

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© Х.А.Фейзуллаев, 2006

### ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН “СУХИМ” ГАЗОМ С УЧЕТОМ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ СИСТЕМЫ

Х.А.Фейзуллаев

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье на основе модели многокомпонентной фильтрации разработан комплекс прикладных программ и исследован процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины “сухим” углеводородным газом.

Известно, что в связи с массообменными процессами, происходящими при разработке газоконденсатных месторождений компонентный состав системы и, как следствие этого, физико-химические свойства добываемой продукции претерпевают существенное изменение.

Ниже дается вариант решения задачи фильтрации газоконденсатных смесей с учетом многокомпонентности фаз при обработке призабойной зоны скважин. При этом принимается, что исходная газоконденсатная система представлена  $N$  углеводородными и неуглеводородными компонентами и описывается системой дифференциальных уравнений (Желтов, Розенберг, 1962; Николаевский, 1963; Курбанов и др., 1964 и др.):

$$\begin{aligned} & \nabla \left[ \left( \frac{k h f_L(S_L) \rho_L}{\mu_L M_L} x_i + \frac{k h f_V(S_V) \rho_V}{\mu_V M_V} y_i \right) \nabla P \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ m h \left( \frac{\rho_L S_L}{M_L} + \frac{\rho_V S_V}{M_V} \right) z_i \right] \pm \\ & \pm \sum_{\nu=1}^n Q_i^\nu(t) \delta(x - x_\nu) \delta(y - y_\nu), \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (1) \end{aligned}$$

где  $\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i = 1$ ;  $\sum_{i=1}^N z_i = 1$ ;  $f_V(S_V)$  и  $f_L(S_L)$  - относительная фазовая проницае-

мость соответственно для газовой и жидкой фаз;  $S_V$  и  $S_L$  - коэффициент насыщенности пористой среды соответственно газовой и жидкой фазами;  $P$  - давление;  $t$  - время;  $x_i, y_i$  - молярные содержания  $i$ -го компонента в жидкой и газообразной фазах соответственно;  $z_i$  - суммарное молярное содержание  $i$ -го компонента в смеси;  $\rho_V$  и  $\rho_L$  - молярная плотность газообразной и жидкой фаз соответственно;  $M_L$  и  $M_V$  - соответственно средние молекулярные массы жидкой и газовой фаз;  $Q_i^\nu(t)$  - плотность  $\nu$ -го источника (стока) по  $i$ -му компоненту в момент времени  $t$ ;  $x_\nu, y_\nu$  - координаты  $\nu$ -го элементарного источника (стока);  $n$  - число элементарных источников (стоков);  $\delta$  - функция Дирака.

При прогнозировании показателей обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины углеводородными и неуглеводородными газами система (1) замыкается следующими начальными и граничными условиями:

$$\begin{aligned} & P(x, y, t)|_{t=0} = P_0(x, y), \\ & z_i(x, y, t)|_{t=0} = z_i^0(x, y), \quad i = 1, 2, \dots, N, \\ & (x, y) \in G; \end{aligned} \quad (2)$$

$$\left. \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial n} \right|_{\Omega} = 0, (x, y) \in \Omega. \quad (3)$$

Начальные условия (2) учитывают распределение давления и составов фаз по площади газоносности. Условие (3) характеризует условие непроницаемости внешней границы  $\Omega$  продуктивной зоны  $G$  залежи.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система уравнений (1) замыкается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} \rho_V &= \rho_V(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \rho_L &= \rho_L(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \mu_V &= \mu_V(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ \mu_L &= \mu_L(P, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N), \\ S_V &= 1 - S_L, S_L = \frac{(1 - V)\rho_V M_L}{(1 - V)\rho_V M_L + V\rho_L M_V}. \end{aligned} \quad (4)$$

Свойства газообразной и жидкой фаз (4), необходимые при решении системы уравнений (1)-(3), определяются из (Сейдж, 1969; Брусиловский, 2002):

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, x_i L + y_i V - z_i = 0, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, L + V = 1, i = \overline{1, N}, \end{cases} \quad (5)$$

где  $V, L$  - мольные доли паровой и жидкой фаз в системе.

