

Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей

Валерий Алексеевич Андреев¹, Семён Фёдорович Мулявин²✉,
Александр Витальевич Бяков¹, Антон Максимович Ведменский²,
Ирина Георгиевна Стешенко², Ольга Александровна Баженова²

¹ Многопрофильное научное предприятие «Геодата», Тюмень, Россия

² Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: muljavinsf@tyuiu.ru ✉

Аннотация. В статье приводится описание характеристик вытеснения, являющихся зависимостями между накопленными отборами нефти и жидкости или обводненностью. Рассмотрены различные подходы к интерпретации этих зависимостей, а также критерии применимости тех или иных функций в зависимости от характеристик разрабатываемой залежи. Показаны примеры построения данных зависимостей для некоторых месторождений Западной Сибири, а также расчет параметров для зависимости, предложенной авторами для Муравленковского месторождения.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, характеристики вытеснения, функция Бакли — Леверетта, накопленная добыча, обводненность, коэффициент извлечения нефти

Цитирование: Андреев В. А., Мулявин С. Ф., Бяков А. В., Ведменский А. М., Стешенко И. Г., Баженова О. А. 2024. Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 3 (39). С. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>

Поступила 09.09.2024; одобрена 16.09.2024; принята 02.10.2024

Application of the properties of oil displacement by water in the development of oil deposits

Valerij A. Andreev¹, Semyon F. Mulyavin²✉, Aleksandr V. Bjakov¹, Anton M. Vedmenskiy², Irina G. Steshenko², Olga A. Bazhenova²

¹ Multidisciplinary Scientific Enterprise “Geodata”, Tyumen, Russia

² Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: muljavinsf@tyuiu.ru✉

Abstract. This article describes the concept of displacement characteristics, which are dependencies between accumulated oil and liquid withdrawals or waterlogging. The authors present various approaches towards interpreting these dependencies and the criteria for functions’ application depending on the properties of the deposit under development. Examples of constructing such dependencies for fields in Western Siberia are shown, as well as the calculation of parameters for the dependence proposed by the authors as shown in the Muravlenkovskoe field.

Keywords: oil field development, displacement characteristics, Buckley–Leverett function, accumulated production, water availability, oil recovery coefficient

Citation: Andreev, V. A., Mulyavin, S. F., Bjakov, A. V., Vedmenskiy, A. M., Steshenko, I. G., & Bazhenova, O. A. (2024). Application of the properties of oil displacement by water in the development of oil deposits. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(3), 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>

Received Sep. 9, 2024; Reviewed Sep. 16, 2024; Accepted Oct. 2, 2024

Введение

Целью работы является установление значимости и применимости характеристик вытеснения для повышения эффективности разработки нефтяных залежей.

Обоснование и выбор определенных параметров одномерных или нульмерных моделей пласта является основным подходом при одномерном моделировании процесса разработки эксплуатационного объекта. С математической точки зрения эти параметры должны учитывать характеристики поровой среды, геологическое строение пласта, а также параметры насыщающих флюидов. Информация о продуктивном пласте является основополагающей при математическом моделировании. С другой стороны, многомерная модель должна содержать и использовать весь спектр геологической, геофизической

и промысловой информации достаточно точной степени достоверности, что практически невозможно на сегодняшний день. Актуальным становится установление связей между фильтрационными свойствами и геологическими характеристиками системы «поровая среда — флюид», а также то, как технология эксплуатации пласта оказывает влияние на эти параметры.

Однако достигнутый уровень развития моделирования имеет ограничения в области решения таких задач. Таким образом, специалисты нефтегазовой отрасли стремятся использовать менее сложные модели с небольшим количеством задаваемых параметров [Мирзаджанзаде и др., 1987].

Сопоставление моделей

Одной из важнейших составляющих модели служат характеристики вытеснения одного флюида, насыщающего поровую среду коллектора, другой жидкостью. В работах В. М. Ревенко [1983], В. А. Андреева и др. [1987], В. А. Бочарова [2000], А. А. Рощина [2009], а также в СТО 51.00.026.86ⁱ и РД 39-0147035-254-88Рⁱⁱ дается определение характеристикам вытеснения как взаимозависимостям накопленных отборов нефти и жидкости или отборов нефти и значения обводненности. Эти зависимости могут быть представлены формулами:

$$Q_H = F_1(Q_{\text{ж}}) \quad (1)$$

или

$$Q_H = F_2(f) = F_2(f_H), \quad (2)$$

$$f = \frac{dQ_{\text{в}}}{dQ_{\text{ж}}}, \quad (3)$$

$$f_H = \frac{dQ_H}{dQ_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где Q_H , $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{ж}}$ — соответственно накопленная добыча нефти, воды, жидкости с начала разработки, тыс. т; f — обводненность продукции, д. ед.; $f_H = (1 - f)$ — доля нефти в потоке, д. ед.

