

УДК 532.546

К ВОПРОСУ ВЫЧИСЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

Фатихов С.З.

Тюменский филиал Института теоретической
и прикладной механики СО РАН, г. Тюмень
e-mail: f_salih@mail.ru

Сыртланов В.Р.

ООО "Газпромнефть-НТЦ", г. Санкт-Петербург.

Аннотация. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) являются важным параметром при гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений. Вид кривых ОФП физически является выражением неоднородности пористой среды (в частности, за счет распределения пор по размерам). В работе рассмотрены упрощенные модели для определения ОФП по известным функциям распределения пор по размерам, а так же предложена капиллярная модель вытеснения нефти водой, которая наиболее точно описывает результаты лабораторных экспериментов. Приведено сопоставление ОФП для пористой среды для различных капиллярных моделей.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, капиллярные модели, функция распределения пор по размерам, геолого-гидродинамическое моделирование

Разработка нефтяных месторождений и прогноз осуществляются на основе математических моделей фильтрации многофазных смесей в пористой среде и описаны в большом числе работ [1, 5]. При этом параметры пористой среды и фильтрующихся флюидов, как правило, определяются по результатам многочисленных лабораторных и промысловых исследований. Одной из определяющих характеристик многофазной фильтрации и в то же время наиболее неопределенной и малоизученной являются ОФП (зависимость относительной проницаемости от насыщающей фазы).

Существуют различные представления о природе течения двухфазных (многофазных) жидкостей в пористой среде, которые могут дать возможность для описания ОФП. Это может быть преимущественно поршневое вытеснение одной фазы другой, либо совместное течение в поровых каналах и т.п. В литературе описываются различные подходы к определению ОФП [2, 6], естественно основой для получения ОФП являются лабораторные эксперименты, но в силу их малочисленности и невозможности охватить нужный объем и диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), характеризующий пласт, то используют и другие различные методики определения ОФП [7], основывающиеся на представлениях о механизме движения фаз в пористой среде.

В данной работе на базе модели пористой среды как набора капиллярных трубок разного диаметра проиллюстрированы особенности задания ОФП и связь их с микронеоднородностью пористой среды.

Рассмотрим капиллярные модели для определения ОФП, описываемые в литературе.

Первая модель: имеется гидрофильный капилляр, через него протекает вода и нефть, причем вода (как смачивающая фаза) течет вдоль стенок капилляра, а нефть посередине (рис. 1) [9, 10].

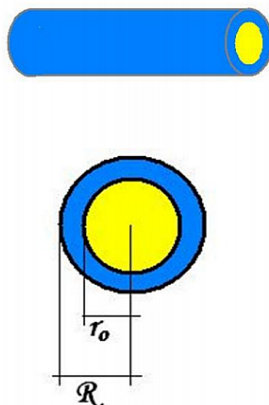


Рис. 1. Схема модели межфазного взаимодействия

ОФП для модели имеют следующий вид:

$$k_1(S) = S^2, \quad (1)$$

$$k_2(S) = (1-S) \left(1 - S \left(1 - 2 \frac{\mu_1}{\mu_2} \right) \right), \quad (2)$$

где k_1 , k_2 – ОФП для воды и нефти; S – водонасыщенность; μ_1 , μ_2 – вязкость воды и нефти соответственно, кг/(с·м).

Во второй модели считается, что вода течет по одним капиллярам (в некотором диапазоне размеров пор), нефть – по другим (совместная фильтрация) (рис. 2) [7].

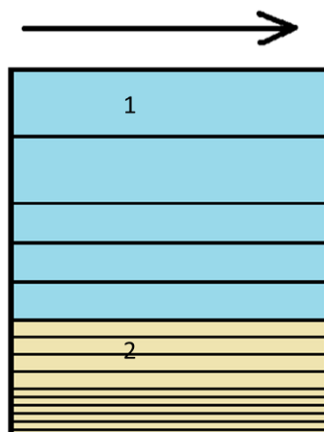


Рис. 2. Схема второй модели

Проницаемость k , м^2 ; водонасыщенность и ОФП для модели определяются по следующим формулам:

$$k = \frac{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}{8 \cdot \int_0^{\infty} R^2 f(R) dR}, \quad (3)$$

$$k_1(S) = k_1 \left(\frac{\int_0^{\infty} R^2 f(R) dR}{\int_0^{R_w} R^2 f(R) dR} \right) = \frac{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}{\int_0^{R_w} R^4 f(R) dR}, \quad (4)$$

$$k_2(S) = k_2 \left(\frac{\int_0^{\infty} R^2 f(R) dR}{\int_0^{R_w} R^2 f(R) dR} \right) = \frac{\int_0^{R_w} R^4 f(R) dR}{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}, \quad (5)$$

где R – радиус капилляров, м; $f(R)$ – плотность распределения пор по размерам, м^{-1} .

Для гидрофильного случая получаются подобные результаты (меняются пределы интегрирования). Можно заметить, что в данной модели $k_1(S) + k_2(S) = 1$, следовательно, ОФП не являются независимыми.

Третья модель (перколяционная) представляет собой двумерную сетку капилляров разного диаметра [3]. Конфигурация сетки задается размерностью D , числом связей сходящихся в одном узле z (координационное число), порогом протекания r_c (критический радиус) (м). Определение параметров пористой среды определяется вблизи и вдали от порога протекания $P_c = P(r_c)$.

Проводимость решетки:

$$\sigma = \begin{cases} \sigma_1, & P(r_b) < P(r_1) \leq 1, \\ \sigma_2, & P(r_c) < P(r_1) \leq P(r_b), \\ 0, & 0 \leq P(r_1) \leq P(r_c), \end{cases} \quad (6)$$

$$\sigma_1 = \frac{1}{d^{(D-1)}} \frac{\pi r_m^4}{8}, \quad (7)$$

где d – длина капилляров, м; r_m находится из уравнения, м:

$$\frac{1}{z/2-1} \int_0^{r_1} f(R) dR + \int_{r_1}^{\infty} \frac{r_m^4 - R^4}{R^4 + (z/2-1)r_m^4} f(R) dR = 0, \quad (8)$$

$$\sigma_2 = \frac{n(r_1)}{I(r_1)}, \quad (9)$$

$$I(r_1) = \frac{8}{\pi} \frac{\int_{r_1}^{\infty} \frac{f(R)}{R^4} dR}{\int_{r_1}^{\infty} f(R) dR}, \quad (10)$$

$$n(r_1) = \frac{\left(\int_{r_1}^{r_c} f(R) dR \right)^{v(D-1)}}{d^{(D-1)}}, \quad (11)$$

где v – индекс радиуса корреляции, является функцией размерности задачи D ; r_c находится из уравнения:

$$r_c = \int_{r_c}^{\infty} f(R) dR = \frac{D}{z(D-1)}. \quad (12)$$

В предположении, что среда является зернистой, и размеры пор не сильно варьируются, водонасыщенность приравняется вероятности $P(r_1)$:

$$P(r_1) = \int_{r_1}^{\infty} f(R) dR. \quad (13)$$

Чтобы найти проницаемость по нефти, необходимо в формулах для вычисления проводимости изменить пределы интегрирования.

Описанные выше модели имеют определенные недостатки, главная из которых состоит в том, что ни одна из них не может воспроизвести реальные результаты лабораторных экспериментов (рис. 3).