В системе (5) первые  $N$  уравнений описывают условия термодинамического равновесия – равенство летучестей компонентов в сосуществующих паровой и жидкой фазах. Летучести компонентов в паровой  $f_{i,V}$  и жидкой  $f_{i,L}$  фазах рассчитываются на основе известных термодинамических соотношений с использованием уравнений состояния фаз, например, уравнения состояния (Аббасов, 1990; Брусиловский, 2002), предложенных для высоких давлений.

Для решения системы (5) используются методы последовательных приближений или Ньютона. Если давление превышает 30 МПа, а

также при нахождении системы в условиях критической области решение системы (5) методом последовательных приближений достигается не всегда (Аббасов, 1990). В этих случаях необходимо применение метода, обеспечивающего улучшенную сходимость. Достижению этой цели служит использование метода Ньютона с минимизацией числа переменных для уменьшения порядка системы уравнений.

Искомые функциями в (1)-(3) являются давление и мольные доли компонентов смеси. При решении системы (1)-(3) использована схема по давлению неявная, по составу явная, которая обеспечивает консервативность схемы по всем компонентам  $i = 1, 2, \dots, N$  и автоматическое выполнение

$$\sum_{i=1}^N z_i = 1 \text{ на любом временном шаге.}$$

Для использования указанной схемы запишем первые  $N$  уравнений системы (1) в виде:

$$\begin{aligned} \nabla[kh \alpha_i z_i \nabla P] &= \frac{\partial(mh \varphi z_i)}{\partial t} \pm \\ \pm \sum_{v=1}^S Q_v^v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v), \quad i &= 1, 2, \dots, N. \end{aligned} \quad (6)$$

Уравнение сохранения массы всей смеси можно получить суммированием уравнений системы (6) по всем  $i$ :

$$\begin{aligned} \nabla[kh \alpha \nabla P] &= \frac{\partial}{\partial t} [mh \cdot \varphi] \pm \\ \pm \sum_{v=1}^N \overline{Q}_v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v). \end{aligned} \quad (7)$$

Тогда система (6) эквивалентна следующей

$$\begin{aligned} \nabla[kh \alpha_i z_i \nabla P] &= \frac{\partial}{\partial t} [mh \varphi z_i] \pm \\ \pm \sum_{v=1}^N Q_v^v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v), \quad i &= 1, 2, \dots, N - 1 \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \nabla[kh \alpha \nabla P] &= \frac{\partial}{\partial t} [mh \varphi] \pm \\ \pm \sum_{v=1}^N \overline{Q}_v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v), \end{aligned} \quad (9)$$

$$\text{где } \alpha_i = \frac{1}{1+V(k_i-1)} \left( \frac{f_L \rho_L}{\mu_L M_L} + k_i \frac{f_v \rho_v}{\mu_v M_v} \right),$$

$$\varphi = \frac{S_L \rho_L}{M_L} + \frac{S_v \rho_v}{M_v}, \bar{Q}^v(t) = \sum_{i=1}^N Q_i^v(t);$$

$$\alpha = \sum_{i=1}^N \alpha_i;$$

$\varphi$  - общее число молей смеси в единице порового объема.

Введя обозначения

$$\Phi_i(P, S_L, S_v) = kh\alpha_i z_i,$$

$$\Psi(P, S_L, S_v) = mh\varphi, kh\alpha = \bar{\alpha}, \frac{\partial \Psi}{\partial P} = \Psi'_p,$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial S_L} = \Psi'_{S_L},$$

