



## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ С РАЗЛИЧНЫМ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИМ СОСТАВОМ В ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРАХ

Х.А.Фейзуллаев\*, С.В.Агаларова  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Forecasting of the Technological Parameters of the Oil Displacement with the Various Mineral Content Water in the Clay Storage Collector

H.A.Feyzulaev\*, S.V.Agalarova

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

### Abstract

A multicomponent hydrodynamic model of the process of oil displacement with water with different mineralogical composition in clay-containing collectors is proposed on the basis of combination of equations of continuity, filtration law and equation of state, equation of salt concentration in water and equation of saturation between phases which enables prediction of process parameters of oil displacement with fresh and formation waters with and without consideration of clay swelling.

### Keywords:

Fresh and formation water;  
Clay swelling;  
Oil saturation;  
Permeability;  
Porosity.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

### Введение

При закачке в глинодержущий пласт воды, отличной от пластовой по минеральному составу, изменяются проницаемость и пористость пласта и свойства воды и нефти, а также происходит массообмен глинистого цемента [1,2]. При этом в пласте будут появляться фильтрация многокомпонентной водонефтяной смеси, состоящей из углеводородных и неуглеводородных и водного компонента [3-6]. Действующее здесь поле поверхностных сил не только изменяет свойства флюида, но и влияет на кинетику массообменных процессов [7-9]. В свою очередь, зависимость сил, действующих между частицами пористого тела, от фазового состояния флюида приводит к тому, что в ходе процессов переноса может меняться пористая структура [10,11]. В связи с этим практически значимо решение задачи прогнозирования технологических показателей процесса вытеснения нефти водой с различным минералогическим составом в глинодержущих коллекторах с учетом происходящих в разделе границы фаз молекулярно-поверхностных явлений и явления набухания глин.

### Постановка задачи и гидродинамическая модель

Рассматривается двумерная задача вытеснения нефти водой с различным минералогическим составом. Принимается, что в пласте размещены добывающие и нагнетательные скважины и внешние границы пласта непроницаемы. В нагнетательных скважинах задано количество закачиваемой воды с различным минералогическим составом. Требуется оценить влияние набухания глин к технологическим показателям процесса разработки при вытеснении нефти водой.

Прогнозирование технологических показателей процесса вытеснения нефти водой с различным минералогическим составом при учете набухания глин исследуются на основе двухфазных многокомпонентных гидродинамических моделей [12-14], содержащие в себе уравнения неразрывности по каждому компонентам фаз и обобщенного закона Дарси, уравнения состояния фаз и уравнения насыщения между фазами и уравнения концентрации соли в водной фазе, принимая допущение о локальном термодинамическом равновесии фаз:

$$\operatorname{div} \left\{ kh \left( \frac{f_H \rho_H}{\mu_H M_H} x_{Hi} \operatorname{grad} p_H + \frac{f_B \rho_B}{\mu_B M_B} x_{Bi} \operatorname{grad} p_B \right) \right\} + \sum_{j=1}^{n_i} Q_{ij}^E(t) \delta(x - x_j^E, y - y_j^E) = \frac{\partial}{\partial t} \left[ mh \left( \frac{\rho_H s_H}{M_H} + \frac{\rho_B s_B}{M_B} \right) z_i \right],$$

$$i = \overline{1, N}$$

\*E-mail: feyzullayevxasay@gmail.com

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300454>

$$\sum_{i=1}^N x_{Bi} = 1, \quad \sum_{i=1}^N z_i = 1 \quad (1)$$

$$\operatorname{div} \left\{ kh \left( \frac{f_H \rho_H}{\mu_H M_H} x_{HN+1} \operatorname{grad} p_H + \frac{f_B \rho_B}{\mu_B M_B} x_{BN+1} \operatorname{grad} p_B \right) \right\} + \sum_{l=1}^{n_2} Q_{(N+1)l}^H(t) \delta(x - x_l^H, y - y_l^H) = \frac{\partial}{\partial t} \left[ mh \left( \frac{\rho_H s_H}{M_H} + \frac{\rho_B s_B}{M_B} \right) z_{N+1} + h \omega \frac{\rho_{B0}}{M_B} \right],$$