Пусть $q(t)$ — дебит поступающей в пласт воды; σ — нормированная (или «динамическая») водонасыщенность ($0 \leq \sigma \leq 1$); $f(\sigma)$ — функция Бакли — Леверетта, определяемая равенством:

$$f(\sigma) = \left(1 + \frac{\mu_0 f_H(\sigma)}{f_{\text{в}}(\sigma)} \right)^{-1}, \quad (5)$$

где $f_H(\sigma)$ и $f_{\text{в}}(\sigma)$ — функции относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, μ_0 — отношение вязкостей воды и нефти.

ⁱ СТО 51.00.026.86. Регламент на технологию проведения кислотных обработок на месторождениях Главтюменнефтегаза. Тюмень: СибНИИНП, 1986. 45 с.

ⁱⁱ РД 39-0147035-254-88Р. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза. М.; Тюмень; Нижневартовск: ВНИИ, 1988. 21 с.

Основное содержание модели Бакли — Леверетта, описывающей процесс вытеснения нефти водой из однородного пористого пласта, составляет фактически зависимость между функцией Бакли — Леверетта $f(\sigma)$ и функцией $T(x)$:

$$\frac{Q_n(t)}{Q_0} = T\left(\frac{Q(t)}{Q_0}\right). \quad (6)$$

Данная зависимость имеет вид:

$$\frac{T(x)}{x} = 1 - f(\sigma) + \sigma f'(\sigma), \quad \frac{1}{x} = f'(\sigma), \quad \sigma \in [0, 1], \quad (7)$$

$$f(\sigma) = 1 - T'(x), \quad \sigma = T(x) - xT'(x), \quad x \in [\delta, \Delta], \quad (8)$$

$$\delta = \frac{1}{f'(0)}, \quad \Delta = \frac{1}{f'(1)}, \quad f'(0) \neq 0. \quad (9)$$

Кроме того, эта зависимость параметрически задает как $T(x)$ по данной функции $f(\sigma)$, так и $f(\sigma)$ при известной выпуклой вверх функции $T(x)$. При этом $T(x) \equiv x$ для $x \in [0, \delta]$, $T(x) \equiv 1$ при $x \geq \Delta$, а насыщенность σ изменяется на интервале $[\sigma_\phi, 1]$, где $\sigma_\phi = \delta(1 - \lambda)$, $\lambda = T'(\delta) \leq 1$. Очевидно также, что $f'(\sigma_\phi) = f(\sigma_\phi)/\sigma_\phi$, и поэтому в обычном смысле σ_ϕ является насыщенностью на скачке [Чарный, 1963], введенном впервые в работе Бакли и Леверетта [Buckley, Leverett, 1942]. Мы, однако, считаем, что случаю $T'(\delta) < 1$ соответствуют эффекты капиллярного запираания на выходе из пласта (точнее, из образца пористой среды в лабораторных опытах по определению $f(\sigma)$), а они, как известно, не могут быть описаны в рамках модели Бакли — Леверетта [Buckley, Leverett, 1942].

При известном дебите закачки $q(t)$ найденная по $f(\sigma)$ функция $T(x)$ полностью описывает весь процесс вытеснения, в то время как при заданном перепаде давления необходимо дополнительно определять $q(t)$ с использованием функций относительных фазовых проницаемостей $f_n(\sigma)$ и $f_v(\sigma)$. Рассматривая в дальнейшем только случай известного дебита закачки, укажем теперь модель слоистого пласта, полностью эквивалентную этому «дебитному» описанию модели Бакли — Леверетта.

Пусть имеется слоистый пласт с функцией $F(K)$ распределения слоев по проницаемости $K = k/k_{\max}$, где k — абсолютная проницаемость, $k_{\max}$ — ее максимальное значение, а в каждом слое вытеснение носит поршневой характер, как в отдельной трубке тока. В предположении об одинаковых фильтрационных свойствах воды и вытесняемой ею нефти (отношение их подвижностей равно в этом случае единице) для дебита $dq(t, K)$ воды, поступающей в пропласток с проницаемостью K и площадью поперечного сечения $AdF(K)$ (назовем его для удобства K -слоем), выполняется соотношение

$$dq(t, K) = Kq_0(t)dF(K), \quad (10)$$

где $q_0(t)$ — коэффициент пропорциональности, имеющий размерность дебита. Суммированием по всем прослоям получаем

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{\delta}, \quad \delta = \int_{\alpha}^1 KdF(K), \quad \alpha = \frac{k_{\min}}{k_{\max}}. \quad (11)$$