и применяя к данной системе уравнений (8)-(9) интегро-интерполяционный метод (Азиз, Сеттари, 1982), численное решение задач (8),(9), (2),(3) в узлах неравномерной сетки  $(x_e, y_j, t_n)$  будем искать в виде решения следующей разностной задачи:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x_e} \left[ \Phi_{ie+1/2,j}^{n+1} \frac{P_{e+1,j}^{n+1} - P_{e,j}^n}{\Delta x_{e+1/2}} - \Phi_{ie-1/2,j}^{n+1} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e-1,j}^{n+1}}{\Delta x_{e-1/2}} \right] + \\ & + \frac{1}{\Delta y_j} \left[ \Phi_{ie,j+1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j+1}^{n+1} - P_{e,j}^{n+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - \Phi_{ie,j-1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e,j-1}^{n+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] = \\ & = \left( \Psi'_{pe,j} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e,j}^n}{\Delta \tau} + \Psi'_{S_{L,e,j}} \frac{S_{L,e,j}^{n+1} - S_{L,e,j}^n}{\Delta \tau} \right) Z_{ie,j}^{n+1} + \\ & + \Psi_{e,j}^n \frac{Z_{ie,j}^{n+1} - Z_{ie,j}^n}{\Delta \tau} \pm \sum_{v=1}^M Q_{ie,j}^{v,n+1}, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x_e} \left[ \bar{\alpha}_{e+1/2,j}^{n+1} \frac{P_{e+1,j}^{n+1} - P_{e,j}^{n+1}}{\Delta x_{e+1/2}} - \bar{\alpha}_{e-1/2,j}^{n+1} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e-1,j}^{n+1}}{\Delta x_{e-1/2}} \right] + \\ & + \frac{1}{\Delta y_j} \left[ \bar{\alpha}_{e,j+1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j+1}^{n+1} - P_{e,j}^{n+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - \bar{\alpha}_{e,j-1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e,j-1}^{n+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] = \\ & = \Psi'_{pe,j} \frac{P_{e,j}^{n+1} - P_{e,j}^n}{\Delta \tau} + \Psi'_{S_{L,e,j}} \frac{S_{L,e,j}^{n+1} - S_{L,e,j}^n}{\Delta \tau} \pm \sum_{v=1}^M Q_{e,j}^{v,n+1}, \end{aligned} \quad (11)$$

$$P_{e,j}^0 = P_{0e,j}, Z_{ie,j}^0 = Z_{0ie,j}, e = 1, 2, \dots, N_x; \\ j = 1, 2, \dots, N_y; i = 1, 2, \dots, N; i = 1, 2, \dots, N, \quad (12)$$

$$P_{0,j}^n = P_{1,j}^n, P_{N_x-1,j} = P_{N_x,j}^n,$$

$$P_{e,0}^n = P_{e,1}^n, P_{e,N_y-1} = P_{e,N_y}^n,$$

$$j = \overline{1, N_y}; n = 1, 2, \dots, i = \overline{1, N_x}, \quad (13)$$

где

$$S_{Le,j}^n = \frac{(1-v)\rho_{ve,j}^n M_L}{(1-v)\rho_{ve,j}^n M_L + v\rho_{Le,j}^n M_v}, \Delta \tau = \frac{t_n}{n},$$

$$n = 1, 2, \dots, x_{e+1/2} = x_e + \frac{1}{2} \Delta x_{e+1/2},$$

$$\Delta x_{e+1/2} = x_{e+1} - x_e, e = \overline{1, N_x},$$

$$y_{j+1/2} = y_j + \frac{1}{2} \Delta y_{j+1/2},$$

$$\Delta y_{j+1/2} = y_{j+1} - y_j, j = \overline{1, N_y},$$

$$\Delta x_e = \frac{1}{2} (x_{e+1/2} + x_{e-1/2}), i = \overline{0, N_x}, x_1 = 0,$$

$$x_{N_x} = l_{x_1}, N_{x_1} = N_x + 1,$$

$$\Delta y_j = \frac{1}{2} (y_{j+1/2} + y_{j-1/2}), j = \overline{0, N_y}, y_1 = 0,$$

$$y_{N_y} = l_{y_1}, N_{y_1} = N_y + 1.$$

Алгоритм решения системы (10)-(13) состоит в следующем. Поле давления находится из уравнений (11) поточечным методом Якоби (Азиз, Сеттари, 1982). Далее явным образом находятся поля концентраций из уравнений (10) для компонентов. Перед началом вычислений на каждом шаге производится расчет парожидкостного равновесия (5), результатом которого является получение величин  $\alpha_i$  и  $\varphi$ .

Схема (10)-(13) консервативна по всем  $i$ . Однако условие  $\sum_{i=1}^N z_{ie,j} = 1$  в каждом узле сетки  $(e, j)$  выполняется не точно, а с погрешностью  $O(\tau)$ , что не позволяет ей быть полностью консервативной. Для устранения этого недостатка вводится корректор (Муркес и др., 1977), применение которого дает уточ-

ненные значения давления  $P$  и составов  $z_i$ . При этом для определения  $z_1, z_2, \dots, z_N$  необходимо решать лишь первые  $(N - 1)$  разностные уравнения (10), а  $z_N$  можно найти из условия  $\sum_{i=1}^N z_i = 1$ .

На основе изложенного алгоритма проведены численные эксперименты при решении следующих задач:

- а) Изучение процесса разработки газоконденсатной залежи в режиме истощения.
- б) Обработка призабойной зоны газоконденсатной скважины “сухим” углеводородным газом с целью увеличения ее продуктивности.