$$z_{N+1} = x_{BN+1} V_B + x_{HN+1} (1 - V_B), \quad x_{HN+1} + x_{BN+1} = 1 \quad (2)$$

$$\operatorname{div} \left( khc \frac{f_B \rho_B}{\mu_B M_B} \operatorname{grad} p_B \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left[ h (mcs_B + a) \frac{\rho_B}{M_B} \right] = \quad (3)$$

$$= \operatorname{div} \left( h \frac{\rho_B}{M_B} D \operatorname{grad} c \right) + \sum_{l=1}^{n_2} c Q_{(N+1)l}^H(t) \delta(x - x_l^H, y - y_l^H)$$

$$p_H - p_B = p_k(s_B, c) = \sigma \sqrt{\frac{m}{k}} J(s_B, c) \quad (4)$$

$$p_H(x, y, t)|_{t=0} = p_0, \quad c(x, y, t)|_{t=0} = c_0$$

$$z_i(x, y, t)|_{t=0} = z_{i0}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (0 \leq x \leq l_x; \quad 0 \leq y \leq l_y) \quad (5)$$

$$\frac{\partial p_H}{\partial x} \Big|_{x=0, l_x} = 0, \quad \frac{\partial c}{\partial x} \Big|_{x=0, l_x} = 0, \quad (0 \leq y \leq l_y),$$

$$\frac{\partial p_H}{\partial y} \Big|_{y=0, l_y} = 0, \quad \frac{\partial c}{\partial y} \Big|_{y=0, l_y} = 0, \quad (0 \leq x \leq l_x) \quad (6)$$

Здесь  $i$  - число компонентов углеводородных и неуглеводородных компонентов;

$(N+1)$  - водный компонент;

$Q_{(N+1)l}^E(t)$  - дебиты добывающих скважин  $i$ -го компонента;

$Q_{(N+1)l}^H$  - объемных расходов нагнетательных скважин по компонентом  $(N+1)$ ;

$c$  - концентрация соли;

$k=k(c, s_B)$ ,  $m=m(c, s_B)$  - абсолютная проницаемость и пористость пласта как функция водонасыщенности и минерализации воды;

$x_{Hi}$ ,  $x_{Bi}$ ,  $z_i$  - мольные доли  $i$ -го компонента в нефтяной, водной фазах и в смеси;

$f_H=f_H(s_B, c)$  и  $f_B=f_B(s_B, c)$  - фазовые проницаемости нефти и воды как функции водонасыщенности и минерализации воды

$V_B$  - мольная доля воды в смеси;

$\rho_B=\rho_B(c, \Omega_B)$  - плотность воды как функция минерализации и количества растворенного в воде газа;

$\rho_{B0}$  - плотность чистой воды

$\mu_B=\mu_B(c)$  - вязкость воды;

$$M_H = \sum_{i=1}^{N+1} M_i x_{Hi}, \quad M_B = \sum_{i=1}^{N+1} M_i x_{Bi} \quad - \text{молекулярная}$$

масса нефти и воды;

$M_i$  - молекулярная масса  $i$ -го компонента;

$p_H$ ,  $p_B$  - давление в нефтяной и водной фазах;

$p_k$  - капиллярное давление;

$\sigma$  - эффективное поверхностное натяжение на разделе фаз;

$\rho_H=\rho_H(p_H, T, x_{H1}, x_{H2}, \dots, x_{HN})$  - плотность нефти в зависимости от функция давления и состава;

$\mu_H=\mu_H(p_H, T, x_{H1}, x_{H2}, \dots, x_{HN})$  - вязкость нефти в зависимости от функция давления и состава;

$$(1 - V_B) \frac{M_H}{\rho_H}$$

$$s_H = \frac{(1 - V_B) \frac{M_H}{\rho_H}}{(1 - V_B) \frac{M_H}{\rho_H} + V_B \frac{M_B}{\rho_B}} \quad - \text{нефтенасыщенность};$$

$s_B=1-s_H$ ;  $\omega=\omega(c, s_B)$  - параметр характеризующий количество поглощенной глинами воды;

$m=m(c, s_B)$  - пористость

$a$  - количество сорбированных солей;

$D$  - коэффициент диффузии;

$J(s_B, c)$  - функция Леверетта;

$l_x, l_y$  - длина и ширина пласта;

$h$  - толщина пласта;

$(x_j^E, y_j^E)$  и  $(x_l^H, y_l^H)$  - координаты  $j$ -ой эксплуатационных и  $l$ -ой нагнетательных скважин;

$t$  - время.