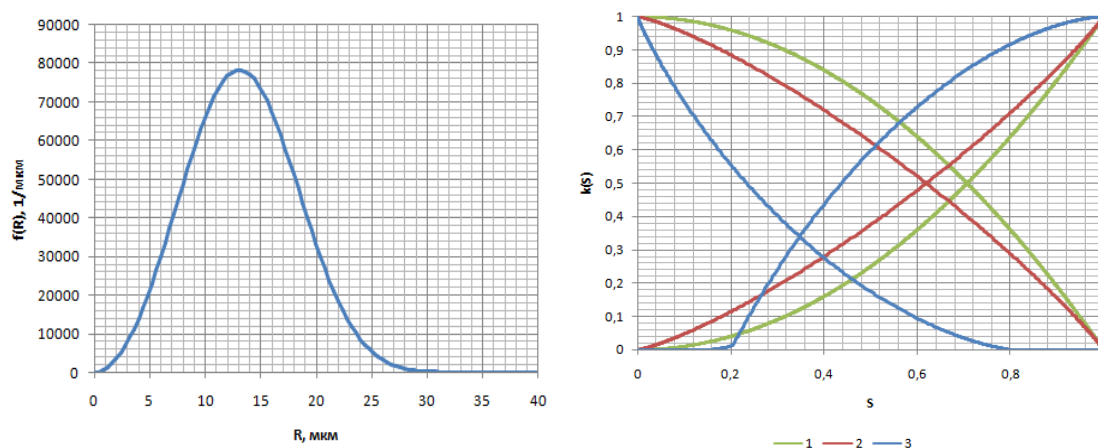


Рис. 3. Плотность распределения и ОФП, полученные по ней на капиллярных моделях

В данной работе предлагается несколько иная капиллярная модель вытеснения нефти водой. Модель представляется набором капилляров с переменным сечением, диаметр которых подчиняется некоторому закону распределения. При этом изменение диаметра каждого капилляра описывается своей функцией распределения, так, что гидравлические радиусы капилляров в совокупности определяют генеральную функцию распределения для системы. Учитывается капиллярное давление на границе нефть-вода и характер смачиваемости скелета пористой среды. В сужениях капилляров может происходить запираание потока за счет капиллярных сил (рис. 4).

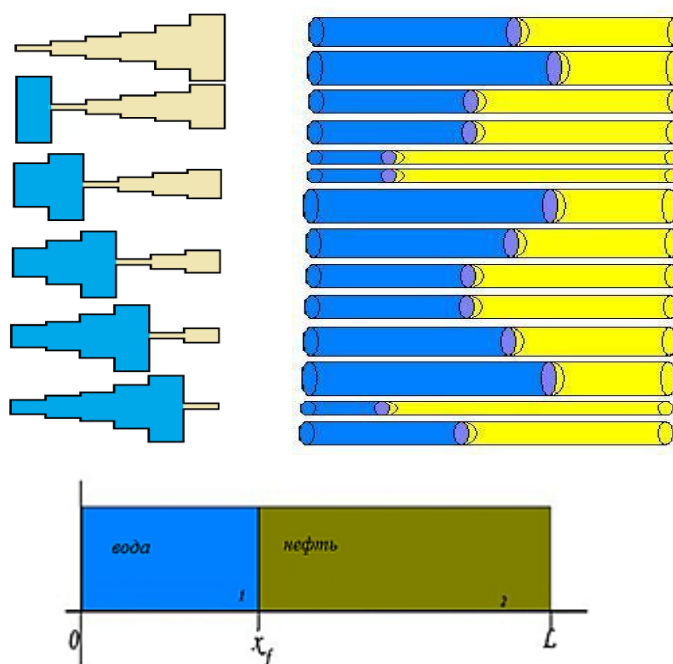


Рис. 4. Схема модели фронтального вытеснения

Вначале определяется закон движения фронта вытеснения для капилляра радиуса R (с гидравлическим радиусом R).

Получаем решение:

$$p_x = \frac{p_1(L - x_f) + \frac{\mu_1}{\mu_2} p_2 x_f}{L - x_f \left(1 - \frac{\mu_1}{\mu_2}\right)}, \quad (14)$$

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu_2} \frac{p_2 - p_1}{L - x_f \left(1 - \frac{\mu_1}{\mu_2}\right)}, \quad (15)$$

$$x_f = \frac{L}{1 - \frac{\mu_1}{\mu_2}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{\left(1 - \frac{\mu_1}{\mu_2}\right)(p_1 - p_2) R^2 t}{4\mu_2 L^2}}\right), \quad (16)$$

где p_x – давление на границе вытеснения, Па; p_1, p_2 – давление на концах капилляра, Па; x_f – фронт вытеснения, м; L – длина капилляра, м; Q – расход жидкости в капилляре, м³/с; t – время, с.