Зная количество поступившей в K -слой воды, находим положение водонефтяного контакта в пласте, а тем самым и характеристики вытеснения. Получим

$$T(x) = 1 - \frac{\left[1 - \delta - \Phi\left(\frac{\delta}{x}\right)\right]x}{\delta}, \quad \Phi(K) = \int_K^1 F(K)dK, \quad (12)$$

$$F(K) = 1 - T\left(\frac{\delta}{K}\right) + \frac{\delta T'\left(\frac{\delta}{K}\right)}{K}. \quad (13)$$

Из данного выражения следует, что функция $T(x)$ связана только с $F(K)$ (основным параметром задачи), как и в модели Бакли — Леверетта. Исходя из этого, можно указывать функции $f(\sigma)$ и $F(K)$, приводящие к одной и той же в данном случае зависимости $T(x)$. Итак, модель слоистого пласта (при $\mu = 1$) эквивалентна модели Бакли — Леверетта. Тогда

$$F(K) = 1 - \sigma, \quad K = \frac{f'(\sigma)}{f'(0)}, \quad \sigma \in [0, 1]. \quad (14)$$

Таким образом, мы можем рассматривать вместо однородного пласта модели Бакли — Леверетта расслоенный пласт с функцией распределения (14) и условно считать, что при этом нефть «превратилась» в воду.

Отметим, что подобное сравнение уже встречалось в литературе [Андреев и др., 1987; Медведский, 1987; Андреев, 1990] и было использовано Ю. П. Борисовым [1959] для описания процесса «отмывки» слоистого пласта, когда в каждом прослое вытеснение нефти водой осуществлялось по схеме Бакли — Леверетта. Это позволяло после расслоения каждого прослоя в соответствии с функцией $f(\sigma)$ перестроить пласт в такой же слоистый, но с другой функцией распределения. Здесь мы, не указывая вида этой новой функции распределения, сразу же приводим легко получаемое выражение для функции $T_*(x)$ перестроенного пласта через соответствующую $f(\sigma)$ функцию $T(x)$ из (1) и функцию распределения $F(K)$ первоначального пласта:

$$T_*(x) = \int_{\alpha}^1 T\left(\frac{xK}{\delta}\right) dF(K). \quad (15)$$

Подчеркнем, что $T(x)$ определена при всех $x \geq 0$. Кроме того, если $\tilde{\delta} = \int_{\alpha}^1 K dF(K)$, $\tilde{\Delta} = \alpha/\delta$, то $T_*(x) < \min(x, 1)$ на интервале (δ_*, Δ_*) с $\delta_* = \delta\tilde{\delta}$, $\Delta_* = \Delta\tilde{\Delta}$.

Представленные функции эффективно применимы на достаточной истории эксплуатации пласта и при значении обводенности не менее 30%. Эффективность извлечения запасов нефти может быть определена только при условии установления характеристик вытеснения нефти водой. Эти характеристики могут быть использованы для определения извлекаемых запасов, а также при оценке эффективности извлечения нефти за период разработки эксплуатационного объекта. Характеристики вытеснения устанавливаются по фактическим технологическим параметрам эксплуатации пластов, что повышает эффективность их применения. Эти зависимости основываются на геолого-физической

характеристике продуктивных пластов, реальных показателях работы скважин, свойствах пластовых флюидов, а также реализованной системе разработки объекта. Для определения технологической эффективности применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока характеристики вытеснения также получили обширное применение.

Благодаря построению этих зависимостей возможно объективное отражение процесса вытеснения нефти водой по истории разработки объекта в удобной для изучения форме [Сазонов, 1962; Колганов и др., 1966; Сазонов, 1973; Мулявин, 2011].

К положительным сторонам использования характеристик вытеснения для анализа, прогнозирования и определения технологической эффективности процессов разработки можно отнести:

- относительно малое количество требуемой исходной геологической и геофизической информации для определения способа анализа и прогнозирования;
- прогнозирование извлекаемых запасов нефти без предварительной оценки ввиду того, что определение балансовых запасов и коэффициентов извлечения нефти (КИН) в некоторых случаях представляется затруднительным;
- возможность интегрально учесть особенности разработки и характеристики объекта на основании фактических данных по истории эксплуатации;
- простоту построения зависимостей и высокую скорость применения.

Недостатками являются:

- использование при реализованной системе заводнения залежей;
- удовлетворительная эффективность применения метода при достижении 30% обводненности пласта.

Приведем наиболее широко применяемые формулы для характеристик вытеснения нефти водой (табл. 1).

1. Зависимость В. Д. Лысенко [2003]:

$$Q_H = Q_0 \left(1 - \exp \left(-b \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_0} \right) \right), \quad (16)$$

$$Q_H = Q_0 \left(1 - \frac{f}{b} \right), \quad (17)$$

$$T(x) = 1 - \exp(-bx). \quad (18)$$

2. Зависимость В. М. Ревенко [Атанов и др., 1973а, б; Ревенко, 1983]:

$$Q_H = Q_0 \left(1 - (1 - d) \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{пр}}} \right)^{-a} \right), \quad (19)$$

$$Q_H = Q_0 (1 - (1 - d) f_H^d), \quad (20)$$

где $a = d/(1 - d)$, $Q_{\text{пр}} = Q_0 d$.