Неизвестными в системе уравнений (1-6) являются давление  $p_H$  и концентрация соли  $c$  в водной фазе, и мольные доли в смеси  $z_i$ .

Для решения системы уравнений (1-6) приходится их замыкать следующими уравнениями фазовых состояний:

$$f_{i,B} - f_{i,L} = 0, \quad i = \overline{1, N}$$

$$x_{Bi} V_B + x_{Hi} (1 - V_B) - z_i = 0, \quad i = \overline{1, N} \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^N x_{Hi} - 1 = 0$$

Здесь  $f_{i,H}$ ,  $f_{i,B}$  - летучесть  $i$ -го компонента в нефтяной и водной фазах и рассчитывается с использованием уравнений состояния фаз [15]. На основе (7) идентифицируются равновесные молярные составы, плотности, вязкости и мольные доли каждой фазы с изменением давлений, температуры и компонентного состава смеси.

### Метод решения задач

С учетом выполнения условия

$$\sum_{i=1}^N x_{Hi} = \sum_{i=1}^N x_{Bi} = 1, \quad \sum_{i=1}^N z_i = 1$$

суммированием уравнений системы (1) по всем  $i$  и получаем уравнение сохранения массы смеси:

$$\operatorname{div} \{ kh \alpha \cdot \operatorname{grad} p_H \} + \operatorname{div} \{ kh \eta \cdot \operatorname{grad} p_k \} + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q}_j(t) \delta(x - x_j^E, y - y_j^E) = \frac{\partial}{\partial t} [mh\varphi], \quad (8)$$

$$\overline{Q}_j(t) = \sum_{i=1}^N Q_{ij}^E(t)$$

Тогда система (1)-(4) эквивалента следующей:

$$\operatorname{div} \{ kh \alpha \cdot \operatorname{grad} p_H \} - \operatorname{div} \{ kh \eta \cdot \operatorname{grad} p_k \} + \sum_{j=1}^{n_1} \overline{Q}_j(t) \delta(x - x_j^E, y - y_j^E) = \frac{\partial}{\partial t} [mh\varphi], \quad (9)$$

$$\overline{Q}_j(t) = \sum_{i=1}^N Q_{ij}^E(t)$$

$$\begin{aligned} & \operatorname{div}\{k h \alpha_i z_i \cdot \operatorname{grad} p_H\} - \operatorname{div}\{k h \eta_i z_i \cdot \operatorname{grad} p_k\} + \\ & + \sum_{j=1}^{n_1} Q_{ij}^E(t) \delta(x - x_j^E, y - y_j^E) = \frac{\partial}{\partial t} [m h \varphi \cdot z_i], \quad i = \overline{1, N} \\ & \operatorname{div}\{k h \alpha_{N+1} z_{N+1} \cdot \operatorname{grad} p_H\} - \operatorname{div}\{k h \eta_{N+1} z_{N+1} \cdot \operatorname{grad} p_k\} + \\ & + \sum_{l=1}^{n_2} Q_{(N+1)l}^H(t) \delta(x - x_l^H, y - y_l^H) = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ m h \varphi \cdot z_{N+1} + h \omega \frac{\rho_{B0}}{M_B} \right] \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} & \operatorname{div}(c k h \lambda_B \operatorname{grad} p_H) - \operatorname{div}(c k h \lambda_B \operatorname{grad} p_k) + \\ & \frac{\partial}{\partial t} \left[ h(m c s_B + a) \frac{\rho_B}{M_B} \right] = \operatorname{div}(D \operatorname{grad} c) + \\ & + \sum_{l=1}^{n_2} c Q_{(N+1)l}^H(t) \delta(x - x_l^H, y - y_l^H) \end{aligned} \quad (11)$$

