
ЕСТЕСТВЕННЫЕ НАУКИ

МАТЕМАТИКА И ФИЗИКА

УДК 622.276

АНАЛИТИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ВЫШЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ

М. Г. Алишаев

Институт проблем геотермии ДНЦ РАН

Движение фронта вытеснения и распределение насыщенности газом за ним вычисляются для различных кривых относительных фазовых проницаемостей нефти и газа, имеющих вид линейных, квадратичных или степенных функций. Указывается, что аппроксимация полиномами третьей степени позволяет лучше учесть основные особенности процесса вытеснения. Характерные точки экспериментальных кривых вытеснения рекомендуется согласовывать с аппроксимациями относительных фазовых проницаемостей, которые закладываются в программные комплексы моделирования разработки месторождений.

Motion of the displacement front and gas saturation distribution after the former are calculated for the different curves of the relative phase permeabilities of oil and gas, which look like linear, quadratic or power functions. Approximation with the third degree polynomials allows better capture of the main features of the displacement process. Characteristic points of the experimental curves of the displacement are encouraged to be coordinated with approximations of the relative permeabilities, which are put into the software systems for mining modeling.

Ключевые слова: нефть; газ; аппроксимация; фазовые проницаемости.

Keywords: oil; gas; approximation; phase permeability.

1. Относительные фазовые проницаемости нефти и газа

Двухфазная фильтрация была экспериментально изучена в 1936 г. Виковым и Ботсетом [1, 2], которые провели обстоятельные измерения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для совместного движения воды и углекислого газа в рыхлом песке при проницаемостях $18 \div 260$ мкм². На большом лабораторном материале совместного движения двух фаз ими показано, что величина проницаемости для каждой из фаз зависит лишь от насыщенности порового пространства этой фазой. Что касается других факторов (например, отношение вязкостей или плотностей), то их влияние либо не обнаруживается вовсе, либо им можно пренебречь. Было предложено обобщение закона Дарси для совместного движения двух фаз. Проницаемости представляются в виде произведения абсолютной проницаемости коллектора и относительной проницаемости фазы, зависящей от насыщенности пустотного пространства этой фазой (s – насыщенность газом, силу тяжести не учитываем):

$$\mathbf{v}_n = -k \frac{k_n(s)}{\mu_n} \nabla p, \quad \mathbf{v}_g = -k \frac{k_g(s)}{\mu_g} \nabla p.$$

(1.1)

Но в последующем оказалось, что для разных типов коллекторов кривые ОФП нефти и газа отличаются, т.е. эти характеристики не являются универсальными для всех залежей. Для каждого более или менее крупного месторождения ОФП должны быть получены опытным путем. Более того, для естественных кернов данного месторождения они варьируют в зависимости от выбора керна, т.е. зависят от статистических характеристик строения порового пространства, которые различны для разных частей залежи [3].

Отметим, что ОФП не имеют общепризнанного физического обоснования и надежного способа своего теоретического получения. Их, скорее всего, надо рассматривать как удобный прием, позволяющий учесть основные свойства и особенности двухфазной фильтрации. Тем не менее ОФП получили широкое применение в моделировании процессов вытеснения пластовой нефти водой или газом высокого давления, а также в проектировании и анализе разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. При удачном подборе полученные с помощью ОФП расчетные результаты неплохо согласуются с экспериментальными данными и историей разработки месторождения. Сведения об ОФП нефти и воды для трещиноватой залежи фундамента месторождения Белый Тигр и экспериментах, проводившихся в НИПИморнефтегаз(СРВ), обобщены и подробно описаны в [4, 5].

Кривые ОФП нефти и газа экспериментально изучались в СП «Вьетсовпетро» и заказывались посторонним организациям для кернов некоторых скважин залежи фундамента [6]. При вытеснении газом нефтеотдача, отнесенная к общему поровому объему со связанной водой, оказалась намного меньшей, чем при вытеснении водой: 22.6% по керну скв. 413; 26.0% по керну скв. 425; 28.9% по керну скв. 203. Максимальная насыщенность газом имела значения: 0.191; 0.260 и 0.248. При вытеснении же водой нефтеотдача, отнесенная к общему поровому объему, составляла 62% и более [4]. Для естественных кернов вытесняющие способности газа оказались малы, что обусловлено на порядок меньшей вязкостью газа.

Эксперименты проводились при температуре 130°C и давлении 25 атм. Моделью нефти служила смесь нефти с керосином вязкости 1.02 мПа·с, в качестве газа применялся азот с вязкостью 0.0218 мПа·с. Образцы кернов с глубины 3575 м имели диаметр 5 см и объем порядка 25 см³. Перепад давления при выбранных расходах снижался, но имел порядок около 0.1 атм, что позволяет пренебречь сжимаемостью газа.

