

СТАТЬЯ

УДК 55:549.08:622.276.5

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ОБРАЗЦОВ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО МАТЕРИАЛА

Песков А.В.

Самарский государственный технический университет, Самара, e-mail: rednakel@yandex.ru

С использованием установки «Дарсиметр» определена абсолютная проницаемость образцов расклинивающего материала, применяемого для закрепления трещин при гидроразрыве пласта. Исследования также проводились на искусственных образцах щелей и капилляре, моделирующих природные трещины с заданной раскрытостью. Были изучены узкие фракции материала с определенным диаметром зерен песка и пропанта, выделенные на установке грохот. Интерпретация результатов показала, что зависимость измеренных градиентов давления и расхода газа для большинства образцов расклинивающего материала не является линейной и не описывается эмпирическим законом Дарси. Для описания нелинейной связи между градиентом давления и расходом газа использована двухчленная квадратичная зависимость. Для исследуемых фракций были рассчитаны -вязкостной коэффициент, характеризующий пропускную способность породы для вязкого флюида – $K\mu$ и плотностной коэффициент, определяющий пропускную способность породы для невязкого флюида – $K\rho$. Проанализированы изменения вязкостного и плотностного коэффициентов в зависимости от градиента давления и диаметра зерен изученного материала. Сопоставлены значения измеренной проницаемости материалов различных фракций и рассчитанных значений проницаемости по литературным данным, исходя из вариации коэффициента пористости в зависимости от характера упаковки зерен материала в пустотном пространстве. Найдено, что измеряемые и рассчитанные проницаемости отличаются по своим значениям тем больше, чем больше размер зерен фракции. На искусственных образцах щелей выявлено совпадение измеряемых и рассчитанных значений проницаемости с погрешностью до 28% для щелей около 100 мкм. Погрешности определения абсолютной проницаемости показали, что для ядра Самотлорского месторождения значение коэффициента вариации составило 0,0014 при среднеквадратичном отклонении 0,062 и средней проницаемости 44,2 мДарси для давления 1,04 атмосфер.

Ключевые слова: коэффициент проницаемости, индикаторная диаграмма, расклинивающие материалы, пропант, число Рейнольдса, фракции

PERMEABILITY OF SAMPLES OF WEDGING MATERIAL

Peskov A.V.

Samara State Technical University, Samara, e-mail: rednakel@yandex.ru

Using the Darsimeter installation, the absolute permeability of samples of the wedging material used to fix cracks during hydraulic fracturing was determined. Studies were also carried out on artificial samples of cracks and capillaries modeling natural cracks with a given opening. Narrow fractions of the material with a certain diameter of sand and proppant grains isolated at the screen installation were studied. Interpretation of the results showed that the dependence of the measured pressure gradients and gas flow for most samples of the wedging material is not linear and is not described by Darcy's empirical law. To describe the nonlinear relationship between the pressure gradient and the gas flow rate, a two-term quadratic dependence is used. For the studied fractions, the viscosity coefficient characterizing the rock throughput for a viscous fluid – $K\mu$ and the density coefficient determining the rock throughput for an inviscid fluid – $K\rho$ were calculated and the density coefficient determining the rock throughput for an inviscid fluid is $K\rho$. The changes in the viscosity and density coefficients depending on the pressure gradient and grain diameter of the studied material are analyzed. The values of the measured permeability of materials of various fractions and the calculated values of permeability according to the literature data are compared based on the variation of the porosity coefficient depending on the nature of the packing of the material grains in the void space. It is found that the measured and calculated permeabilities differ in their values the more the larger the grain size of the fraction. On artificial samples of cracks, the coincidence of the measured and calculated permeability with an error of up to 28% for cracks of about 100 microns was revealed. The error in determining the absolute permeability was shown for the core of the Samotlor deposit, the value of the coefficient of variation was 0.0014 with an average deviation of 0.062 and an average permeability of 44.2 mDarsi for a pressure of 1.04 atmospheres.