$$\text{Здесь: } \alpha_i = \frac{1}{1 + V_B(k_i - 1)} (\lambda_H + k_i \lambda_B);$$

$$\eta_i = \frac{k_i}{1 + V_B(k_i - 1)} \lambda_B; \quad \lambda_H = \frac{f_H \rho_H}{\mu_H M_H}; \quad \lambda_B = \frac{f_B \rho_B}{\mu_B M_B}$$

$$\varphi = \left( \frac{\rho_H s_H}{M_H} + \frac{\rho_B s_B}{M_B} \right); \quad \alpha_{N+1} = \frac{1}{1 + V_B(k_{N+1} - 1)} (\lambda_H + k_{N+1} \lambda_B);$$

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

$k_i$  - коэффициенты распределения  $i$ -го компонента между фазами.

Для решения гидродинамической задачи (9)-(12), (5)-(6) была использована схема «неявная по давлению в нефтяной фазе и явная по составу смеси и концентрации соли в водной фазе». Из уравнений (9)  $p_H(x, y, t)$  определяется итерационным поточечным методом Якоби, а из системы (10)  $z_i(x, y, t)$ , из (11)  $z_{N+1}(x, y, t)$ , из (12)  $c(x, y, t)$  методом Эйлера [16].

### Прогнозирование нефтеотдачи процесса вытеснение нефти водой с различным минералогическим составом в глино-содержащих коллекторах

На основе предложенных фильтрационных моделей были проведены расчеты по вытеснению нефти водой в глинистых пластах, включающих в себе одной нагнетательной и одной добывающей скважины.

Пластовая нефть глинистого пласта характеризовалась следующим начальным усредненным составом (молярная доля, %): метан 35.88; этан 2.82; пропан 1.69; бутан 1.12; пентан 1.05;  $C_{6+}$  - 56.12;  $N_2$  - 0.99;  $CO_2$  - 0.33.

В расчетах для значений параметров модели пласта и характеризующих физических свойств фаз, соответствующих на доли компонентов, были использованы следующие исходные данные [10,11]:

$$\begin{aligned} & p_0 = 18.0 \text{ МПа}; \quad l_x = 500 \text{ м}; \quad l_y = 50 \text{ м}; \quad h = 4.6 \text{ м}; \\ & Q_{(N+1)l}^H(t) = 4.977 \text{ кг/сек}; \quad a(c) = \Gamma \cdot c; \quad m = 0.199; \\ & \mu_B = 0.44 \text{ мПа} \cdot \text{сек}; \quad \rho_B = 1023.1 \text{ кг/м}^3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \mu_H = 1.02 \text{ мПа} \cdot \text{сек}; \quad \rho_H = 840.3 \text{ кг/м}^3; \\ & M_H = 195; \quad k_0 = 0.045 \text{ мкм}^2 \text{ или } k_0 = 0.3 \text{ мкм}^2; \end{aligned}$$

$$c_0 = 0.15; \quad s_{B0} = 0.2; \quad f_B(s_B, c) = \frac{c+l}{l} \left( \frac{s_B - 0.2}{0.8} \right)^3;$$

$$f_H(s_B) = \left( \frac{0.8 - s_B}{0.6} \right)^3; \quad \frac{c+l}{l} = \gamma = 4.6;$$

$$p_k(s, c) = \Pi \cdot J(s_B); \quad \Pi = \sigma \sqrt{m_0 / k_0} = 0.1 \text{ МПа};$$

$$J(s_B) = \frac{0.2(0.9 - s)}{(1.2 - s)^2 (2s - s^2)};$$

$$D(s, c) = D_0(2 - s); \quad D_0 = 10^{-5} \text{ м}^2/\text{сек}.$$

Расчеты были проведены с учетом набухания глин и без него. В расчетах принимались следующие зависимости изменения пористости и проницаемости от водонасыщенности при набухании глин [10,17,18]:

$$m + \omega = m_0; \quad \omega = m_0 B s_B; \quad m = m_0(1 - B s_B); \quad k = k_0(1 - B s_B).$$