Из данных опытов трудно сделать однозначный вывод о том, какова же минимальная газонасыщенность, с которой начинается движение газовой фазы. Как известно, газ в пласте не движется, пока его объемная доля в порах не превысит некоторого значения (от 3 до 10%). Эту долю и называют связанной газонасыщенностью, ее значение предпочитают брать равным 0.05. Для других параметров ОФП нефти и газа можно ориентировочно принять: максимальную насыщенность газом до 0.7 при среднем значении до 0.5; конечное значение ОФП газа $A_r = (0.1 \div 0.4) A_n$ от начального значения по нефти.

В табл. 1 представлены кривые вытеснения нефти, где прокачанный объем газа V и нефтеотдача η отнесены не к объему пор, а к той его части, которая занята нефтью. То есть объем связанной воды присоединен к породе. Графики кривых вытеснения нефти газом можно найти и в работах [4, 7].

Таблица 1. Экспериментальные кривые вытеснения для трех образцов пород месторождения Белый Тигр. Залежь нижнего олигоцена

ВН-16. 11-3-111.			ВН-602.3735.6			ВН-1102. 3-1-26 L1		
V	η	Δp , атм.	V	η	Δp , атм.	V	η	Δp , атм.
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.260	0.260	0.064	2.405	0.362	0.8230	2.086	0.480	1.023
0.339	0.298	0.060	2.803	0.413	0.857	2.308	0.531	1.073
0.475	0.346	0.057	3.146	0.439	0.896	2.987	0.581	1.171
0.914	0.375	0.045	3.614	0.465	0.899	3.551	0.606	1.223
2.783	0.394	0.023	4.316	0.491	0.834	4.249	0.632	1.238
5.441	0.413	0.020	5.251	0.517	0.709	5.275	0.657	1.185
7.739	0.423	0.014	6.428	0.542	0.538	6.499	0.682	1.056

10.694	0.438	0.012	8.301	0.568	0.422	8.331	0.707	0.819
13.936	0.452	0.011	10.587	0.594	0.374	10.655	0.733	0.61
15.254	0.452	0.010	12.865	0.610	0.064	12.424	0.743	0.453

Ниже получены в аналитическом виде решения задачи вытеснения в цилиндрической трубе для разных аппроксимаций ОФП. Характеристики вытеснения зависят не только от свойств нефти и газа, но и от выбора ОФП для данного коллектора [8]. Последние нередко содержат значительные неопределенности, что увеличивает возможный разброс результатов расчетов. Точные решения задачи вытеснения были получены в 1942 г. Баклеем и Левереттом [9]. Их явные представления для наиболее простых аппроксимаций ОФП дают возможность лучше согласовывать определяющие параметры ОФП с экспериментами по кривым вытеснения.

2. Аппроксимация линейными функциями

Желательно иметь некоторый набор аппроксимаций ОФП, для которых могут быть выписаны решения задач вытеснения в аналитическом виде, и в согласии с ними подобрать основные параметры аппроксимаций. Главные требования к классу подбираемых кривых – это их относительная простота и возможность согласования результатов расчетов с результатами эксперимента. Физическая интерпретация ОФП достаточно сложна, неоднозначна по своей сути, а иногда и противоречива. Наибольшее влияние на результаты вытеснения оказывают такие их свойства, как связанная газонасыщенность, остаточная нефть, значения относительных проницаемостей обеих фаз в конечных точках их подвижности, темп падения или роста фазовых проницаемостей в начальных и конечных точках. Насыщенность газом на фронте вытеснения, объемы прокачек до прорыва газа и до полного вытеснения нефти, а также и некоторые другие характеристики для аппроксимаций ОФП могут быть найдены и согласованы с экспериментом расчетным путем.

Наиболее простыми являются линейные аппроксимации ОФП

$$k_z = A_z \frac{s - s_1}{s_2 - s_1}, \quad k_n = A_n \frac{s_2 - s}{s_2 - s_1}, \quad s_1 \leq s \leq s_2 \quad (2.1)$$

При значениях $s > s_2$ движение нефти невозможно, $k_n(s) = 0$. При значениях $s \leq s_1$ газ в коллекторе неподвижен, $k_r(s) = 0$. С выделением газа из пластовой нефти и ростом s проницаемость по нефти уменьшается монотонно, причем при нулевой газонасыщенности (отсутствие свободного газа в пласте) ОФП по нефти принимается равной 1, а при значении связанной газонасыщенности $s = s_1$ ОФП по нефти обозначаем A_n . В интервале $0 \leq s \leq s_1$ ОФП по нефти $k_n(s)$ из-за наличия свободного газа снижается от 1 до некоторого $A_n < 1$. Характер снижения зависит от структуры порового пространства и параметр A_n подлежит подбору по экспериментальным данным.