Keywords: permeability coefficient, indicator diagram, wedging materials, proppants, Reynolds number, fractions

Гидравлический разрыв пласта является одной из сложнейших операций в нефтегазодобывающей промышленности и наиболее эффективным методом повышения производительности скважин. Известно, что при проведении гидроразрыва пласта следует учитывать качество материала, закрепляющего трещину разрыва: диаметр, отсортированность и укладку зерен, градиенты фильтрации флюидов и другое. Однако проведение операции гидроразрыва пласта

в некоторых случаях может сопровождаться неопределенностью в его эффективности, и перед началом работ требуется максимальное количество промысловых данных и дополнительных исследований [1; 2].

Цель исследования: с использованием лабораторной установки «Дарсиметр» по определению абсолютной проницаемости на искусственных образцах, представленных закрепляющим материалом трещин – песке и пропанте, с измеренным

размером зерен определить коэффициенты проницаемости. Определить вид нелинейной или линейной связи градиента давления и расхода газа и применить по возможности двухчленную квадратичную зависимость Форхгеймера с расчетом полученных параметров. Сопоставить полученные измеренные значения проницаемости фракций с данным диаметром зерен с расчетными данными по определению проницаемости, исходя из зависимостей по литературным данным.

Материалы и методы исследования

Коэффициент проницаемости рассчитывается в случае линейной зависимости между давлением и расходом флюида по закону Дарси [3]. Однако закон Дарси – это эмпирический закон, и если на опыте допущение пропорциональности объёмного расхода градиенту давления не оправдывается, то считается, что градиент давления представляет собой некоторую функцию расхода, которую можно разложить в ряд Тейлора по степеням. Для реальных трещин при определении абсолютной проницаемости связь между градиентом давления и расходом при некоторых условиях может быть представлена зависимостью Форхгеймера:

$$\frac{\Delta P}{L} = aQ + bQ^2 \quad (1)$$

где a и b – вязкостной и инерционный коэффициенты сопротивления пористой среды, Q – объёмный расход газа через образец, $\Delta P/L$ – градиент давления

$$\text{или } \frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k}v + \beta v^2, \quad (2)$$

где μ – вязкость, k – проницаемость, β – инерционный коэффициент, v – скорость флюида.

В работах по нелинейной фильтрации ряд исследователей уточняют коэффициенты a и b в уравнении (1) или распространяют зависимость на различные случаи фильтрации [4; 5]. Коэффициенты не являются универсальными, и уравнение не отражает особенностей фильтрационных течений на различных режимах. Для уменьшения погрешностей при больших скоростях фильтрации Р.Д. Барри и М.В. Конвей используют в модели два дополнительных параметра – K_{nr} , принимающий значение от 0 до 1, и α , принимающий положительное значение. При крайних значениях параметра kmr предложенная зависимость приводится к законам Дарси или Форхгеймера [6]. В работе [7] описана методология определения проница-

емости пористой среды, основанная на методе машинного обучения с использованием искусственных нейронных сетей и множественной регрессионной модели.

В настоящей работе для экспрессности получения результатов выбран метод расчета коэффициентов проницаемости [8] на основе зависимости Форхгеймера (1). Используя выражение, можно рассчитать

$$K_{\mu} = \frac{Q\mu L}{F\Delta P} = \frac{\mu}{aF},$$

$$K_{\rho} = \frac{Q^2\rho L}{F^2\Delta P} = \frac{\rho}{bF^2}, \quad (3)$$

K_{μ} – вязкостной коэффициент, характеризует пропускную способность породы для вязкого флюида и площадь сечения поровых каналов, а K_{ρ} – плотностной коэффициент, определяет пропускную способность породы для невязкого флюида и извилистость поровых каналов [8].

Для определения зависимости коэффициента проницаемости k от диаметра зерен существует ряд зависимостей, и коэффициент проницаемости зависит от распределения частиц по размеру, формы частиц и структуры упаковки. Проницаемость прямо пропорциональна квадрату размера частиц, умноженному на некоторую функцию пористости. Различными авторами приводятся виды функции пористости, которые могут изменять результат на 20 и более процентов. Для расчета проницаемости выбрана зависимость [9]:

$$k = d^2 / 96\sigma, \quad (4)$$

где $\sigma = (5/4)*(1-m)^2/m^3$.

Где пористость m может принимать значения от 0,259–0,476 в зависимости от упаковки зерен в данном образце и трещине. Без информации о значении коэффициента пористости и характере укладки частиц результаты расчетных значений при крайних значениях $m=0,26-0,338$ различаются в 3 раза. Число Рейнольдса Re рассчитывалось по Щелкачеву В.Н.