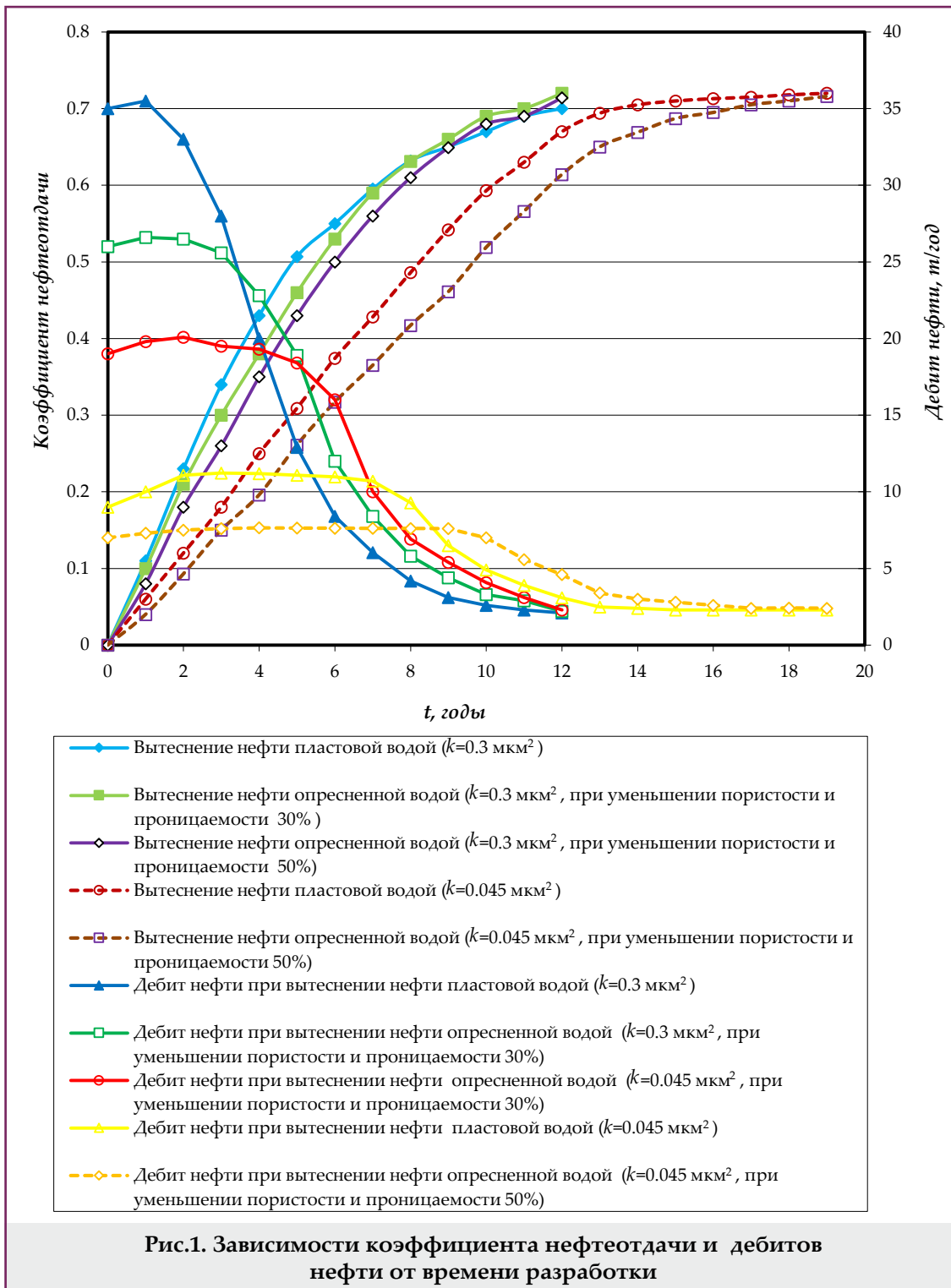
При изменении пористости и проницаемости на 30% коэффициент  $B$  был идентифицирован как  $B=0.4$ , а при изменении 50% как  $B=0.46$ .