3. Зависимость С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972]:

$$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{Q_{\text{ж}} - Q_{\text{н}}}{Q_0} + b, \quad (21)$$

$$\left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0}\right)^2 = \frac{(b-1)f_{\text{н}}}{1-f_{\text{н}}}. \quad (22)$$

4. Зависимость Р. И. Медведского [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004]:

$$Q_{\text{н}} = Q_0 \left(1 - (1-d) \left[1 + \frac{1}{\alpha} \frac{d}{1-d} \frac{Q_{\text{ж}} - Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{пр}}}\right]^{-\alpha}\right), \quad (23)$$

$$Q_{\text{н}} = Q_0(1 - (1-d)f_{\text{н}}^{d_1}), \quad (24)$$

$$T(x) = 1 - (1-d) \left(1 + \frac{1}{\alpha} \frac{d}{1-d} (x)\right)^{-d}, \quad (25)$$

где $a = d_1/(1-d_1)$.

5. Зависимость МБА (С. Ф. Мулявин, А. В. Бяков, В. А. Андреев) [Бяков и др., 1997]:

$$\left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0}\right)^M = \frac{(\alpha - \beta)f_{\text{н}}}{1 - \beta f_{\text{н}}}. \quad (26)$$

При $\beta = 1$ получаем обобщенную зависимость С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972], при $\beta = 0$ — зависимость Р. И. Медведского [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004].

6. LR-обобщенная зависимость В. А. Андреева [Андреев и др., 1987]:

$$Q_{\text{н}} = Q_0 - (Q_0 - Q_{\text{нп}}) \exp \left\{ -L \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{п}}} - 1 \right) - R \ln \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{п}}} \right) \right\}. \quad (27)$$

При $R = 0$ получается формула В. Д. Лысенко [2003], а при $L = 0$ — зависимость В. М. Ревенко [Атанов и др., 1973а, б; Ревенко, 1983].

7. АВ-обобщенная зависимость В. А. Андреева [Андреев и др., 1987; Андреев, 1990]:

$$(Q_0 - Q_{\text{нп}}) \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{нп}}}{Q_0 - Q_{\text{н}}} = A(Q - Q_{\text{п}}) + B(Q_{\text{п}} - Q_{\text{нп}}), \quad (28)$$

$$T(x) = \frac{Q_{\text{н}}(t)}{Q_0}, \quad (29)$$

$$x = \frac{Q_{\text{ж}}(t)}{Q_0}, \quad (30)$$

где $T(x) = Q_{\text{н}}(t)/Q_0$; $x = Q_{\text{ж}}(t)/Q_0$; $Q_{\text{н}}$ — количество извлеченной нефти за весь период разработки; $Q_{\text{в}}$ — количество извлеченной воды за весь период; $Q_{\text{ж}}$ — количество извлеченной жидкости за весь период; Q_0 — потенциально-извлекаемые

запасы нефти; $Q_{\text{нп}}$ — последняя фактическая точка истории; $q_{\text{н}}$ — текущий дебит нефти; $q_{\text{в}}$ — текущий дебит воды; $d, d_1, \alpha, \beta, A, B, L, R$ — коэффициенты, полученные в ходе статической обработки показателей методом наименьших квадратов.

Таблица 1. Основные формулы характеристик вытеснения
Table 1. Basic formulas of displacement properties