Исследования проводились в искусственной кювете, куда помещался под уплотнением исследуемый материал. В качестве расклинивающих материалов для исследований использовался кварцевый песок Утевской и Чапаевской площадей и пропант марки «Боровичи» и «Форес». Для анализов материал песка был разделен на узкие фракции менее 63, 80, 106, 125, 150, 180 мкм. И 75 мкм, 125, 150, 196, 212, 212, 250, 350 мкм. Пропант на фракции 212, 390 мкм.

**Результаты исследования
и их обсуждение**

Определение погрешностей коэффициента проницаемости проводилось на образцах керна Самотлорского месторождения и эталонах. Относительная погрешность для $p=0,45-0,55$ атм для 3-кратного измерения для эталона 5 мДарси составила $k/k_{ср}=2,3\%$, для $p=1,5-1,7$ атм составила $0,3\%$.

Исследование фильтрации газа через щели с раскрытостью от 47 до 200 мкм показало, что для щели 47 мкм зависимость градиента давления от расхода для диапазона $0,95-1,65$ имеет линейный вид. С увеличением градиента давления снижается отношение k/b^2 , и среднее значение k/b^2 для диапазона $0,95-1,65$ составило 77510, а для диапазона $p=0,37-1,72$ это отношение составило 77820 против значения [10] = 85000, и ниже значения [6] на 8%, что может быть объяснено различием в про-

ведении опытов на различной аппаратуре и погрешностями. Для щели 96 мкм при линейной зависимости градиента давления от расхода среднее значение k/b^2 составило 61015, что ниже отношения из [10] на 28%. Для щели 200 мкм значение k/b^2 составило около 50% относительно полученного из [10], что может быть объяснено некорректностью расчетов из-за нелинейной зависимости градиента давления от расхода. Поэтому расчет проницаемости в зависимости от раскрытия щели, вероятно, возможен для щелей менее 100 мкм. Исследования фильтрации через капилляр показали нелинейную зависимость градиента давления от расхода газа. В координатах p/q от q зависимость не выражается прямой линией, а представляет многочлен 3-й степени. Зависимость градиента давления от расхода газа выражается дробно-рациональной функцией $q = x / (11,5+19,7p)$.

Таблица 1

Зависимости градиента давления Δp от расхода газа q и зависимость $\Delta p/q$ от q 1,04 атм.
 Коэффициент вариации для измеренных 7-кратных значений проницаемости на образцах Самотлорского месторождения составил 0,0014 при среднеквадратичном отклонении 0,062 и средней проницаемости 44,2 мД для давления