Результаты расчетов представлены на рисунках 1 и 2. На рисунке 1 показаны динамики нефтеотдачи и дебита нефти для пласта с проницаемостью  $k_0=0.3$  мкм<sup>2</sup> и  $k_0=0.045$  мкм<sup>2</sup>, а на рисунке 2 представлены зависимости обводненности продукции.

Из рисунка 1 следует, что в случае пласта с проницаемостью  $k_0=0.3$  мкм<sup>2</sup> время разработки в зависимости от величины изменения пористости соответствуют к 10-13 годам и различия нефтеотдачи на одинаковых моментах времени составляет примерно 3-5%. Для пласта с проницаемостью  $k_0=0.045$  мкм<sup>2</sup> необходимо применять пластовые воды, поскольку положительный эффект от закачки опресненных вод начнет появляться после 17 лет, что превышает реальные сроки ожидания эффекта от разработки пласта. Видно, что для пласта  $k_0=0.3$  мкм<sup>2</sup> применение пластовой воды приводит к увеличению дебитов нефти всего на 2-3 года, в то время как для  $k_0=0.045$  мкм<sup>2</sup> это увеличение проявляется в течение 8-9 лет. Вместе с тем применение опресненных вод позволяют уменьшить дебиты воды почти в два раза, что, безусловно, будет оказывать положительное влияние на экономическую оценку технологического подхода.

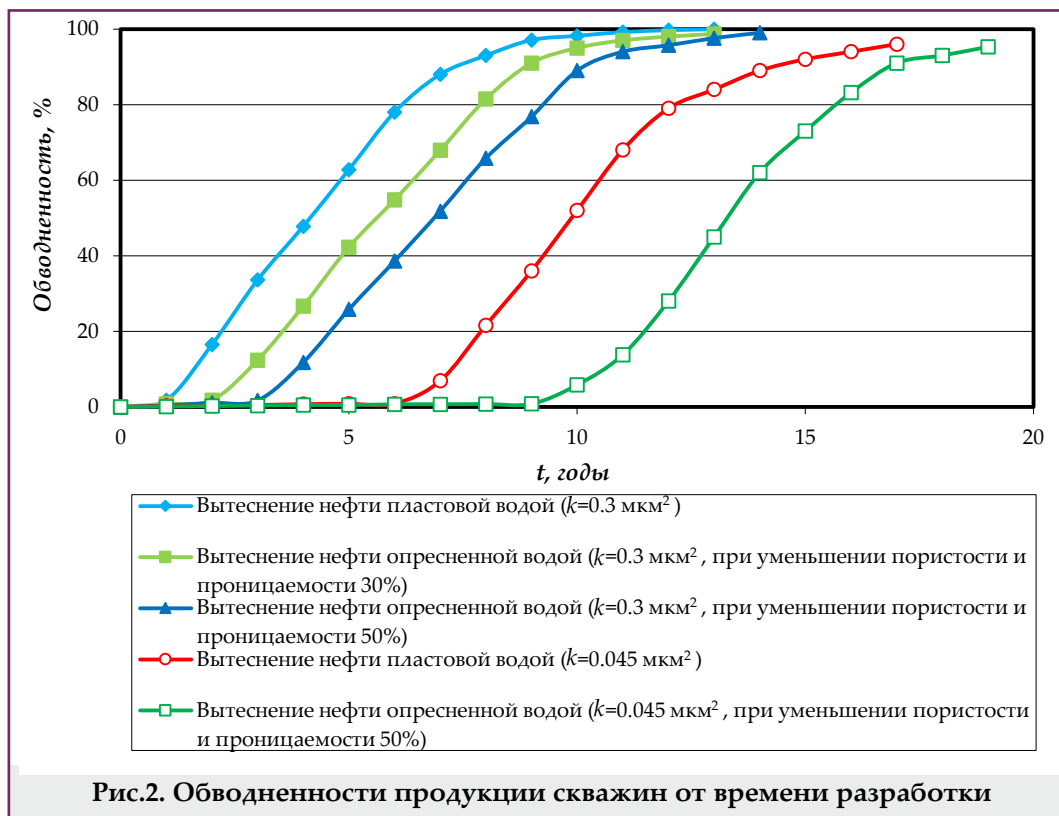
На рисунке 2 представлены зависимости обводненности продукции от времени разработки. Закачка в глино-содержащий пласт опресненных вод приводит к улучшению динамики обводнения продукции. При закачке пластовой воды на пласт с проницаемостью  $k_0=0.045$  мкм<sup>2</sup> прорыв воды в добывающую скважину произойдет через 8 лет после начала закачки, а в варианте с закачкой пресной воды по сравнению пластовой вода не прорывает в добывающую скважину в течение этого периода и вытеснение идет более полно.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что в зависимости от проницаемости применение закачки в глино-содержащий пласт пластовых и опресненных вод технологически может быть как эффективным, так и неэффективным.