$Q_{\text{н}} = F_1(Q_{\text{ж}})$	$Q_{\text{н}} = F_2(f_{\text{н}})$
1. Г. С. Камбаров [Камбаров и др., 1974]	
$Q_{\text{н}} = Q_0 - \frac{b}{Q_{\text{ж}}}$	$Q_{\text{н}} = Q_0 - \sqrt{b(1 - f_{\text{н}})}$
2. В. Д. Лысенко [2003]	
$Q_{\text{н}} = Q_0 \left(1 - \exp \left(-b \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_0} \right) \right)$	$Q_{\text{н}} = Q_0 \left(1 - \frac{f}{b} \right)$
3. В. М. Ревенко [Атанов и др., 1973а, б; Ревенко, 1983]	
$Q_{\text{н}} = Q_0 \left(1 - (1 - d) \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_0 d} \right)^{-a} \right)$, где $a = d/(1 - d)$	$Q_{\text{н}} = Q_0 (1 - (1 - d) f_{\text{н}}^d)$
4. С. Н. Назаров, Н. В. Сипачёв [1972]	
$\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{Q_{\text{ж}} - Q_{\text{н}}}{Q_0} + b$	$\left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0} \right)^2 = \frac{(b - 1) f_{\text{н}}}{1 - f_{\text{н}}}$
5. Р. И. Медведский [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004]	
$Q_{\text{н}} = Q_0 \left\{ 1 - (1 - d) \left(1 + \frac{1}{a} \frac{d}{1 - d} \frac{Q_{\text{ж}}}{Q_0 d} \right)^{-a} \right\}$	$Q_{\text{н}} = Q_0 (1 - (1 - d) f_{\text{н}}^{d1})$ или $\left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0} \right)^{\alpha} = (1 - d)^{\alpha} f_{\text{н}}$
6. Б. Ф. Сазонов [1962]	
$Q_{\text{н}} = A + B \ln Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{н}} = A + B \ln \frac{B}{f}$
7. Обобщенная С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972]	
$Q_{\text{в}} = Q_0 \frac{b - 1}{1 - \alpha} \left(1 - \left(1 - \frac{Q_{\text{н}}}{Q_0} \right)^{1 - \alpha} \right)$	$\left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0} \right)^{\alpha} = \frac{(b - 1) f_{\text{н}}}{1 - f_{\text{н}}}$
8. В. А. Андреев (зависимость LR) [Андреев и др., 1987]	
$Q_{\text{н}} = Q_0 - (Q_0 - Q_{\text{н}}^*) \exp \left\{ -L \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}}^*} - 1 \right) - R \ln \left(\frac{Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}}^*} \right) \right\}$ При $R = 0$ — зависимость В. Д. Лысенко [2003]; при $L = 0$ — зависимость В. М. Ревенко [Атанов и др., 1973а, б; Ревенко, 1983]	$Q_{\text{ж}} - \beta Q_{\text{н}} = \frac{b - \beta}{1 - \alpha} Q_0 \left(1 - \left(\frac{Q_0 - Q_{\text{н}}}{Q_0} \right)^{1 - \alpha} \right)$
9. В. А. Андреев (зависимость АВ) [Андреев и др., 1987; Андреев, 1990]	
$\frac{(Q_0 - Q_{\text{н}}^*)(Q_{\text{н}} - Q_{\text{н}}^*)}{Q_0 - Q_{\text{н}}} = A(Q_{\text{ж}} - Q_{\text{ж}}^*) + B(Q_{\text{н}} - Q_{\text{н}}^*)$ Обобщение зависимости С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972]	—

Окончание таблицы 1

Table 1 (end)

$Q_n = F_1(Q_{ж})$	$Q_n = F_2(f_n)$
10. Зависимость МБА ₁ (С. Ф. Мулявин, А. В. Бяков, В. А. Андреев) [Бяков и др., 1997]	
$Q_{ж} - Q_n = Q_0 \left[\frac{b-1}{1-a} \left[1 - \left(1 - \frac{Q_n}{Q_0} \right) \right] \right]^{1-a}$ При $\beta = 1$ — обобщенная зависимость С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972]; при $\beta = 0$ — зависимость Р. И. Медведского [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004], где $\alpha = 1/d_1$, $b = (1-d)^\alpha$	$\left(\frac{Q_0 - Q_n}{Q_0} \right)^\alpha = \frac{(b-\beta)f_n}{1-\beta f_n}$
11. Зависимость МБА ₂ (В. А. Андреев) [Андреев, 1990]	
$Q_{ж} = Q_* + a(Q_n - Q_n^*) + bQ_n \left[\left(\frac{Q_0 - Q_n^*}{Q_0 - Q_n} \right)^e - 1 \right]$	$f = \frac{Q_n - Q_0}{\alpha Q_n + bQ_{ж} + c}$

Результаты и обсуждение

В основе вывода формул лежат уравнения Велджа:

$$\begin{cases} f = 1 - T'(x), \\ f' = \frac{1}{x}, \\ \sigma = T(x) - xT'(x). \end{cases} \quad (31)$$

При изменении параметра d в зависимости Р. И. Медведского [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004] получаются функции (1), (2) и (3) как частные случаи:

- при $d = d_1$ — зависимость В. М. Ревенко [Атанов и др., 1973а, б; Ревенко, 1983];
- при $d = 0,5$ — зависимость Г. С. Камбарова [Камбаров и др., 1974];
- при $d_1 \rightarrow \infty$ — зависимость В. Д. Лысенко [2003].

Поскольку в зависимости Р. И. Медведского [Медведский, 1987; Медведский, Севастьянов, 2004] применен параметр безводной добычи нефти d , получается, что эта зависимость характеризует только нефтяную зону залежи. Для прочих типов залежей также можно использовать эту функцию путем замены значения d на нулевое или отрицательное, что в результате приведет к определению залежи как водонефтяной.