№ пп образца	Название образца	Зависимость градиента давления Δp от расхода q	Зависимость $\Delta p/q$ от расхода q
1	Чапаевская 63	$-3 \cdot 10^{-6}x^2 + 3 \cdot 10^{-5}x + 7 \cdot 10^{-7}$	$2 \cdot 10^{15}x + 2 \cdot 10^{11}$
2	Чапаевская 80	$-10^{-5}x^2 + 4 \cdot 10^{-5}x + 8 \cdot 10^{-7}$	1) $10^{15}x + 9 \cdot 10^{10}$ $p=0,17-1$ 2) $3 \cdot 10^{19}x^2 - 681013x + 1011$ $p=0,17-1,3$
3	Чапаевская 106	$-10^{-5}x^2 + 6 \cdot 10^{-5}x + 10^{-6}$	$7 \cdot 10^{14}x + 7 \cdot 10^{10}$
4	Чапаевская 125	$-3 \cdot 10^{-5}x^2 + 9 \cdot 10^{-5}x - 2 \cdot 10^{-6}$	$8 \cdot 10^{14}x + 4 \cdot 10^{10}$
5	Чапаевская 150	$-3 \cdot 10^{-5}x^2 + 9 \cdot 10^{-5}x + 5 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{14}x + 3 \cdot 10^{10}$
6	Чапаевская 180	$-4 \cdot 10^{-6}x^2 + 3 \cdot 10^{-5}x + 8 \cdot 10^{-6}$	$2 \cdot 10^{20}x^2 - 5 \cdot 10^{15}x + 10^{11}$
7	Утевка	$-10 \cdot 10^{-5}x^2 + 5 \cdot 10^{-5}x + 7 \cdot 10^{-6}$	1) $2 \cdot 10^{15}x + 4 \cdot 10^{10}$ 2) $2 \cdot 10^{19}x^2 - 2 \cdot 10^{14}x + 8 \cdot 10^{10}$
8	Пропант Боровичи 1	$-6 \cdot 10^{-5}x^2 + 0,0001x + 3 \cdot 10^{-5}$	$5 \cdot 10^{14}x - 10^{10}$
9	Щель 1 – 47 мкм	1) $-7 \cdot 10^{-6}x^2 + 4 \cdot 10^{-5}x - 2 \cdot 10^{-7}$ при диапазоне от 0,37-1,65 атм 2) $2 \cdot 10^{-5}x + 10^{-5}$ при диапазоне от 0,95-1,65 атм	$2 \cdot 10^{19}x^2 - 7 \cdot 10^{13} + 10^{11}$ -
10	Щель 96 мкм	$0,0002x + 10^{-5}$	-
11	Щель 3 – 200 мкм	$9 \cdot 10^{-8}x^2 + 5 \cdot 10^{-8}x + 2 \cdot 10^{-5}$	-
12	Капилляр	1) $10^{-6}x^2 + 4 \cdot 10^{-6}x + 7 \cdot 10^{-7}$ 2) $y = x / (11,5 + 19,7x)$	1) $3 \cdot 10^{-17}x + 10^{11}$ для $p=,24-0,96$ 2) $2 \cdot 10^{29}x^3 - 2 \cdot 10^{24}x^2 + 4 \cdot 10^{18}x + 10^{12}$ для $p=0,24-1,76$
13	Пропант Форес	$-7 \cdot 10^{-6}x^2 + 3 \cdot 10^{-5}x + 10^{-6}$	$4 \cdot 10^{15}x + 10^{11}$

Рассмотрим зависимости градиента давления от расхода при фильтрации газа через изученные образцы. Для большинства образцов с расклинивающим материалом-песком и пропантом получены зависимости, которые нелинейны (табл. 1). Преобразование зависимостей в координатах p/ql от q представлены линейным уравнением для ряда случаев $y=bx+a$, где коэффициент a – вязкостной коэффициент сопротивления пористой среды – отрезок, отсекаемый прямой на оси p/ql , b – инерционный коэффи-

циент пористой среды -тангенс угла наклона прямой к горизонтальной линии. Таким образом, были получены коэффициенты в уравнении $\Delta p/L=aQ+bQ^2$. В таблице 2 приведены результаты расчета коэффициентов проницаемости K_{μ} и K_{ρ} и коэффициентов a и b в уравнении для образцов песка площади Чапаевская, исходя из полученных зависимостей в координатах p/ql от q (табл. 1) и путем расчета коэффициентов проницаемости по зависимостям (3) при давлении в интервале $p=1,08-1,33$ атм.

Таблица 2

Вязкостной и плотностной коэффициенты проницаемости K_{μ} и K_{ρ} ,
 коэффициенты a и b в уравнении для образцов песка Чапаевской площади

D, мкм	$a \cdot 10^{10}$	$b \cdot 10^{14}$	$K_{\mu} \cdot 10^{-12}$	$K_{\rho} \cdot 10^{-7}$	Δp	$K_{\mu} \cdot 10^{-12}$	$K_{\rho} \cdot 10^{-7}$	Re
	По зависимостям табл. 1					Расчет при давлении Δp		
63	20	20	2,3	4,06	1,33	3,3	1,2	22
80	9	10	5,14	8,11	1,08	4,7	2,0	30
106	7	7	6,61	11,6	1,28	6,1	4,0	53
125	4	8	11,6	10,1	1,21	7,3	5,5	67
150	3	6	15,4	13,5	1,21	8,6	7,6	85

Таблица 3

Вязкостной и плотностной коэффициенты проницаемости K_{μ} и K_{ρ} ,
 коэффициенты a и b в уравнении для образцов песка Чапаевской и Утевской площади

Площадь	Δp	$K_{\mu} \cdot 10^{-12}$	$K_{\rho} \cdot 10^{-7}$	Re
Чапаевская D=63 мкм	0,18	4,2	0,3	4
	0,286	3,7	0,3	6
	0,47	3,8	0,6	10
	0,837	3,5	0,9	15
	1,33	3,3	1,2	22
	1,495	3,1	1,2	23
	1,61	3,2	1,4	26
Чапаевская D=125 мкм	0,16	12,9	1,2	32
	0,41	10,4	3,7	51
	0,81	8,5	5,0	74
	1,21	7,3	5,5	85
Чапаевская D=150 мкм	0,197	15,1	3,8	32
	0,405	12,8	5,6	51
	0,8	10,4	7,3	74
	1,211	8,6	7,6	85
Утевская (общая)	1,46	5,1	3,2	47
	1,007	6,0	3,1	41
	0,964	6,1	3,0	40
	0,516	7,6	2,5	30

С увеличением диаметра зерен коэффициенты проницаемости K_{μ} и K_p возрастают при увеличении значения числа Рейнольдса. Различия в полученных значениях этими способами обусловлены тем, что расчет в первом случае брался по диапазону 0,2-1,5 атм, а во втором случае на режиме $p=1,08-1,33$ атм. Далее были рассчитаны коэффициенты проницаемости K_{μ} и K_p при давлениях Δp и размере диаметра зерен D (табл. 3, 4). С увеличением диаметра зерен при возрастании градиента давления K_{μ} снижается, а изменение коэффициента K_p не имеет выраженной тенденции при увеличении числа Re .

Сравнение значений коэффициента проницаемости, рассчитанного по формуле (3), и измеренных значений (табл. 5-7) показало, что для фракций Чапаевского месторождения измеренные значения по-

падают в интервал рассчитанных значений проницаемости K для интервала возможных значений пористости $m=0,26-0,336$. Для образцов Утевской площади характерен больший диаметр зерен во фракциях от 75 до 196 мкм, чем для Чапаевской площади, в которой интервал фракций варьирует от 63 до 150 мкм. Сравнение значений коэффициента проницаемости рассчитанного по формуле (3) и измеренных значений для Утевской площади показало их совпадение для интервала до 150 мкм, а при значениях диаметра более 150 мкм измеренные значения меньше рассчитанных значений интервала тем больше, чем больше диаметр зерен фракции и меньше рассчитанных от 2 до 8 раз. Поэтому расчет по формуле (3) для исследуемых образцов справедлив при диаметре фракции до 150 мкм.

Таблица 4

Вязкостной и плотностной коэффициенты проницаемости K_{μ} и K_p
 для образцов пропанта «Боровичи»

№	d	Δp	$K_{\mu} \cdot 10^{-12}$	$K_p \cdot 10^{-7}$	Re
1	390 мкм	0,16	30,2	26,9	109
		0,33	19,4	23,8	118
		0,49	15,5	22,2	124
		0,68	12,8	21,2	130

Таблица 5

Измеренные и рассчитанные значения проницаемости
 для образцов пропанта «Боровичи» при диаметре частиц 390 и 212 мкм

D, мкм	ΔP , атм	K изм $\cdot 10^{-12}$	K $\cdot 10^{-12}$, диапазон от $m=0,26-0,336$
212	0,5	4	4,17-11,6
390	0,5	15	40-361

Таблица 6

Измеренные и рассчитанные значения проницаемости
 для образцов песка месторождения Чапаевское

D, мкм	ΔP , атм	K изм $\cdot 10^{-12}$	K $\cdot 10^{-12}$, диапазон от $m=0,26-0,336$
63	0,47	2,9	1-2,9
80	0,456	4,4	1,7-4,76
106	0,411	6,2	3-8,36
125	0,411	7,9	4,17-11,6
150	0,405	9,8	6-16,7

Измеренные и рассчитанные значения проницаемости
 для образцов песка месторождения Утевское

D, мкм	ΔP , атм	$K_{изм} \cdot 10^{-12}$	$K \cdot 10^{-12}$, диапазон от $m=0,26-0,336$
75	0,54	2,2	1,5-4,18
125	0,54	4,3	4,17-11,6
150	0,511	3,9	6-16,7
196	0,543	5,5	от 10 до 28
212	0,54	4,7	12-33
250	0,54	3,3	16,7-46
350	0,55	4,3	32-91

Расчет коэффициентов проницаемости K_d и K_r зависит от выбора режима измерений и погрешностей при аппроксимации кривых в координатах p/q от q . Поэтому данным способом можно оценить коэффициенты проницаемости экспрессно и приближенно, с определенной долей погрешности. Таким образом, следует учитывать при проектировании процесса гидроразрыва пласта свойства закрепляющего материала: диаметр зерен, их укладку, от которых зависит проницаемость образующихся трещин. Данные исследования на моделях закрепляющего материала трещин могут являться дополнением к обоснованию рисков проведения гидроразрыва пласта.

Список литературы / References

1. Гилаев Г.Г., Ольховская В.А., Гилаев Г.Г., Хафизов В.М. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах. Ижевск, 2020. 304 с.
 Gilaev G.G., Olkhovskaya V.A., Gilaev G.G., Khafizov V.M. Hydraulic fracturing in vertical and horizontal wells. Izhevsk, 2020. 304 p. (in Russian).

2. Бобков Д.О. Проблемы возникающие при проведении ГРП и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации. 2017. №7. [Электронный ресурс]. URL: <https://web.shauka.ru/issues/2017/07/84111> (дата обращения: 06.03.2022).
 Bobkov D.O. Problems arising during hydraulic fracturing and the possibility of their solution // *Covremennyye nauchnyye issledovaniya i innovatsii*. 2017. No. 7. [Electronic resource]. URL: <https://web.shauka.ru/issues/2017/07/84111> (date of access: 06.03.2022). (in Russian).

3. Песков А.В. Особенности измерения абсолютной проницаемости горных пород // Вестник Самарского Государственного Технического Университета. 2020. Т. 28, № 2(66). С. 73-83.
 Peskov A.V. Features of measuring the absolute permeability of rocks // *Vestnik Samarskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta*. 2020. V. 28, No. 2(66). P. 73-83. (in Russian).

4. Троицкий В.М. Феноменологический подход к анализу экспериментальных данных о газопроницаемости в по-

ристых средах. Истинная природа эффекта Клинкенберга // Научно-технический сборник вестей газовой науки. 2017. № 2(30). С. 110-123.

Troitsky V.M. Phenomenological approach to the analysis of experimental data on gas permeability in porous media. The true nature of the Klinkenberg effect // *Nauchno-tekhnicheskii sbornik vesti gazovoy nauki*. 2017. No. 2 (30). P. 110-123. (in Russian).

5. Троицкий В.М. О физическом механизме нелинейного закона фильтрации газа в пористых средах // Научно-технический сборник вестей газовой науки. 2021. № 2(47). С. 126-137.

Troitsky V.M. On the physical mechanism of the nonlinear law of gas filtration in porous media // *Nauchno-tekhnicheskii sbornik vesti gazovoy nauki*. 2021. No. 2(47). P. 126-137. (in Russian).

6. Толпаев В. А., Ахмедов К. С., Гоголева С. А. Нелинейные законы фильтрации при больших скоростях потока // Нефть и газ. 2015. № 5. P. 83-89.

Tolpaev V. A., Akhmedov K. S., Gogoleva S. A. Nonlinear laws of filtration at high flow rates // *Neft' i gaz*. 2015. No. 5. P. 83-89. (in Russian).

7. Золотухин А.Б., Гаюбов А.Т. Использование методов машинного обучения для определения проницаемости пористых сред // Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы: сборник докладов 7-й Международной научно-практической конференции (Сочи, 07 – 12 октября). Краснодар, 2019. С. 41-50.

Zolotukhin A.B., Gayubov A.T. Using machine learning methods to determine the permeability of porous media // *Intellektual'noye mestorozhdeniye: innovatsionnyye tekhnologii ot skvazhiny do magistral'noy truby: sbornik dokladov 7-y Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (Sochi, 07 – 12 oktyabrya)*. Krasnodar, 2019. P. 41-50. (in Russian).

8. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. М: Недра, 1976. 295 с.

Khanin A.A. Petrophysics of oil and gas reservoirs. M: Nedra, 1976. 295 p. (in Russian).

9. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.

Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. Underground hydraulics. Izhevsk: Research Center "Regular and Chaotic Dynamics", 2001. 736 p. (in Russian).

10. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М: Недра, 2005. 309 с.

Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I. Physics of an oil and gas reservoir. M: Nedra, 2005. 309 p. (in Russian).