### Выводы

1. При вытеснении нефти опресненной водой в глинодержащем пласте набухание глин снижает дебиты скважин по нефти, растягивает сроки разработки, улучшает динамик обводнения продукции скважин.
2. Изменение минерализации закачиваемой воды в глинодержащий пласт влияет на массообмен между нефтью и водой, на компонентоизвлечение, состав и свойства остаточной нефти. Увеличение коэффициента вытеснения нефти происходит не только за счет набухания глин, но и за счет компонентообмена в нефти.
3. При вытеснении нефти водой в низкопроницаемом глинодержащем пласте использование пластовой, а в высокопроницаемом пласте опресненной воды может являться технологически эффективным.



### Литература

1. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
2. Сулейманов, Б. А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.
3. Сулейманов, Б. А., Байрамов, М. М., Мамедов, М. Р. (2004). О влиянии скин-эффекта на дебит нефтяных скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, 68-70.
4. Сулейманов, Б. А. (1997). Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче. *Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук*. Баку: АГНА.
5. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
6. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
7. Сулейманов, Б.А., Исмаилов, Ф.С., Велиев, Э.Ф., Дышин, О.А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

### References

1. Suleimanov, B.A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
2. Suleimanov, B. A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.
3. Suleimanov, B.A., Bayramov, M. M., Mamedov M. R. (2004). The skin effect and its influence on oil well production. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 8, 68-70.
4. Suleimanov, B. A. (1997). Theoretical and practical applications of heterogeneous systems in the oil production technology. *Dissertation for the Degree of Doctor of Sciences in Technics*. Baku: ASOIU.
5. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
6. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
7. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

8. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

9. Сулейманов, Б. А., Ляtifов, Я. А., Велиев, Э. Ф. (2019). Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.

10. Забродин, П. И., Хавкин, А. Я., Чернышев, Г. И. (1991). Радиометрические исследования особенностей фильтрации разноминерализованных вод в глиносодержащих коллекторах. *Нефтяная промышленность. Серия «Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи»*, 6, 1-9.

11. Аширов, А. Б., Выжигин, Г. В., Данилова, А. И. и др. (1980). Изменение коллекторских свойств продуктивных пластов при разработке залежей. *Нефтяное хозяйство*, 3, 29-33.

12. Закиров, С. Н., Сомов, Б. Е., Гордон, В. Я. и др. (1988). Многомерная и многокомпонентная фильтрация. *Москва: Недра*.

13. Фейзуллаев, Х. А. (2006). Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины «сухим» газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *ANAS Transactions*, 2, 48-54.

14. Сулейманов, Б. А., Фейзуллаев, Х. А. (2017). Моделирование изоляции водопритоков при разработке зонально-неоднородных нефтяных пластов. *ANAS Transactions*, 2, 72-81.

15. Брусилковский, А. И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. *Москва: Грааль*.

16. Азиз, Х., Сеттари, Э. (1982). Математическое моделирование пластовых систем. *Москва: Недра*.

17. Коновалов, А. Н. (1972). Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. *Новосибирск: НГУ*.

