным сдерживающим фактором развития тепловых методов является недостаточная техническая обеспеченность процессов воздействия на пласт. Слабоэффективны еще методы борьбы с пескопроявлением, коррозией оборудования, а также системы подготовки нефти. Отсутствуют необходимые средства контроля, диагностики и т. д.

Институт высоких температур АН СССР, ТатНИИНефтемаш, Казанский авиационный институт, Ленинградский политехнический институт представили свои разработки теплогенерирующей техники — наземные и внутрискважинные парогенераторы, парогазогенераторы, которые уже в ближайшее время должны быть перенесены со стендовых испытаний на промысловые. В новых условиях переходы нефтяной отрасли на самофинансирование, хозрасчет, особую значимость приобретает оценка технико-экономических показателей развития тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов. В этом плане интересным было сообщение, представленное НПО «Союзтермнефть».

В принятом по результатам сессии решении отмечается, что в основу дальнейших научных разработок, промысловых испытаний, нацеленных на удовлетворение нужд народного хозяйства в столь важном сырье, каким является нефть, руководствоваться «Комплексной программой по совершенствованию технологий разработки месторождений и наиболее полному извлечению нефти из недр на период до 2000 года».

Т. В. Хисметов

Г. И. Баренблат, К. С. Басниев, И. Н. Кочина. Чатлы-мәсмәли мүнһитләрдә газ-конденсә гатышыгынын һәрәкәти нәзәријәсинин әсәсләри һаггында	3
Г. Н. Чәлилов, Н. Ч. Чәфәров, А. М. Ибраһимов, С. Г. Ибраһимов, Р. Г. Мейманов. Нефтин исти су илә гујуларә сыхышдырылмасы мәсәләсинин садәләшдирилмиш һесабат схемә	18
Г. Н. Чәлилов, Н. Б. Агајев, Ә. М. Мәмәдов. Өзлү-еластик мајенин гујулар системинә сыхышдырылмасы	25
Г. Н. Чәлилов, Н. Ч. Чәфәров, Ф. И. һачыјева, Т. И. Қазымов. Нефтин су илә гујулар системинә сыхышдырылмасынын һесабат схемә	33
И. Н. Јагубов. Гејри-хәтти филтрација мәсәләләринин һәлләринин бәзи хүсүсијәтләри һаггында	38
Ә. А. Аббасов. Тәрс мәсәлә һәлл етмәклә лај-гују модели параметрләринин тәјин едилмәси	45
Р. М. Әфәндијев, Е. С. Мәһәррәмөв. Азкечирички лајлардан газлы нефтин сыхышдырылмасы һаггында	52
М. Т. Аббасов, Ш. Ч. Аббасов, Ф. һ. Оручәлијев. Башлангыч конденсатдојмасы газконденсат јатагларынын ишләмәсинин тәдгигинә даир	63
М. Т. Аббасов, Г. О. Ахундова, Н. М. Чәфәрова, Ф. һ. Оручәлијев. Лаја гуру газ вурулмасы илә газ-конденсә јатагларынын ишләмәси хүсүсијәтләринин тәдгигинә даир	67
З. Ј. Аббасов. Галдырычы боруларын реал конструксиясыны нәзәрә алмагла газын һәрәкәтинин һесабаты	72
З. Ј. Аббасов. Чохтәркибли тәбии газларын бөһран тәзјигинин тәјин едилмәси	78
Д. Ш. Вәзирөв, Т. В. Хисмәтов, Е. Г. Гасымзаде, Ј. Н. Мамалов. Лајдахили јанмада гәләви мөһлулу илә јаранмыш аралыг гат	84
Ч. Ш. Вәзирөв, А. С. Стреков, Ә. М. Дадашов, Ф. С. Сәфәрәлијевә. Гәләви-полимер мөһлулларынын һопма характеристикаларынын өјрәнилмәси	91
Н. Д. Таһиров, А. И. Кәләнтәров, М. И. Аббасов. Мәсамәли мүнһитдә сујун капилјар галхмасынын кинетикасы	99
А. А. Саркисов, Н. С. Мустафајева. Бәрк сәтһли фәалколлоид мөһлулунын адгезијасы	104
З. И. Чәлилов. Јүксәк тәзјигдә газын су илә карбонатлы мәсамәли мүнһитдән сыхышдырылмасы	109
И. С. Чәфәров, В. Л. Кузьмина-Герасимова, Р. А. Гурбанов. Бирчинсли саһәләрин ајрылмасы үчүн интерасијалы кластер-анализ методу вә онун объектларин группара ајрылмасы мәсәләсинин һәллиндә истифадә олунмасы	113
Ј. М. Коңдрушкин. Јатагларын тектоник сәрһәдләринин мүрәккәб структур сәтһләринин өјрәнилмәсинә даир	118
Ч. Ә. Султанов, Ф. Б. Чавадзаде, А. В. Шатски. Истисмарын сон мәрһәләсиндә нефт јатагларынын иллик һасилатынын прогнозу	121
А. А. Гильман, С. А. Чананкирова. Мәсамәли мүнһитин гејри-бирчинс хассәсинин әкс истигамәтли капилјар һопмаја тәсиринин әдәди өјрәнилмәси	125