Прогнозирование основных технологических показателей обработки призабойной зоны газоконденсатных скважин “сухим” газом выполнено на примере V блока VII горизонта глубокозалегающего газоконденсатного месторождения Азербайджана Булла-дениз.

Отметим, что залежи VII горизонта характеризовались следующими начальными значениями параметров: пластовое давление 71,4 МПа, температура - 102°C, давление начала конденсации пластовой углеводородной смеси выше пластового давления, плотность конденсата – 800 кг/м<sup>3</sup>, ее молекулярная масса – 160, начальное конденсатосодержание газовой фазы – 362 г/м<sup>3</sup>. Пластовая газоконденсатная смесь состояла из (мол. %): 88,59 метана; 4,1 этана; 1,47 пропана; 0,77 бутана; 4,86 пентана плюс вышекипящих; 0,2 углекислого газа. Относительные фазовые проницаемости газа и конденсата были взяты из (Абасов и др., 1999).

Все физические свойства фаз и доли компонентов в каждой фазе определены по уравнениям состояния (Аббасов, 1990; Брусиловский, 2002), исходя из компонентного состава смеси при соответствующих давлениях и температурах.

С использованием вышеизложенного алгоритма был исследован механизм накопления ретроградного конденсата в призабойной зоне, результаты которого показаны на рис.1. На этом рисунке представлены зависимости изменения давления и конденсатонасыщенности по простиранию пласта, в том числе и в приза-

бойной зоне скв. 39 на 21 год ее эксплуатации. Как видно из рис.1, на примере скв.39 насыщенность в призабойной зоне пласта намного больше, чем в других его частях. Это послужило причиной снижения продуктивности скважины по мере ее эксплуатации. С целью повышения продуктивности скважин (Абасов и др., 1999) рассматривалась закачка “сухого” углеводородного газа, в составе которого содержание метана доходило до 90-95 мол. %, и задача была решена на базе бинарной модели фильтрации с обеспечением расчетов экспериментальными PVT данными.

Исследовались физические процессы, протекающие в ходе обработки призабойной зоны на примере скважин 39; 46; 73 “сухим” углеводородным газом. Результаты прогнозных расчетов после обработки скважины “сухим” углеводородным газом на примере скважины 39 представлены на рис. 2, где показано распределение конденсатонасыщенности коллектора на различные моменты эксплуатации скважины. Как видно из рис.2, через 6 месяцев после эксплуатации насыщенность пласта у забоя скважины возрастает до 0,07 -0,09, а в дальнейшем и до 0,3, при максимальном ее значении 0,65-0,7 на расстоянии 10-12м от оси скважины.

На рис.3-4 представлена динамика изменения дебитов скважин 39 и 46 после ее обработки. Из этих рисунков видно, что рост дебитов газа и конденсата после обработки по указанным скважинам не одинаковый. Например, если в начальный момент пуска их в эксплуатацию на скв.39 количество конденсата выросло почти на 100%, то по скв.46 это количество не превышает 80%. Аналогичная тенденция наблюдается и по дебиту газа (соответственно 66% и 36%). Это позволяет дополнительно получить 925 т конденсата, 11,7 млн.м<sup>3</sup> газа из скв.39 и 1350 т конденсата, 11,4 млн.м<sup>3</sup> газа по скв.46 за год их эксплуатации (соответственно 370 и 390 дней).

Таким образом, на базе многокомпонентной фильтрации разработана и реализована расчетная схема для прогнозирования технологических показателей обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины с целью повышения ее производительности.