18. Ступоченко, В. Е. (1981). Влияние глинистости коллектора на полноту вытеснения нефти водой. *Геолого-физические аспекты обоснования коэффициента нефтеотдачи*, 228, 59-79.

8. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

9. Suleimanov, B.A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened Water Application for Enhanced Oil Recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.

10. Zabrodin, P. I., Havkin, A. YA., Chernyshev, G. I. (1991). Radiometricheskie issledovaniya osobennostey fil'tracii raznomineralizovannykh vod v glinosoderzhashchih kollektorah. *Neftyanaya promyshchennost'. Ceriya «Razrabotka neftnykh mestorozhdenij i metody povysheniya nefteotdachi»*, 6, 1-9.

11. Ashirov, A. B., Vyzhigin, G. V., Danilova, A. I. I dr. (1980). Izmenenie kollektorskih svojstv produktivnykh plastov pri razrabotke zalezhej. *Neftyanoe hozyajstvo*, 3, 29-33.

12. Zakirov, S. N., Somov, B. E., Gordon, V. Ya., et al. (1988). Multidimensional filtering and multicomponent filtration. *Moscow: Nedra*.

13. Feyzullayev, Kh. A. (2006). Numerous modelling of processing of the bottom zones of the gas condensate wells by «dry» gas taking into consideration many-component filtration of systems. *ANAS Transactions*, 2, 48-54.

14. Suleimanov, B. A., Feyzullayev, Kh. A. (2017). Modelling of water inflows isolation during development of zonal heterogenous oil layers. *ANAS Transactions*, 1, 72-81.

15. Brusilovsky, A. (2002). Phase transformations in the development of oil and gas. *Moscow: Graal*.

16. Aziz, K., Settari, A. (1979). Petroleum reservoir simulation. *Applied Science Publishers, LTD*.

17. Konovlov, A. N. (1972). Problems of multiphase incompressible fluid filtration. *Novosibirsk: NGU*.

18. Stupochenko, V. E. (1981). Vliyanie glinistosti kollektora na polnotu vytesneniya nefti vodoj. *Geologo-fizicheskie aspekty obosnovaniya koefficienta nefteotdachi*, 1981, 228, 59-79.

**Прогнозирование технологических показателей процесса вытеснение нефти водой с различным минералогическим составом в глинодержающих коллекторах**

**Х.А.Фейзуллаев, С.В.Агаларова**  
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

**Реферат**

Предложена многокомпонентная гидродинамическая модель процесса вытеснение нефти водой с различным минералогическим составом в глинодержающих коллекторах на основе комбинации уравнений неразрывности, закона фильтрации и уравнений состояния фаз, уравнения концентрации соли в воде и уравнения насыщения между фазами. На основе чего прогнозированы технологические показатели процесса вытеснение нефти пресными и пластовыми водами с учетом набухания глины и без него.

**Ключевые слова:** пластовые и опресненные воды; набухание глины, нефтенасыщенность; проницаемость; пористость.

**Gil saxlayan kollektorda neftin müxtəlif mineral tərkibli su ilə sıxışdırılması prosesinin texnoloji göstəricilərinin proqnozlaşdırılması**

**Х.А.Фейзуллаев, С.В.Агаларова**  
«Нефтqазелмитədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

**Xülasə**

Hər bir komponentə görə kəsilməzlik tənlikləri, süzülmə qanunu və fazaların hal tənlikləri, suda duzun konsentrasiya tənliyi və fazalar arasında doyumluluq tənliyinin birgə kombinasiyası əsasında gil saxlayan kollektorda neftin su ilə sıxışdırılması prosesinin ikifazlı çoxkomponentli hidrodinamik modeli təklif edilmiş və onun əsasında gilli layda neftin lay və şirin su ilə sıxışdırılması prosesində gilin şişməsi və şişməməsi nəzərə alınmaqla texnoloji göstəricilər proqnozlaşdırılmışdır.

**Açar sözlər:** şirin və lay suyu; gil şişməsi; neftlədoyma; keçiricilik; məsaməlik.