Хроника

Т. В. Гисмәтов. «Нефт һасилатынын истилик методу»на даир Үмумиттифаг елми сессија	132
---	-----

Г. И. Баренблат, К. С. Басниев, И. Н. Кочина. Об основных представлениях теории течения газоконденсатных смесей в трещиноватопористых породах	3
К. Н. Джалилов, Н. Д. Джафаров, А. М. Ибрагимов, С. Г. Ибрагимов, Р. К. Мехманов. Упрощенная расчетная схема задачи вытеснения нефти горячей водой	18
К. Н. Джалилов, Н. Б. Агаев, А. М. Мамедов. О вытеснении вязкоупругой жидкости к системе скважин	25
К. Н. Джалилов, Н. Д. Джафаров, Ф. И. Гаджиева, Т. И. Казымов. О расчетной схеме вытеснения нефти водой к системе скважин	33
И. Н. Ягубов. О некоторых особенностях решений задач нелинейной фильтрации	38
А. А. Аббасов. Решение обратной задачи определения параметров модели пласт — скважина	45
Р. М. Эфендиев, Ә. С. Магеррамов. О вытеснении газированной нефти в малопроницаемых коллекторах	52
М. Т. Аббасов, Ш. Д. Аббасов, Ф. Г. Оруджалиев. К исследованиям разработки газоконденсатных залежей с начальной конденсатонасыщенностью	63
М. Т. Аббасов, Г. О. Ахундова, Н. М. Джафарова, Ф. Г. Оруджалиев. К исследованию особенностей разработки газоконденсатных залежей с закачкой в пласт сухого газа	67
З. Я. Аббасов. Расчет движения газа с учетом реальной конструкции лифтовых труб	72
З. Я. Аббасов. Определение критического давления многокомпонентных природных газов	78
Д. Ш. Везиров, Т. В. Хисметов, Ә. Г. Гасымзаде, Е. Н. Мамалов. Внутрислостовое горение с оторочкой раствора щелочи	84
Д. Ш. Везиров, А. С. Стреков, А. М. Дадашев, Ф. С. Сафаралиева. Изучение фильтрационных характеристик щелочно-полимерных растворов	91
Н. Д. Таиров, А. И. Калантаров, М. И. Аббасов. Кинетика капиллярного поднятия воды в пористой среде	99
А. А. Саркисов, Н. С. Мустафаев. Адгезия растворов поверхностно-активных веществ с твердой поверхностью	104
З. И. Джалилов. Исследование вытеснения газа водой из карбонатных пористых сред при высоких давлениях	109
И. С. Джафаров, В. Л. Кузьмина-Герасимова, Р. А. Курбанов. Итерационная кластер-процедура выделения однородных совокупностей и ее использование для решения задач классификации объектов	113
Ю. М. Коңдрушкин. К методике изучения сложных структурных поверхностей и тектонических границ залежей	118
Ч. А. Султанов, Ф. Б. Джавадзаде, А. В. Шацкий. Прогнозирование годовых отборов нефти из залежи в поздней стадии разработки	121
А. А. Гильман, С. А. Джангирова. Численное исследование влияния неоднородности пористой среды на противоточную капиллярную пропитку.	125

Хроника

Т. В. Хисметов. Всесоюзная научная сессия «Тепловые методы добычи нефти»	132
--	-----

---

Сдано в набор 07.12.88. Подписано к печати 05.05.89.

ФГ 11128. Формат 70×100<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага типографская № 1.

Гарнитура шрифта литературная. Печать высокая. Усл. печ. лист 11,05.

Усл. кр.-отт. 11,05. Уч.-изд. лист 10,9. Тираж 515. Заказ 809. Цена 1 руб. 20 коп.

---

Издательство «Элм».

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

Типография АН Азербайджанской ССР,

Баку, проспект Нариманова, 31.