В зависимость С. Н. Назарова и Н. В. Сипачёва [1972] входит параметр $b = 1/f_0$ (f_0 — входная обводненность новых скважин). Данная функция характеризует только водо-нефтяную зону пласта.

$$\left(\frac{Q_0 - Q_n}{Q_0} \right)^M (1 - \beta f_n) = (\alpha - \beta) f_n, \quad (32)$$

$$\left(\frac{Q_0 - Q_n}{Q_0} \right)^M (1 - \beta f_n) = \left(\frac{Q_0 - Q_n}{Q_0} \right)^M \beta f_n + (\alpha - \beta) f_n, \quad (33)$$

$$\left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^M = \left\{ \beta \left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^M + (\alpha - \beta) \right\} f_H. \quad (34)$$

Потому как $f_H = dQ_H/dQ_{ж}$, переходим к уравнению

$$\left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^M = \left\{ \beta \left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^M + (\alpha - \beta) \right\} \frac{dQ_H}{dQ_{ж}}, \quad (35)$$

или

$$f_H = \left\{ \beta + (\alpha - \beta) \left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^{-M} \right\}, \quad (36)$$

где Q_0 — потенциально извлекаемые запасы, которые определяются путем нахождения по историческим данным о добыче функции, которая имеет наименьшее среднеквадратичное отклонение от фактических показателей разработки. Тогда

$$K_{охв} = \frac{Q_0}{Q_{геол} K_{выт}}, \quad (37)$$

где $Q_{геол}$ — геологические запасы нефти; Q_0 — потенциально извлекаемые запасы нефти; $K_{выт}$ — коэффициент вытеснения.

На рис. 1 представлена взаимосвязь между КИН и обводненностью продукции, продемонстрированная для продуктивных пластов месторождений, расположенных в Западной Сибири. Рис. 2 отражает на примере Муравленковского месторождения результаты расчетов параметров, позволяющих определить зависимости (26) с наименьшими среднеквадратичными отклонениями.

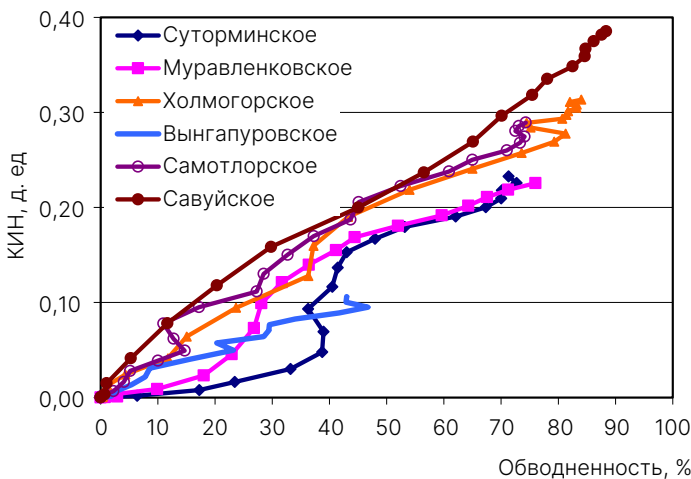


Рис. 1. Характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири

Fig. 1. Oil displacement properties in Western Siberia

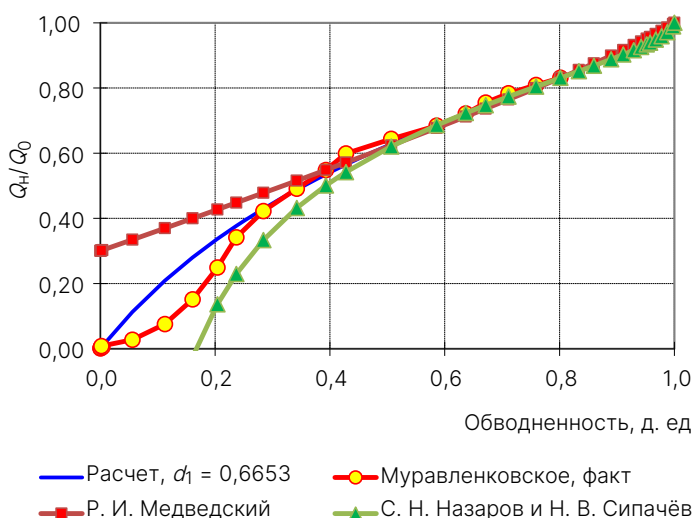


Рис. 2. Характеристика вытеснения нефти Муравленковского месторождения

Fig. 2. Oil displacement properties at the Muravlenkovskoye field

Заклучение

Можно утверждать, что характеристики вытеснения служат удобным, эффективным и простым инструментом, доступным для использования в определении потенциальных извлекаемых запасов нефти. Их можно успешно применять, если обводненность составляет не менее 30%, опираясь при этом на исторические данные о разработке залежи. Более того, такие характеристики позволяют оценивать эффективность геолого-технических мероприятий, устанавливать коэффициент охвата пласта процессом вытеснения и прогнозировать объемы добычи нефти. В статье приведены и рассмотрены зависимости, которые могут быть успешно использованы для оценки коэффициента извлечения нефти в зависимости от параметров залежи, предоставляя ценное аналитическое понимание.