Например, можно принять за весьма грубую оценку для A_n

$$A_n \approx (1 - s_1 / s_2)^3.$$

(2.2)

Однако в реальных коллекторах с хаотично расположенными трещинами, кавернами и порами значение A_n может отличаться от данной оценки.

Объемная доля газа в потоке в области совместного движения фаз может быть представлена в виде гиперболы ($s_1 < s < s_2$)

$$F_z = \frac{\kappa_z}{\kappa_z + (\mu_z / \mu_n) \kappa_n} = \frac{s - s_1}{s - s_1 + \mu^* (s_2 - s)}, \quad \mu^* = \frac{\mu_z A_n}{\mu_n A_z} \quad (2.3)$$

где s – значение насыщенности газом. Производные

$$\frac{dF_z}{ds} = \frac{\mu^*(s_2 - s_1)}{[s - s_1 + \mu^*(s_2 - s)]^2}, \quad \frac{d^2F_z}{ds^2} = -\frac{2\mu^*(1 - \mu^*)(s_2 - s_1)}{[s - s_1 + \mu^*(s_2 - s)]^3}$$

(2.4)

показывают, что объемная доля газа в потоке F_T возрастает от 0 до 1, причем при $\mu^* < 1$ график ее представляется выпуклой частью гиперболы.

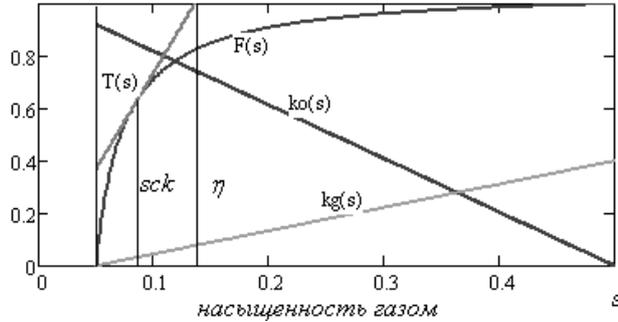


Рис. 1. Для $s_1 = 0.05$ и $s_2 = 0.5$ представлены: линейные ОФП газа $kg(s)$ и нефти $ko(s)$; доля газа в потоке $F(s)$; касательная к доле газа в потоке $T(s)$, проведенная из начала координат; насыщенность на скачке sck ; безводная

материального баланса на фронте вытеснения

На рис. 1 показаны линейные ОФП $k_r(s)$ и $k_H(s)$, доля газа в потоке $F_T(s)$ для $\mu^* = 0.05$ и 0.2 при $s_1 = 0.05$ и $s_2 = 0.5$. Вытеснение нефти газом высокого давления происходит с образованием скачка насыщенности, определяемого проведением касательной к графику функции $F_T(s)$ из начала координат. Абсцисса точки касания есть насыщенность на фронте. Скорость движения скачка насыщенности (фронта) определяется углом наклона касательной.

При вытеснении нефти газом и давлениях выше давления насыщения для насыщенности газа на скачке должно выполняться условие сохранения

$$F_z(s) = sF_z'(s).$$

(2.5)

Подставив выражения функции $F_T(s)$ и ее производной в (2.5), удается разрешить уравнение относительно s и получить точные выражения для скачка насыщенности и производной доли газа на фронте вытеснения

$$s_{ск} = s_1 + \sqrt{\frac{\mu^* s_1 (s_2 - s_1)}{1 - \mu^*}},$$

(2.6)

$$F_z'(s_{ск}) = \left[\sqrt{\mu^* (s_2 - s_1)} + \sqrt{(1 - \mu^*) s_1} \right]^2.$$

(2.7)

По значениям производных $F_T'(s_{ск})$ и $F_T'(s_2)$ можно судить о времени прорыва газа и времени полного окончания процесса вытеснения. Если для обеих фаз суммарная скорость фильтрации постоянна и равна v_0 , то скорость движения изосаты s также постоянна и равна $v_0 F_T'(s) / m$, а время прохождения длины образца l изосатой составит $ml / v_0 F_T'(s)$. Выражение ml представляет собой поровый объем образца, занятый нефтью (связанная вода может быть включена в объем породы), а $v_0 t$ есть закачаный на единицу площади сечения объем, их отношение $v_0 t / ml = V$ есть закачка газа в поровых объемах образца. Ее значения к моменту прорыва газа и моменту окончания процесса вытеснения выражаются формулами

$$V_{ск} = \frac{v_0 t_{ск}}{ml} = \frac{1}{F_z'(s_{ск})}, \quad V_2 = \frac{v_0 t_2}{ml} = \frac{1}{F_z'(s_2)}.$$

(2.8)

Поскольку оба этих объема экспериментально замеряются, то формулы (2.8) представляют собой некоторое средство для контроля правильности подбора параметров ОФП (2.1), ибо подстановкой получаем

$$V_{ск} = \left[\sqrt{\mu^* (s_2 - s_1)} + \sqrt{(1 - \mu^*) s_1} \right]^2, \quad V_2 = (s_2 - s_1) / \mu^*$$

(2.9)

причем первая из формул определяет нефтеотдачу на момент прорыва газа.

Формулы (2.9) можно преобразовать так, чтобы явно выразить параметры ОФП, значения которых трудно определить однозначно из эксперимента

$$\frac{A_z}{A_H} = \frac{\mu_z V_2}{\mu_H (s_2 - s_1)}, \quad s_1 = \frac{(\sqrt{V_{ck}} - \mu^* \sqrt{V_2})^2}{1 - \mu^*}. \quad (2.10)$$

Например, в опыте 1 по вытеснению нефти газом было: $V_{ck} = 0.1$; $V_2 = 4$; $s_2 = 0.202$; $\mu_0 = \mu_r/\mu_H = 0.0088$; по (2.9) находим $\mu^* = \mu_0 A_H/A_r = 0.05$; $A_r/A_H = 0.176$; $s_1 = 0.049$. В опыте 2: $V_2 = 7$; $\mu_0 = 0.0088$; $s_2 = 0.248$; $A_r = 0.256$; $A_H = 0.67$ имеем $\mu^* = \mu_0 A_H/A_r = 0.024$; $s_1 = \mu^* V_2 = 0.25 - 0.17 = 0.08$. То есть полученное решение позволяет уточнить значение связанного газа s_1 . К моменту прорыва газа будет закачено $V_{ck} = 0.12$ поровых объема, нефтеотдача на момент прорыва составит 12%. Расчет неплохо согласуется с экспериментом, если даже принять за ОФП отрезки прямых линий.

Аппроксимация ОФП линейными функциями удобна еще и тем, что для них выписывается точное решение для процесса вытеснения в явном виде: для изосат с насыщенностями газом s , $s_{ck} \leq s \leq s_2$ имеем

$$x_{ck} = \frac{v_0 t}{m} F_z'(s_{ck}), \quad x_2 = \frac{v_0 t}{m} F_z'(s_2), \quad x = \frac{v_0 t}{m} F_z'(s). \quad (2.11)$$

После подстановок $F_r'(s)$ и упрощений получаем

$$s = s_1 + (s_2 - s_1) \frac{\mu^*}{1 - \mu^*} \left\{ \sqrt{\frac{v_0 t}{\mu^* (s_2 - s_1) m x}} - 1 \right\} \text{ при } x_2 < x < x_{ck} \quad (2.12)$$

$$x_2 = \frac{\mu^* v_0 t}{m (s_2 - s_1)}, \quad x_{ck} = \frac{v_0 t}{m (\sqrt{\mu^* (s_2 - s_1)} + \sqrt{(1 - \mu^*) s_1})^2} \quad (2.13)$$

За фронтом вытеснения нефти для $x < x_2$ насыщенность газом максимальна, $s = s_2$. Перед фронтом вытеснения при $x > x_{ck}$ насыщенность равна нулю, $s = 0$.

Объем прокачки газа до его прорыва определяет долю вытесненной нефти, а на момент прорыва для него получена формула (2.9). Ту же формулу получим и интегрированием распределения (2.12) насыщенности по образцу.

Выразим нефтеотдачу через объем прокачки V при давлении нагнетания. Приходится разграничивать три участка кривой вытеснения: до прорыва газа; от прорыва газа до полного вытеснения; отсутствия дальнейшего вытеснения нефти газом (фильтруется только газ, а нефть неподвижна). На втором участке удобно ввести насыщенность газом в конечной точке s_k при $x = 1$, а отдачу нефти η как функцию от s_k

$$\eta = V, \quad V \leq V_{ck} = \left(\sqrt{\mu^* (s_2 - s_1)} + \sqrt{(1 - \mu^*) s_1} \right)^2$$

$$\eta = s_k + V \frac{\mu^* (s_2 - s_k)}{(s_k - s_1) + \mu^* (s_2 - s_k)}, \quad s_k = \frac{s_1 - \mu^* s_2 + \sqrt{\mu^* (s_2 - s_1) V}}{1 - \mu^*}, \quad V_{ck} \leq V \leq V_2$$

$$(2.14)$$

$$\eta = s_2, \quad V \geq V_2 = (s_2 - s_1) / \mu^*.$$

Таким образом, для линейных аппроксимаций ОФП предложено подробное решение задачи вытеснения в элементарных функциях. На рис. 2 изображены рассчитанные по (2.14) кривые вытеснения: $s_1 = 0.05$; $s_2 = 0.5, 0.23, 0.28$; $\mu^* = 0.025, 0.05, 0.075, 0.1$. Они схожи с экспериментальными кривыми вытеснения нефти газом для образца ВН-602.

3. Общая задача вытеснения нефти газом

При правильном подборе скачка насыщенности и времени полного вытеснения линейные аппроксимации ОФП приводят к более или менее удовлетворительным результатам. Однако линейная аппроксимация является грубым приближением. Экспериментальные кривые весьма разнообразны и для их описания нередко требуется привлечь более широкий класс функций.

Наиболее удовлетворительны, с точки зрения применимости результатов расчетов, аппроксимации фазовых проницаемостей полиномами третьей степени, которые подбираются так, чтобы они обеспечивали правильное описание процесса вытеснения вблизи конечных точек совместного движения фаз. В общем случае ОФП газа и нефти имеют вид

$$k_r = 0 \text{ при } s \leq s_1 \text{ и } k_r = k_r(s) \text{ при } s > s_1;$$

s_2 ,

$$(3.1)$$

причем характерные особенности процесса вытеснения газом нефти определяются их поведением на отрезке $s_1 \leq s \leq s_2$. Движение газа в пласте начинается лишь после достижения им насыщенности s_1 и прекращается по достижении наибольшего значения s_2 . При $0 < s < s_1$ движение нефти затруднено неподвижным газом, он заземляет фильтрационный поток нефтяной фазы. Функции $k_H(s)$ и $k_r(s)$ положительные и монотонные, их наименьшие значения равны нулю, а значения в конечных точках совместного движения фаз условились обозначать буквами $A_H = k_H(s_1)$, $A_r = k_r(s_2)$.

На картину вытеснения влияют не только эти значения в конечных точках, но и углы наклона этих кривых в конечных точках, т.е. желательно в аппроксимациях сохранить значения $k'_H(s_1)$, $k'_H(s_2)$, $k'_r(s_1)$, $k'_r(s_2)$ теми же, что и в эксперименте. Совпадения шести отмеченных параметров и двух нулевых значений на концах интервала совместного движения фаз можно добиться лишь в том случае, если для аппроксимаций относительных фазовых проницаемостей воспользоваться многочленами третьей степени или другими функциями, содержащими по 4 и более регулировочных параметра. Более подробно об этом написано автором совместно с вьетнамскими специалистами в Журнале по добыче нефти СРВ, Ханой, 2000 г.

Иногда приходится отказываться от части условий и идти на дальнейшее упрощение, ограничиваясь многочленами низшей степени или другими функциями. Например, широко используемые степенные аппроксимации

$$k_2(s) = A_2 \left(\frac{s-s_1}{s_2-s_1} \right)^{\alpha_2}, \quad k_H(s) = A_H \left(\frac{s_2-s}{s_2-s_1} \right)^{\alpha_H}$$

$$(3.2)$$

обеспечивают возможность согласования четырех параметров из шести. Для линейных аппроксимаций возможно согласование лишь двух параметров.

Приведем общий вид формул, определяющих основные характеристики вытеснения по фазовым проницаемостям [7-8].

Объемная доля газа в потоке и ее производная по s имеют вид

$$F_2 = \frac{k_2}{k_2 + \mu_0 k_H}, \quad F_2' = \mu_0 \frac{k_2' k_H - k_2 k_H'}{(k_2 + \mu_0 k_H)^2}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_2}{\mu_H} \quad .$$

$$(3.3)$$

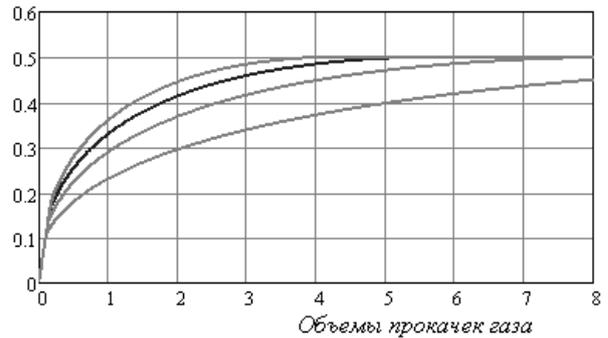


Рис. 2. Зависимость нефтеотдачи от объемов прокачек газа в случае линейных ОФП при $s_1 = 0.05$ и $s_2 = 0.5$. Нижняя кривая соответствует значению параметра $\mu^* = 0.025$, верхняя — $\mu^* = 0.1$. Промежуточные кривые соответствуют $\mu^* = 0.05$ и $\mu^* = 0.075$

При малых перепадах давления пренебрегают изменением плотности по образцу. Насыщенность газом определяется квазилинейным уравнением в частных производных, с данными начальным и граничным условиями

$$(3.4) \quad \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{v_0 F'_z(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x} = 0, \quad s(x,0) = 0, \quad s(0,t) = s_2,$$

где v_0 – принятая постоянной скоростью фильтрации газа на входе, m – пористость (связанная вода отнесена к скелету поровой среды). При нулевом содержании газа в вытесняемой нефти получаем, что насыщенность $s_{ск}$ на фронте вытеснения удовлетворяет условию баланса массы газа

$$(3.5) \quad F'_z(s_{ск}) = s_{ск} F'_z(s_{ск}).$$

Для некоторых частных случаев аппроксимаций удается также относительно легко справиться с решением (3.5), найти явное выражение для скачка насыщенности и нефтеотдачи на момент прорыва газа. В общем случае нелинейных аппроксимаций $k_T(s)$ и $k_H(s)$ таких простых решений не существует, однако могут быть указаны процедуры нахождения основных характеристик процесса вытеснения, используя современные компьютерные возможности.

Движение изосат происходит со скоростями, пропорциональными производной доли газа в потоке. Объем прокачки V определяется как отношение объема прокачанного газа $v_0 t$ к поровому объему образца ml

$$(3.6) \quad x = \frac{v_0 t}{m} F'_z(s), \quad V = \frac{v_0 t}{ml}, \quad \frac{x}{l} = V F'_z(s).$$

В частности, для получения движения скачка насыщенности достаточно сюда вместо s подставить найденное из (3.5) значение $s_{ск}$. Значение $F'_T(s_{ск})$ находим по формуле (3.3). Объем прокачки до прорыва газа $V_{ск}$ находится также по (3.6) при $x = l$ и $s = s_{ск}$. Отсюда же получим и максимальный объем прокачки V_2 , при котором завершается процесс вытеснения, если потребовать $x = l$ при $s = s_2$. Несложные выкладки приводят к формулам для объемов прокачек

$$(3.7) \quad V_{ск} = \frac{1}{F'_z(s_{ск})}, \quad V_2 = \frac{A_2}{-\mu_0 k'_H(s_2)},$$

откуда видно, что с уменьшением $k'_H(s_2)$ период вытеснения с газовой фазой становится больше, когда $k'_H(s_2) = 0$ процесс продолжается бесконечно долго.

Определим среднюю насыщенность газом всего образца и рост доли газа на выходе из образца. Как следует из (3.6), насыщенность на выходе s_K , средняя по образцу насыщенность s_{cp} и загазованность продукции $G(t)$ при $s_K > s_{ск}$ найдутся из уравнений

$$(3.8) \quad F'_z(s_K) = \frac{s_2 - s_1}{V(t)}, \quad G(t) = F_z(s_K), \quad s_{cp} = s_K + [1 - F_z(s_K)](s_2 - s_1).$$

Нефтеотдача определится по средней газонасыщенности. Можно подобрать и параметры аппроксимаций ОФП нефти и газа, если имеется экспериментально кривая вытеснения. В аналитическом виде расписать решения удастся для целых показателей до 3.

4. Аппроксимация ОФП квадратичными функциями

Аналитические решения и надежный анализ процесса вытеснения удастся дать и для случая квадратичных аппроксимаций. Рекомендуются вид

$$(4.1) \quad k_z = A_z s^2, \quad k_H = A_H (1 - ns)(1 - s), \quad s = (s - s_1)/(s_2 - s_1).$$

По сравнению с линейным случаем здесь добавился один параметр n , его значения располагаются в интервале $-1 < n < +1$ (тогда обеспечивается монотонность участка параболы $k_H(s)$ в интервале $s_1 < s < s_2$), при $n = 0$ парабола вырождается в отрезок прямой, при $n = 1$ парабола касается оси

абсцисс. Подбором n можно регулировать вогнутость фазовой проницаемости нефти в определенных пределах (выпуклость при $n < 0$), темп снижения $\kappa_H(s)$ определяется значением производной при $s = s_1$, которое равно $-A_H(n+1)$. Долю газа в потоке удобно представить в виде

$$F_2(s) = \frac{(s-s_1)^2}{(s-s_1)^2 + \mu^*(s_2-s_1-n(s-s_1))(s_2-s)}, \quad \mu^* = \frac{\mu_c A_H}{\mu_H A_c}, \quad (4.2)$$

причем влияние параметров A_H и A_c объединилось с отношением вязкостей.

Обычно s_1 мало и плохо улавливается. Есть смысл принять $s_1 = 0$ в случае вытеснения нефти газом. Тогда для скачка насыщенности и объема закачки на момент прорыва получаются простые формулы

$$s_{ck} = s_2 \sqrt{\frac{\mu^*}{1+\mu^*n}}, \quad V_{ck} = \sqrt{\mu^*} (2\sqrt{1+\mu^*n} - (n+1)\sqrt{\mu^*}) s_2. \quad (4.3)$$

Полное вытеснение произойдет при закачке объема газа

$$V_2 = \frac{s_2}{\mu^*(1-n)} \quad (4.4)$$

и при $n \rightarrow 1$ этот объем $V_2 \rightarrow \infty$. За счет подбора параметра n можно регулировать V_2 . Кривая вытеснения до прорыва газа представляет собой отрезок прямой $\eta = V$, а после прорыва газа при $s_{ck} < s < s_2$, или $V_{ck} < V < V_2$ может быть представлена в параметрическом виде через насыщенность на выходе s_k

$$\eta = \frac{s_k - s_1}{s_2 - s_1} + \frac{1 - F_2(s_k)}{F_2'(s_k)}, \quad V = \frac{s_2}{F_2'(s_k)}, \quad s_{ck} \leq s_k \leq s_2 \quad (4.5)$$

Кривые вытеснения, построенные по (4.5), имеют вполне удовлетворительное согласие с экспериментальными данными образца ВН-16.

5. Кубическая по газу и линейная по нефти аппроксимация

В экспериментах по вытеснению газом плохо улавливается значение насыщенности s_1 . Есть смысл принять $s_1 = 0$ и $A_H = 1$. Часть экспериментов дает для фазовой проницаемости нефти близкую к прямой кривую, а для газа фазовая проницаемость близка к кубической степени. В практике расчетов вытеснения нефти газом высокого давления наибольшего внимания заслуживают представления ОФП в виде

$$\kappa_c = A_c \frac{s^3}{s_2^3}, \quad \kappa_H = A_H \left(1 - \frac{s}{s_2}\right), \quad 0 \leq s \leq s_2, \quad A_H \approx 1, \quad A_c \approx s_2^3 \quad (5.1)$$

По фазовым проницаемостям (5.1) можно выписать аналитическое решение. Кубическая степень обеспечивает слабую подвижность газа при его малых насыщенностях. Наибольшее влияние на процесс вытеснения оказывает комплексный параметр $\mu^* = \mu_c A_H / \mu_H A_c$, отмеченный ранее для линейных аппроксимаций ОФП. На рис. 3 изображены фазовые проницаемости, доля газа, скачок насыщенности и нефтеотдача на момент прорыва газа.

Доля газа и ее производная представятся в виде

$$F_2 = \frac{s^3}{s^3 + \mu^* s_2^2 (s_2 - s)}, \quad \frac{dF_2}{ds} = \frac{\mu^* s_2^2 s^2 (3s_2 - 2s)}{(s^3 + \mu^* s_2^2 (s_2 - s))^2}, \quad \mu^* = \frac{\mu_c A_H}{\mu_H A_c}, \quad (5.2)$$

а для скачка насыщенности s_{ck} , определяемого условием балансамассы газа на фронте вытеснения

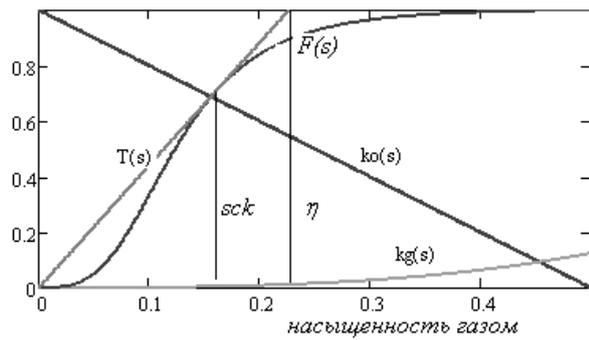


Рис. 3. Для $s_1 = 0$ и $s_2 = 0.5$ представлены: кубическая по газу $kg(s)$ и линейная по нефти $ko(s)$ ОП; доля газа в потоке $F(s)$; касательная к доле газа в потоке $T(s)$, проведенная из начала координат; насыщенность на скачке s_{ck} ; безводная

вытеснения s_{ck} и $F'_r(s_{ck})$, а также доли газа $F_r(s_{ck})$ и объемы прокачек V_{ck} и V_2 для наиболее вероятных значений параметра $\mu^* = 0.01, 0.02, 0.04, 0.06, 0.08$ и 1 в проводившихся опытах при $s_2 = 0.5$.

Таблица 2. Показатели вытеснения при кубической по газу и линейной по нефти относительной проницаемости. Коэффициент вытеснения $s_2 = 0.5$

μ^*	0.01	0.02	0.04	0.06	0.08	0.1
s_{ck}	0.130	0.161	0.200	0.226	0.247	0.264
$F(s_{ck})$	0.701	0.712	0.727	0.739	0.748	0.757
$F'_r(s_{ck})$	5.413	4.417	3.636	3.263	3.031	2.868
V_{ck}	0.185	0.226	0.275	0.306	0.330	0.349
V_2	50	25	12.5	8.33	6.25	5

Из таблицы видно, что при вытеснении нефти газом скачок насыщенности мал, соответственно мала и безводная нефтеотдача. Были построены многочисленные расчетные кривые вытеснения для разных значений μ^* и s_2 , чтобы согласовать их с экспериментальной кривой вытеснения для образца ВН-1102. Эксперимент здесь не улавливает момент прорыва газа на выходе из образца. Удовлетворительное согласие было достигнуто при $s_2 = 0.75$ и очень малом $\mu^* = 0.01$.

Выводы

Для ряда простых аппроксимаций кривых ОП можно получить в аналитическом виде точные решения задачи вытеснения нефти газом высокого давления. Если заранее выбрать для них аппроксимации в виде многочленов до третьей степени и иметь готовые теоретические решения задачи вытеснения, то по экспериментальным кривым вытеснения можно подобрать параметры, уточняющие ОП по нефти и газу. Для согласования используются безводная и конечная нефтеотдача, проницаемость по нефти при отсутствии газа, проницаемость по нефти при остаточной нефти, сопоставление некоторых расчетных точек с экспериментальными кривыми.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин, А.Г. Ковалев, А.М. Кузнецов, В.Н. Черноглазов // Обзорная информация. Сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». М.: ВНИОЭНГ, 1988. 56 с.
2. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. М.: Гостоптехиздат, 1963. 350 с.
3. Сравнительный анализ относительных фазовых проницаемостей для порового и трещинного коллекторов при слабой гидрофильности или гидрофобности внутренней

$$sF'_2(s) = F_2(s), \quad (5.3)$$

получим кубическое уравнение

$$\left(\frac{s}{s_2}\right)^3 + \mu^* \frac{s}{s_2} - 2\mu^* = 0, \quad (5.4)$$

которое имеет явное решение (формула Кардано)

$$s_{ck}/s_2 = \sqrt[3]{\mu^*(q+1)} - \sqrt[3]{\mu^*(q-1)}, \quad q = \sqrt{1 + \mu^*/27}. \quad (5.5)$$

Объемы прокачек газа к моменту прорыва газа и максимально возможного вытеснения определяются теми же (3.7) формулами:

$$V_{ck} = 1/F'_2(s_{ck}), V_2 = s_2/\mu^*.$$

В табл. 2 приведены значения насыщенности газом на фронте

поверхности породы / М. Г. Алишаев, Е.Г. Арешев, В.В. Плынин, А.В. Фомкин // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 54–59.

4. Керимов А.Ш., Туан Ф.А., Мурсалов Б.А. Относительные фазовые проницаемости и коэффициенты вытеснения для кавернозно-трещиноватых пород. // Вестн. Дагест. науч. центра. 2001. № 11. С. 24–28.

5. Алишаев М.Г., Керимов А.Ш., Ланг Л.Д. Об экспериментальном определении относительных фазовых проницаемостей по данным процесса вытеснения // Сб. науч. тр. Вып. 127: «Технология разработки трудно извлекаемых запасов». М.: ОАО «ВНИИнефть», 2002. 123 с.

6. Проведение специальных и контрольных исследований керна и пластовых флюидов из фундамента месторождения Белый Тигр // Отчет по контракту с СП «Вьетсовпетро» / А.Н. Кузнецов. М.: ОАО «ВНИИнефть», 1996.

7. Нетрадиционные результаты экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными рабочими агентами и их обработка / С.Н. Закиров, В.А. Николаев, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, А.С. Рассохин // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2010. Вып. 2(2). URL: http://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/24.pdf. (дата обращения: 24.02.2012).

8. Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. М.: Недра, 1986. 303 с.

9. Buckley J., Leverett M. Mechanism of fluid displacement in sands // Trans. AIME. 1942. Vol. 146.

*Поступила в редакцию 05.03.2012 г.
Принята к печати 18.12.2013 г.*