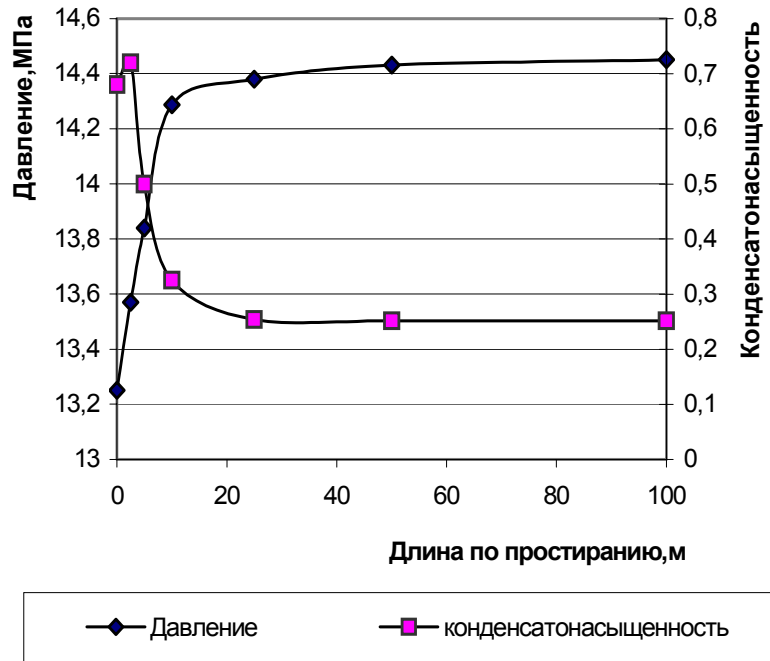


Рис. 1. Профиль распределения давления и конденсатонасыщенности по простиранию пласта (скв. 39)

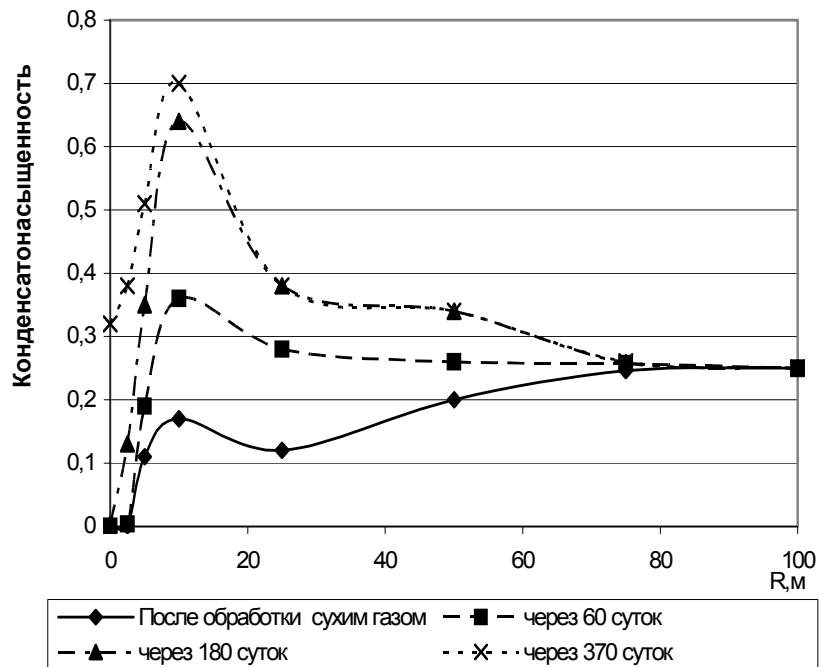


Рис. 2. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 в процессе эксплуатации после обработки ее "сухим" газом