Среди положительных сторон применения характеристик вытеснения отмечается: учет всех особенностей разработки эксплуатационного объекта на основании реальных исторических данных, небольшое количество необходимой исходной геологической и геофизической информации, возможность в затруднительных случаях определять количество извлекаемых запасов нефти без предварительной оценки.

Авторами проанализированы подходы к определению и построению характеристик вытеснения, выделены особенности и преимущества их применения с целью определения эффективности разработки эксплуатационных объектов месторождений. Предложено определение функции распределения через выражение для функции $T(x)$ слоистого пласта. Построены и сопоставлены с фактическими данными функции КИН от обводненности для Муравленковского месторождения. С помощью данных функций возможно определить параметры зависимости (26) с наименьшим среднеквадратичным отклонением.

Список источников

- Андреев В. А. 1990. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений // Применение математических методов: сб. науч. тр. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. С. 124–131.
- Андреев В. А., Левков П. А., Сартаков А. М. 1987. Вытеснение нефти водой из двумерного пласта по схеме Бакли — Леверетта // Техничко-экономические кондиции месторождений Западной Сибири: сб. науч. тр. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. С. 26–35.
- Атанов Г. А., Вашуркин А. И., Ревенко В. М. 1973а. К вопросу прогнозирования разработки нефтяных месторождений по промысловым данным // Проблемы нефти и газа Тюмени. № 17. С. 15–17.
- Атанов Г. А., Вашуркин А. И., Ревенко В. М. 1973б. Применение осредненных фильтрационных характеристик при прогнозе показателей разработки нефтяных месторождений // Проблемы нефти и газа Тюмени. № 19. С. 34–36.
- Борисов Ю. П. 1959. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. М.: Гостоптехиздат. С. 245–260.
- Бочаров В. А. 2000. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. М.: ВНИИОЭНГ. 185 с.
- Быков А. В., Мулявин С. Ф., Нефедова В. П. 1997. Опыт применения метода характеристик и его обобщение // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 6. С. 77–78.
- Камбаров Г. С., Алмамедов Д. Г., Махмудова Т. Ю. 1974. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. № 3. С. 22–23.
- Колганов В. И., Сургучёв М. Л., Сазонов Б. Ф. 1966. Обводнение нефтяных скважин и пластов. М.: Недра. 264 с.
- Лысенко В. Д. 2003. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. М.: Недра. 638 с.
- Медведский Р. И. 1987. Универсальный закон изменения дебита скважин в период его падения // Техничко-экономические кондиции месторождений Западной Сибири: сб. науч. тр. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. С. 26–35.
- Медведский Р. И., Севастьянов А. А. 2004. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи нефти по промысловым данным. СПб.: Недра. 192 с.
- Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М., Ентов В. М., Рыжик В. М. 1987. Подземная гидродинамика: задачи и возможности // Нефтяное хозяйство. № 12. С. 30–35.
- Мулявин С. Ф. 2011. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пос. Тюмень: ТюмГНГУ. 210 с.
- Назаров С. Н., Сипачёв Н. В. 1972. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 10. С. 41–45.
- Ревенко В. М. 1983. Методика организации постоянно действующей модели разработки Самотлорского месторождения // Проблемы геологии и разработки Самотлорского месторождения. Тюмень: СибНИИМП. С. 58–78.

- Рошин А. А. 2009. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов на основе многозабойных скважин: автореф. дис. ... кан. техн. наук. М.: Ин-т проблем нефти и газа РАН. 29 с.
- Сазонов Б. Ф. 1962. Характеристики процесса вытеснения несмешивающихся жидкостей в систему скважин // Труды института «Гипровостокнефть». № 5. С. 82–88.
- Сазонов Б. Ф. 1973. Совершенствование технологии разработки месторождений с водонапорным режимом. М.: Недра. 240 с.
- Чарный И. А. 1963. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат. 396 с.
- Buckley S. E., Leverett M. C. 1942. Mechanism of fluid displacement in sands // Transactions of the AIME. Vol. 146. No. 01. Pp. 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>

References

- Andreev, V. A., Levkov, P. A., & Sartakov, A. M. (1987). Displacement of oil by water from a two-dimensional reservoir according to the Buckley–Leverett scheme. In *Technical and Economic Conditions of the Deposits of Western Siberia* (pp. 26–35). ZapSibNIGNI. [In Russian]
- Andreev, V. A. (1990). On the mathematical description of the processes of oil field development. In *Application of Mathematical Methods* (pp. 124–131). ZapSibNIGNI. [In Russian]
- Atanov, G. A., Vashurkin, A. I., & Revenko, V. M. (1973a). On the issue of forecasting the development of oil fields based on field data. *Problems of Oil and Gas in Tyumen*, (17), 15–17. [In Russian]
- Atanov, G. A., Vashurkin, A. I., & Revenko, V. M. (1973b). The use of averaged filtration characteristics in forecasting oil field development indicators. *Problems of Oil and Gas in Tyumen*, (19), 34–36. [In Russian]
- Borisov, Yu. P. (1959). Reservoir heterogeneity accountability in the design of oil field development. In *Development of Oil Fields and Reservoir Hydrodynamics* (pp. 245–260). Gostoptekhizdat. [In Russian]
- Bocharov, V. A. (2000). *Development of Oil Reservoirs in Conditions of Manifestation of the Initial Pressure Gradient*. VNIOENG. [In Russian]
- Byakov, A. V., & Mulyavin, S. F. (1997). The experience of using the method of characteristics and its generalization. *Oil and Gas Studies*, (6), 77–78. [In Russian]
- Kambarov, G. S., Almamedov, D. G., & Mahmudova, T. Y. (1974). Determination of the initial recoverable reserve of an oil field. *Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo*, (3), 22–23. [In Russian]
- Kolganov, V. I., Surguchev, M. L., & Sazonov, B. F. (1966). *Watering of Oil Wells and Reservoirs*. Nedra. [In Russian]
- Lysenko, V. D. (2003). *Development of Oil Fields. Design and Analysis*. Nedra. [In Russian]
- Medvedsky, R. I. (1987). The universal law of changes in the flow rate of wells during its fall. In *Technical and Economic Conditions of Deposits in Western Siberia* (pp. 26–35). ZapSibNIGNI. [In Russian]
- Medvedsky, R. I., & Sevastyanov, A. A. (2004). *Assessment of Recoverable Oil Reserves and Forecast of Oil Production Levels Based on Field Data*. Nedra. [In Russian]
- Mirzajanzade, A. Kh., Ametov, I. M., Kolesnikov, V. M., & Ryzhik, V. M. (1987). Underground hydrodynamics: tasks and opportunities. *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*, (12), 30–35. [In Russian]

- Mulyavin, S. F. (2011). *Designing the Development of Oil and Gas Fields*. Tyumen State Oil and Gas University. [In Russian]
- Nazarov, S. N., & Sipachev, N. V. (1972). Methodology of forecasting technological indicators at a late stage of oil deposits development. *Oil and Gas Studies*, (10), 41–45. [In Russian]
- Revenko, V. M. (1983). The methodology of the organization of a permanent model for the development of the Samotlor deposit. In *Problems of Geology and Development of the Samotlor Deposit* (pp. 58–78). SibNIINP. [In Russian]
- Roshchin, A. A. (2009). *Improving the Efficiency of Hydrocarbon Deposits Development Based on Multihole Wells* [Cand. Sci. (Tech.) dissertation abstract, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences]. [In Russian]
- Sazonov, B. F. (1962). Characteristics of the process of displacement of immiscible liquids into the well system. *Trudy instituta "Gyprovostokneft"*, (5), 82–88. [In Russian]
- Sazonov, B. F. (1973). *Improving the Technology of Developing Fields with a Water-Pressure Regime*. Nedra. [In Russian]
- Charny, I. A. (1963). *Underground Hydrogas Dynamics*. Gostoptehizdat. [In Russian]
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>

Информация об авторах

Валерий Алексеевич Андреев, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Многопрофильное научное предприятие «Геодата», Тюмень, Россия
msf-052@mail.ru

Семён Фёдорович Мулявин, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
muljavinsf@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Александр Витальевич Бяков, заведующий отделом разработки нефтяных и газовых месторождений, Многопрофильное научное предприятие «Геодата», Тюмень, Россия
byakov@mnpgeodata.ru

Антон Максимович Ведменский, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
vedmenskijam@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2123-8109>

Ирина Георгиевна Стешенко, инженер кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
steshenkoig@tyuiu.ru

Ольга Александровна Баженова, лаборант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
bazhenovaoa@tyuiu.ru

Information about the authors

Valerij A. Andreev, Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, Multidisciplinary Scientific Enterprise “Geodata”, Tyumen, Russia
msf-052@mail.ru

Semyon F. Mulyavin, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
muljavinsf@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4768-8511>

Aleksandr V. Bjakov, Head of the Oil Field Development Department, Multidisciplinary Scientific Enterprise “Geodata”, Tyumen, Russia
byakov@mnpgeodata.ru

Anton M. Vedmenskiy, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
vedmenskijam@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2123-8109>

Irina G. Steshenko, Engineer, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
steshenkoig@tyuiu.ru

Olga A. Bazhenova, Laboratory Assistant, Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Production, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
bazhenovaoa@tyuiu.ru