Время прорыва воды по капилляру:

$$t_0 = \frac{4L^2(\mu_1 + \mu_2)}{R^2(\Delta p + p_c)}, \quad (17)$$

где p_c – капиллярное давление на фронте вытеснения.

Водонасыщенность для модели определяется по следующей формуле:

$$S = \frac{\int_0^{\infty} R^2 \left(\frac{x_f}{L} \theta(t, t_0) + 1 - \theta(t, t_0) \right) f(R) N_S(R, t) dR}{\int_0^{\infty} R^2 f(R) dR}, \quad (18)$$

где $\theta = 1 - H$; H – функция Хэвисайда; N – функция, отвечающая за запираение каналов.

Дебиты системы:

$$Q_1 = \int_0^{\infty} Q_1^1 (1 - \theta(t, t_0)) f(R) N_1(R, t) dR, \quad (19)$$

$$Q_2 = \int_0^{\infty} Q_2^1 \theta(t, t_0) f(R) N_2(R, t) dR. \quad (20)$$

ОФП находим используя закон Дарси:

$$Q_i = k \cdot \Omega \frac{k_i(S)}{\mu_i} \frac{dp}{dx}, \quad (21)$$

где i – фаза (вода или нефть); Ω – площадь поперечного сечения системы, м².

Абсолютная проницаемость системы находится при полном насыщении системы i -ой жидкостью:

$$k = \frac{Q_i \mu_i}{\Omega \frac{dp}{dx}}, \quad (22)$$

$$k_i(S) = \frac{Q_i(S)}{Q_i(S=1)}, \quad (23)$$

отсюда получаем:

$$k_1(S) = \frac{\int_0^{\infty} R^4 f(R) (1 - \theta(t, t_0)) N_1(R, t) dR}{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}, \quad (24)$$

$$k_2(S) = \frac{\int_0^{\infty} R^4 f(R) \theta(t, t_0) \frac{L}{L - x_f \left(1 - \frac{\mu_1}{\mu_2} \right)} N_2(R, t) dR}{\int_0^{\infty} R^4 f(R) dR}. \quad (25)$$

Используя предложенную модель, можно по известной функции распределения определить ОФП (рис. 5). В то же время при наличии экспериментально полученных кривых ОФП можно получить вид функции распределения пор по размерам, аналогично взаимосвязи такого распределения с зависимостью капиллярного давления от насыщенности [8].

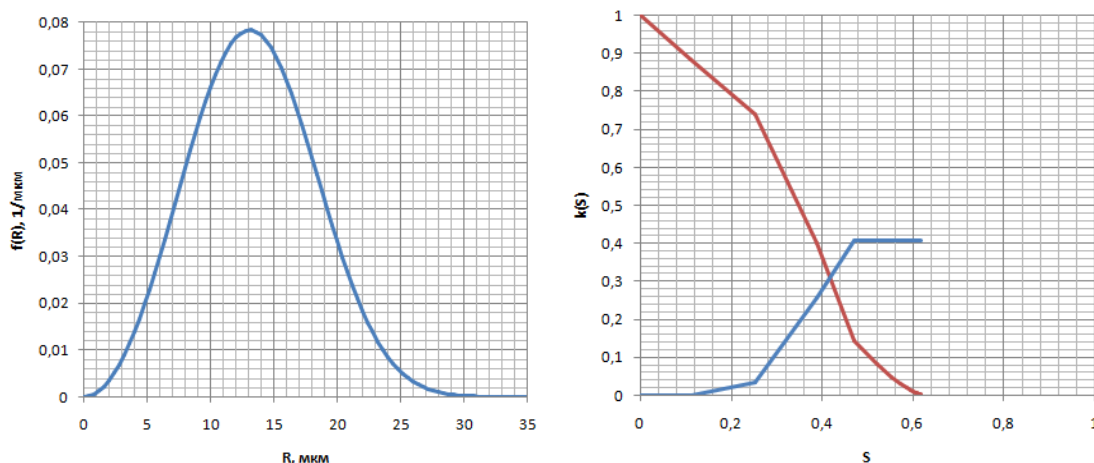


Рис. 5. ОФП для функции распределения полученная на предложенной модели

При наличии некоторого количества ОФП, полученных по результатам лабораторных экспериментов на различных образцах пористой среды, каждый из таких экспериментов соответствует своему распределению пор по размерам, так что в общем случае такие распределения могут различаться. В этом случае для описания общей для пористой среды функции ОФП следует исходить из того, что все эти распределения являются частными выборками из генеральной совокупности и общая (или осредненная) функция ОФП соответствует именно генеральной совокупности, вид которой следует получать на основе статистических методов.

Сами функции распределения могут варьироваться в широких пределах, и в зависимости от типа пород (литологического состава) функции распределения можно разделить на два типа: фациальные однородно и неоднородные. Для однородного случая характеристики генеральной функции распределения должны соответствовать тому же типу распределения, который наблюдается в частных выборках. Для неоднородной пористой среды генеральная совокупность будет представлять собой среднее взвешенное по доле коллекторов разного типа (пример: трещиноватая пористая среда) (рис. 6, 7).

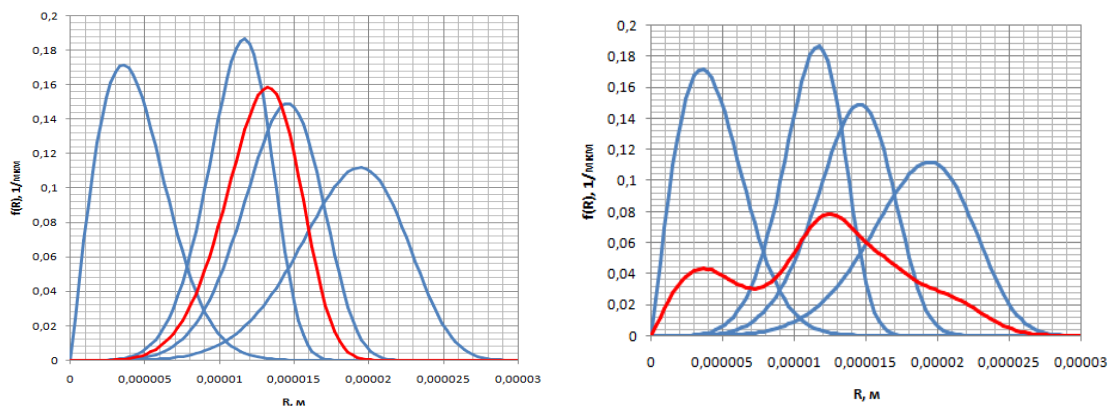


Рис. 6. Характерные плотности распределения для разных типов пород

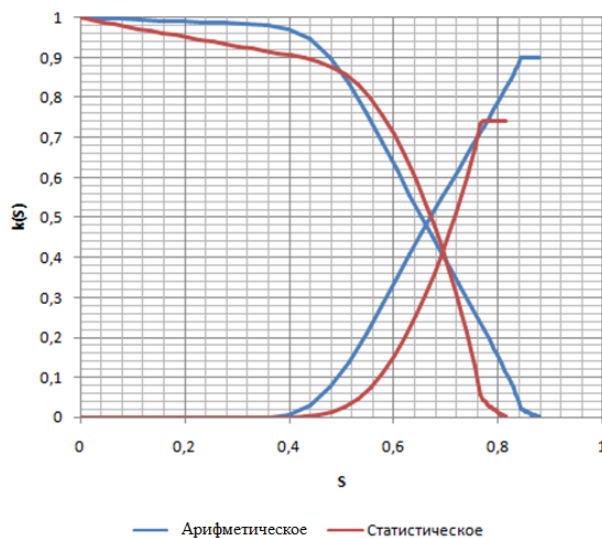


Рис. 7. ОФП для статистической и арифметически средней генеральных функций распределений

Выводы

В данной работе предложена капиллярная модель вытеснения нефти водой, которая может быть использована для определения ОФП при моделировании нефтяных месторождений. По сравнению с моделями, предлагаемыми в литературе, предложенная модель лучше воспроизводит результаты лабораторных экспериментов. Поскольку ОФП являются характеристикой неоднородности пласта, то при наличии лабораторных экспериментов по определению ОФП, с использованием предложенной модели можно определить для них функцию распределения пор по размерам и найти осредненные ОФП для пласта в целом.

Литература

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. 2 изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1971. 312 с.
3. Кадет В.В. Хургин Я.И. Современные вероятностные подходы при решении задач микро- и макроуровня в нефтегазовой отрасли. М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. 240 с.
4. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. М.-Л.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1950. 678 с.
5. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 606 с.

6. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. М.: Недра, 1982. 192 с.
7. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
8. Сыртланов В.Р., Фатихов С.З. О подходе к ремасштабированию относительных фазовых проницаемостей и капиллярных кривых // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 5. С. 42 - 46.
9. Шагапов В.Ш. О фильтрации газированной жидкости // Прикладная механика и техническая физика. 1993. № 5. С. 97 - 106.
10. Шагапов В.Ш., Сыртланов В.Р. Фильтрация кипящей жидкости в пористой среде // Теплофизика высоких температур. 1994. Том 32. № 1. С. 87 - 93.

ON COMPUTING RELATIVE PERMEABILITIES

S.Z. Fatikhov

*Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of SB RAS, Tumen, Russia
e-mail: f_salih@mail.ru*

V.R. Syrtlanov

“Gazpromneft STC” LLC, Saint-Petersburg, Russia

Abstract. *Relative phase permeability (RPP) is an important parameter in the hydrodynamic modeling of oil fields. Shape of the curves of RPP physically is an expression heterogeneity of the porous medium (in particular, due to pore size distribution). In this paper we consider a simplified model for determining the RPP on the known functions of the pore size distribution, as well as the proposed model of capillary displacement of oil by water, which most accurately describes the results of laboratory experiments. The comparison of the RPP for a porous medium for different capillary models.*

Keywords: *relative permeability, capillary model, pore size distribution, reservoir simulation*

References

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh (Motion of liquids and gases in natural formations). Moscow, Nedra, 1984. 211 p.
2. Gimatudinov Sh.K., Shirkovskii A.I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta (Physics of oil and gas reservoirs). Textbook. 2 ed. Moscow, Nedra, 1971. 312 p.
3. Kadet V.V. Khurgin Ya.I. Sovremennye veroyatnostnye podkhody pri reshenii zadach mikro- i makrourovnya v neftegazovoi otrasli (Recent probabilistic approaches for solving problems of micro-and macro-level in the oil and gas industry). Moscow, Izhevsk, IKI, RKhD, 2006. 240 p.
4. Loitsyanskii L.G. Mekhanika zhidkosti i gaza (Fluid Mechanics). Moscow, Leningrad, Gosudarstvennoe izdatel'stvo tekhniko-teoreticheskoi literatury, 1950. 678 p.
5. Masket M. Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefti. Moscow, Izhevsk, IKI, 2004. 606 p. (Transl. from: Morris Muskat. Physical principles of oil production. McGraw-Hill Book Co., 1949. 922 p.)
6. Pirverdyan A.M. Fizika i gidravlika neftyanogo plasta (Physics and hydraulics of oil reservoirs). Moscow, Nedra, 1982. 192 p.
7. Romm E.S. Strukturnye modeli porovogo prostranstva gornykh porod (Structural models of the pore space of rocks). Leningrad, Nedra, 1985. 240 p.
8. Syrtlanov V.R., Fatikhov S.Z. O podkhode k remasshtabirovaniyu otnositel'nykh fazovykh pronitsaemosti i kapillyarnykh krivykh (An approach for upscaling of

relative permeabilities and capillary curves), *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2010, Issue 5, pp. 42 - 46.

9. Shagapov V.Sh. O fil'tratsii gazirovannoi zhidkosti (On the filtration aerated liquid), *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*, 1993, Issue 5, pp. 97 - 106.

10. Shagapov V.Sh., Syrtlanov V.R. Fil'tratsiya kipyashchei zhidkosti v poristoi srede (Filtering boiling liquid in a porous medium), *Teplofizika vysokikh temperatur*, 1994, Volume 32, Issue 1, pp. 87 - 93.