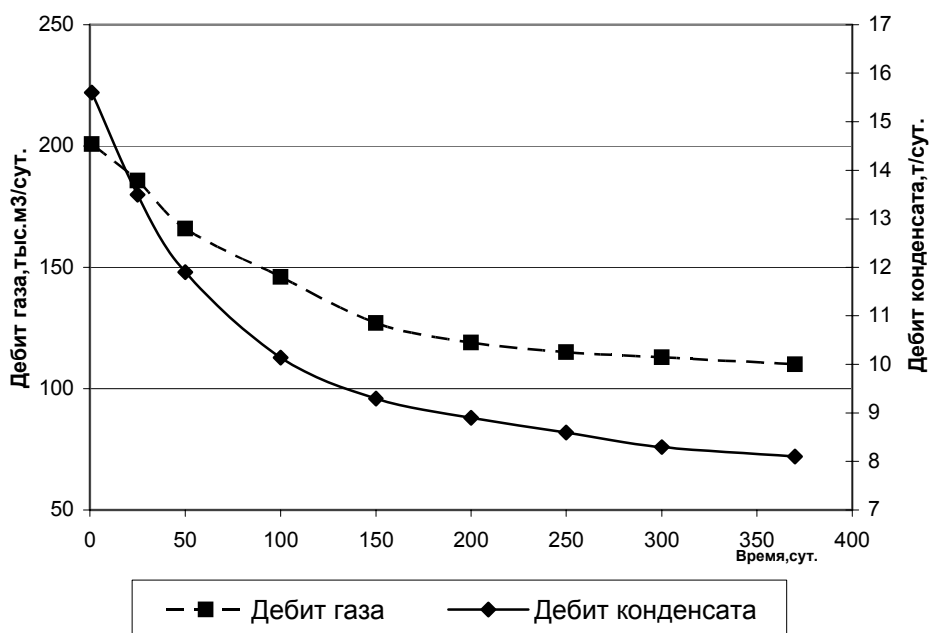


Рис. 3. Изменение дебита газа и конденсата после обработки призабойной зоны скв.39 по времени

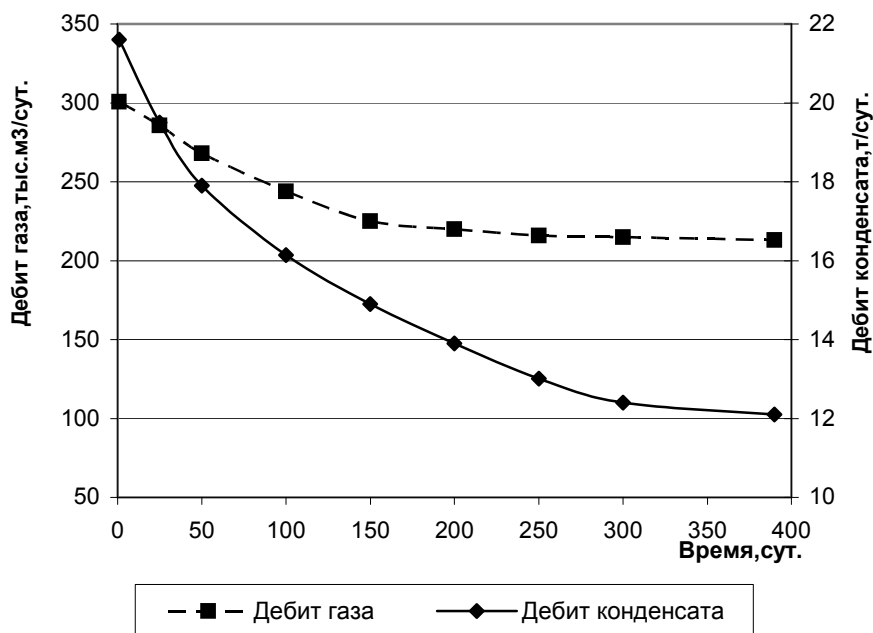


Рис. 4. Изменение дебита газа и конденсата после обработки призабойной зоны скв.46 по времени

Автор выражает благодарность академику М.Т.Абасову за постановку задачи и обсуждение результатов работы.

#### ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г. 1999. Моделирование процесса извлечения конденсата из призабойной зоны скважины «сухим» углеводородным газом. *Изв. АН Азерб., серия Наук о Земле*, Баку, 2, 3-6.
- АБАСОВ, З.Я. 1990. Новое кубическое уравнение состояния для расчета объемных свойств газоконденсатных систем для условий глубокозалегающих месторождений. *Депон. ВИНТИ*, 2640-В 90.
- АЗИЗ, Х., СЕГГАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра, Москва, 407.
- БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль, Москва, 575.
- СЕЙДЖ, Б.Х. 1969. Термодинамика многокомпонентных систем. Недра, Москва, 304.
- ЖЕЛТОВ, Ю. П., РОЗЕНБЕРГ М.Д. 1962. О фильтрации многокомпонентных систем. *НТС по добыче нефти*, 18, Гостоптехиздат, Москва, 19-25.
- МУРКЕС, М. И., РОЖДЕСТВЕНСКИЙ, В.А., ШОВКРИНСКИЙ, Г.Ю. 1977. Два численных метода решения одномерных задач фильтрации многокомпонентных систем. *ЖВМ и МФ*, т.17, 3, 696-705.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н. 1963. Об уравнениях движения газоконденсатной смеси в пористой среде. *Инж. жур*, т.12, 3, 557-559.
- КУРБАНОВ, А.К., РОЗЕНБЕРГ, М.Д., ЖЕЛТОВ, Ю.П. и др. 1964. О движении многокомпонентных углеводородных смесей в пористой среде. *ВНИИ, НТС по добыче нефти*, 24, 41-43.

**Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов**