

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА УПРУГИЕ СВОЙСТВА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

И.В. Виршило, В.В. Халимендик

*Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
НИИ «Институт геологии», ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина, e-mail: ivirshylo@gmail.com*

Представлены результаты теоретического моделирования сложнопостроенных пород-коллекторов нефти и газа, в которых при одних и тех же объемах пустотного пространства акустические свойства значительно изменяются в зависимости от соотношения концентрации разных видов пустот и общей пористости породы. Моделирование проведено в изотропном приближении с помощью метода условных моментных функций алгоритмами, разработанными на кафедрах геофизики и геоинформатики Киевского национального университета имени Тараса Шевченка и авторского программного обеспечения. Показано принципиальное сужение области решения задачи инверсии данных каротажа при концентрации пустот разного формата. Полученный результат позволяет использовать данные геофизических исследований скважин (методы акустического каротажа (АК), широкополосного акустического каротажа (АКш) и гамма-гамма плотностного метода (ГГКп)) для определения структуры порового пространства. Наиболее информативна комбинация методов АКш и ГГКп, также возможно применение методов АК и ГГКп с большей погрешностью.

Ключевые слова: пористость, структура порового пространства, каротаж, инверсия.

Введение. По мере постепенного исчерпания традиционных легкоизвлекаемых месторождений углеводородов в мире и, в частности, в Украине, все большую актуальность приобретает задача прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, имеющих неоднородную структуру пустот как по размеру и форме, так и ориентации. Подобную среду можно описать с помощью матричной модели, содержащей включения эллипсоидных пустот разной формы, которые отвечают за трещиноватую, гранулярную и кавернозную составляющие пустотного пространства [2]. В такой постановке задача усложняется от определения одного интегрального показателя (коэффициент пористости) к массиву показателей (объемные концентрации разных компонент пустотного пространства, их форма и ориентация).

На сегодня в производственной геофизике данная задача решается методами микрокомпьютерной томографии (МКТ) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Эти методы позволяют получить 3D изображение внутреннего строения горных пород, в том числе порового пространства [5, 12–14].

Несмотря на то что данные с высоким разрешением с помощью средств обработки изображений детально отражают структуру породы, все же существуют некоторые ограничения для широкого применения разработанных методик. Одно из таких ограничений — дороговизна исследований, другое — сложность численных вычислений при 3D моделировании, большие временные затраты, необходимость огромных вычислительных мощно-

стей компьютеров [9]. Для количественной оценки пустотного пространства горных пород применяют прямые и косвенные методы. Среди прямых методов наиболее распространены методы растровой электронной и оптической микроскопии [7]. Их главный недостаток — используются только для ограниченных размеров образцов горных пород и материалов, что часто не дает общего представления о состоянии объекта в целом [1].

Комплексирование акустических и плотностного методов — наиболее дешевый и одновременно чувствительный и информативный способ определения структуры пустотного пространства. В сфере акустики разработано несколько методов. По мнению авторов, наиболее применимым к задаче оценки структурного пространства является метод, в основе которого лежит длинноволновая теория рассеяния первого порядка, что позволяет оценивать эффективные упругие параметры среды, содержащей различные типы пор [11]; при построении моделей постепенно добавляют включения с различными параметрами к матрице [6]. Теория дифференциальной эффективной среды применяется для определения эффективных упругих параметров среды по моделям структуры пустотного пространства, полученной путем математической обработки 2D изображений МКТ с дальнейшим преобразованием в 3D изображения [2, 8].

Еще один современный метод изучения влияния структуры пустотного пространства на упругие параметры среды используется при акустических исследованиях на искусственных образцах среды,

полученной с помощью печати на 3D принтере [15].

На кафедре геофизики Киевского национально-го университета имени Тараса Шевченко в течение последних 35 лет разрабатывают методы математического моделирования акустических характеристик сложнопостроенных пород-коллекторов и методик инверсии лабораторных данных ультразвуковых петрофизических исследований и скважинных исследований (акустического каротажа (АК)) в структуру пустотного пространства [3].

Цель данной работы — изучение области решения задачи инверсии объемных петрофизических параметров различных сложнопостроенных пород-коллекторов и определение необходимого набора данных для построения методики прогнозирования структуры пустотного пространства.

Авторами статьи повторно реализованы современные программными средствами алгоритмы решения прямой задачи, рассмотренной в публикациях [3, 4], разработан алгоритм генерации множественных моделей и проведено численное моделирование на матричных моделях в изотропном приближении без учета влияния давления и температуры.

Теория. На сегодня разработан алгоритм численного моделирования упругих параметров и скоростей прохождения объемных упругих волн как в изотропном, так и анизотропных вариантах [1—4] для матричной среды с однородным распределением эллипсоидных включений различной формы и ориентации. В данном исследовании используется теория для изотропной матричной модели [3]. Напряженно-деформированное состояние среды для нее описано законом Гука для малого однородного объема среды (микроточки) и статистически усреднено методом условных моментов в макроскопическом объеме, который значительно превышает характерные размеры структурных элементов модели (в случае породы-коллектора — пустот различной формы):

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = C_{ijkl}^{(1)} \sum_{n=1}^N \sum_{q=1}^Q \xi^{(nq)} \langle \varepsilon_{kl}^{1(nq)} \rangle + C_{ijkl}^{(2)} c_2 \langle \varepsilon_{kl}^2 \rangle, \quad (1)$$

где $C_{ijkl}^{(1)}$ — тензор упругих постоянных включений; $C_{ijkl}^{(2)}$ — тензор упругих постоянных матрицы; $\xi^{(nq)}$ — концентрация включений, ориентированных в n -направлении, формат α_q ; C_2 — концентрация матрицы; $\langle \varepsilon_{kl}^{1(nq)} \rangle$, $\langle \varepsilon_{kl}^2 \rangle$ — условные математические ожидания тензора деформаций включений и матрицы.

Уравнения равновесия стохастической трещиновато-поровой геологической среды в интегральной форме имеет вид

$$\varepsilon_{kl}^{1(nq)} = \langle \varepsilon_{ij} \rangle + K_{ijkl} (x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) [C_{klpq}^{(2)} - \langle C_{klpq} \rangle],$$

где K_{ijkl} — интегральный оператор, ядро которого

выражается через производные от функции Грина уравнений равновесия с тензором коэффициентов главной части $\langle C_{klpq} \rangle$.

Усреднение выражения (1) с учетом условия определения координат микроточки объема, который занят включением типа (n, q) , т. е. включения, ориентированного в n -направлении и имеющего формат α_q , в результате дает

$$\langle \varepsilon^{1nq} \rangle = \langle \varepsilon \rangle + K \left[C_1' \sum_{i=1}^N \langle \varepsilon_1^{iq, nq} \rangle P_{ni} + C_2' \langle \varepsilon_{2, nq} \rangle P_{n2} \right],$$

где $C_r' = C_r - \langle C \rangle$, ($r = 1, 2$); P_{ni} , P_{n2} — условные вероятности перехода от включения типа (n, q) к включению типа (i, q) или в матрицу; $\langle \varepsilon_1^{iq, nq} \rangle$, $\langle \varepsilon_{2, nq} \rangle$ — условные математические ожидания во включениях, ориентированных в n -направлениях и имеющих формат α_q , и в матрице.

Предположив, что функции P_m описывают свойства вдоль произвольных направлений, рассмотрим их как условные плотности перехода некоторого марковского процесса. Воспользовавшись свойствами независимости этого процесса от предыдущего состояния, а также выполнив усреднение по ансамблю вероятных относительных размеров включений n -направления, получим уравнение

$$\langle \varepsilon_{1, n} \rangle = \langle \varepsilon \rangle + h C^{(3)} \langle \varepsilon_2 \rangle, \quad (2)$$

в котором средние деформации во включениях типа (n, q) выражены через средние деформации матрицы a :

$$h = C_{1n}^{-1} \sum_{q=1}^Q \xi_{nq} h_q, \quad C^{(3)} = C^{(1)} - C^{(2)}.$$

Для вычисления тензора h введем новую систему координат y_p , ось y_3 которой совпадает с n -направлением ориентации включений. Тогда получим составляющие поперечно-изотропного тензора h_q :

$$\begin{aligned} k_{hq} &= -\frac{1}{4\Delta} \left\{ (\lambda_1 + 2\mu_1)(\lambda_L + \mu_L) j_{3q} + \right. \\ &\quad \left. + \mu_L [(\lambda_L + 2\mu_L) j_{2q} + (\lambda_1' + 2\mu_1') j_{1q} j_{2q}] \right\}; \\ l_{hq} &= \frac{1}{2\Delta} [(\lambda_L + \mu_L)(\lambda_1 + 2\mu_L) j_{3q} + \lambda_1' \mu_L j_{1q} j_{2q}]; \\ m_{hq} &= -\frac{1}{4} \left\{ \mu_1' + 2\mu_L (\lambda_L + 2\mu_L) [(\lambda_L + \mu_L) j_{3q} + \right. \\ &\quad \left. + (\lambda_L + 3\mu_L) j_{2q}]^{-1} \right\}^{-1}; \\ n_{hq} &= \frac{1}{\Delta} \left\{ \mu_L (\lambda_1' + \mu_1') j_{1q}^2 - \right. \\ &\quad \left. - (\lambda_1 + \mu_1 + \mu_L) [\mu_L j_{1q} + (\lambda_L + \mu_L) j_{3q}] \right\}; \\ p_{hq} &= -\frac{1}{4} \left\{ \mu_1' + 2\mu_L (\lambda_L + 2\mu_L) [(\lambda_L + 2\mu_L)(1 + j_{1q}) - \right. \\ &\quad \left. - 4(\lambda_L + \mu_L) j_{3q}]^{-1} \right\}^{-1}, \end{aligned}$$

где $z = 1 - \alpha_q^2$; α_q — формат q -й поры или микро-

трещины; $\lambda_L = \langle \lambda \rangle$, $\mu_L = \langle \mu \rangle$ — постоянные Ламэ изотропного тела;

$$J_q = \alpha_q |z|^{-1/2} \arcsin |z|^{1/2}, \quad \alpha_q < 1;$$

$$J_q = -\alpha_q |z|^{-1/2} \ln \left(\alpha_q - |z|^{1/2} \right), \quad \alpha_q > 1; \quad j_{1q} = \frac{1}{z} (1 - J_q);$$

$$j_{2q} = (1 - j_{1q}); \quad j_{3q} = \frac{1}{2z^2} \left[(1 + \alpha_q^2) J_q - 3\alpha_q^2 \right];$$

$$\Delta = \mu_L (\lambda_L + 2\mu_L) (\lambda_1 + \mu_1 + \mu'_1 j_{1q}) +$$

$$+ 3\mu'_1 (\lambda_L + \mu_L) \left(\lambda_1 + 2\mu_L - \frac{2}{3} \mu'_1 \right) j_{3q} + \mu_L k'_1 j_{1q} j_{2q}.$$

Перейдем теперь к начальной системе координат x_j и усредним включения по всем вероятным ориентациям. Если микротрещины и поры формата α_q равномерно разориентированы в пространстве, то составляющие изотропного тензора H рассчитывают по формулам

$$K_H(\alpha_q) = \frac{1}{9} (4k_{hq} + 4l_{hq} + n_{hq}),$$

$$\mu_H(\alpha_q) = \frac{1}{15} (k_{hq} + n_{hq} + 6m_{hq} + 6p_{hq} - 2l_{hq}),$$

где K_H , μ_H — составляющие изотропного тензора H для сфероидальных включений с форматом α_q произвольной ориентации.

Тензорное уравнение (2) представляет собой систему алгебраических уравнений относительно условных математических ожиданий тензора деформаций. Тогда из соотношения (1) получим формулу для расчета тензора эффективных упругих постоянных трещинно-поровой геологической среды с равномерно разориентированными порами и микротрещинами разного формата:

$$C^* = \langle C \rangle + c_1 c_2 C^{(3)} Q C^{(3)},$$

где $Q = (I + c_1 H C^{(3)} Q C^{(3)})^{-1} H$.

В частности, для вычисления эффективного модуля объемного сжатия K^* и сдвига μ^* геологической среды с дискретным спектром распределения микротрещин и пор формата α_q и их концентрации $c_1(\alpha_q)$ получим формулы

$$K^* = K_1 - K_3 \left[1 - \sum_{q=1}^Q c_1(\alpha_q) \right] \times$$

$$\times \left[1 + 3K_3 \sum_{q=1}^Q c_1(\alpha_q) K_H(\alpha_q) \right]^{-1};$$

$$\mu^* = \mu_1 - \mu_3 \left[1 - \sum_{q=1}^Q c_1(\alpha_q) \right] \times$$

$$\times \left[1 + 4\mu_3 \sum_{q=1}^Q c_1(\alpha_q) \mu_H(\alpha_q) \right]^{-1}.$$

Здесь $K_2 - K_1 - K_3$; $\mu_3 - \mu_1 - \mu_2$; $q = 1, 2, \dots, Q$; K_1 , μ_1 — мо-

дули объемного сжатия и сдвига включений; K_2 , μ_2 — модули объемного сжатия и сдвига матрицы; Q — количество микротрещин и пор формата q .

Рассчитаем скорость прохождения акустических волн в модели геологической среды:

$$V_p = \sqrt{(K + G \cdot 4/3) / \rho},$$

$$V_s = \sqrt{G / \rho},$$

где V_p , V_s — скорость прохождения акустических продольных и поперечных волн; ρ — плотность геологической среды [4].

Решение прямой задачи и примеры сопоставления результатов расчетов с данными лабораторных определений на образцах керна представлены в работах [3, 4].

Решение обратной задачи аналитическим методом не найдено ввиду сложности теоретического решения прямой задачи. Численное решение задачи инверсии зависимости скорости прохождения продольной волны от давления методом наименьших квадратов с локальной оптимизацией показано в работе [4]. К сожалению, подобная оптимизация критически зависима от подбора модели начального приближения и в практических производственных задачах слабоприменима ввиду невозможности определения зависимости от давления не в лабораторных условиях. Использование же одного измерения скорости прохождения продольной волны для определения более чем одного показателя будет необоснованным.

Согласно исследованиям, строение породы-коллектора можно представить в виде жесткой матрицы, насыщенной спектром пустот, которые аппроксимируют сфероидами вращения с различными форматами $\alpha = a/c$ (a и c — фиксированная и вращаемая полуоси сфероида) [4].

Установлено, что все пустоты в горных породах можно описать сфероидами со значениями α от 10^{-4} до 10^3 . При этом изометрическим и сфероидальным порам соответствуют пустоты с форматом $10^0 - 10^{-1}$, микротрещинам — $10^{-2} - 10^{-4}$, кавернам — $10^1 - 10^3$ (табл. 1). По данным исследования шлифов и снимков пустотного пространства под электронным и поляризационным микроскопом установлено, что генетически изометрические пустоты, в основном, связаны с межзерновой пористостью; переходные — с трещинами между отдельными кристаллами и трещинами в цементе; микротрещинам соответствуют межкристаллические трещины, внутрикристаллические трещины; пустоты в виде игл ($\alpha > 1$) соответствуют стилолитам и кавернам выщелачивания [3].

Метод. В процессе исследования использовалась авторская программа для вычисления изотропных эффективных упругих постоянных, плотности и скорости прохождения упругих волн в матричной модели с хаотически распределенными включениями согласно приведенным выше формулам. В про-

Таблица 1. Характеристика разных типов пустот [11]

Table 1. Voids types characteristics [11]

Тип	Формат	Структура
Кавернозный	10^1-10^{-3}	Стилолиты и каверны выщелачивания
Поровый	10^0-10^{-1}	Межзерновая пористость
Переходящие в трещины	$10^{-1}-10^{-2}$	Трещины между отдельными кристаллами и трещины в цементе
Микротрещины	$10^{-2}-10^{-4}$	Межкристаллические трещины

грамме реализованы процедуры перебора вариантов соотношения типов пустот [10].

На входе алгоритма — параметры, описывающие упругие свойства геологической модели: K_1 , G_1 , Ro_1 — модуль сжатия ($K(m)$, ГПа), модуль сдвига ($G(m)$, ГПа) и плотность ($\rho(m)$, г/см³) насыщенных пустотных включений; K_2 , G_2 , Ro_2 — модуль сжатия ($K(\phi)$, ГПа), модуль сдвига ($G(\phi)$, ГПа) и плотность ($\rho(\phi)$, г/см³) матрицы пород; $Format$ — формат, отношение между фиксированной и вращаемой полуосьми сфероида (α , доли ед.); $Porosity$ — общая пористость породы (K_n , доли ед.); $Step$ — шаг определяющий количество вариаций концентраций каждого отдельно взятого формата (доли ед.).

Далее в ходе выполнения программы осуществляется перебор соотношения концентраций разных форматов пустот при одном и том же объеме пустот-

ного пространства. Алгоритм перебора работает, как счетчик с указанным шагом. Шаг выражается в долях единицы и по факту является процентной долей от общего объема пустот. На каждом шаге перебора полученные соотношения форматов пустот суммируются и проверяются на равенство общему объему пустот. Для каждого полученного варианта соотношений разных видов пустот определяются модуль объемного сжатия K , модуль сдвига G , плотность ρ и объемные скорости прохождения продольной и поперечной волн [10].

Результат. Ниже приведены результаты моделирования акустических свойств модели песчаника, для матрицы которой приняты следующие значения: модуль объемного сжатия $K(m)=35$ ГПа, модуль сдвига $G(m)=22$ ГПа, плотность $\rho(m)=2,6$ г/см³. Пустотное пространство заполнено флюидом — водой, модуль объемного сжатия которой $K(\phi)=2,1$ ГПа,

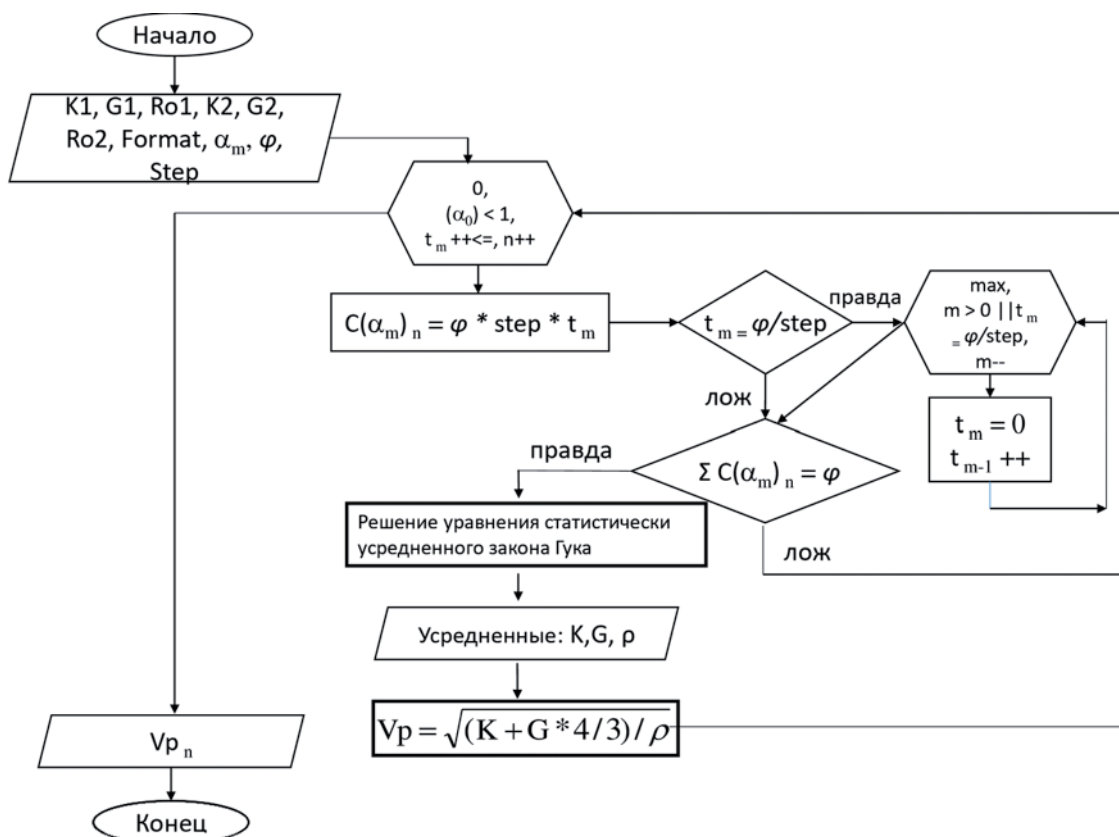


Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета петрофизических параметров модели сложнопостроенного коллектора
Fig. 1. Block diagram of the algorithm for calculating petrophysical parameters of the complex reservoir model

Таблица 2. Параметры упругих свойств моделей геологических тел
Table 2. Elastic properties of geological models

Модель	Среда	K , ГПа	G , ГПа	ρ , г/см ³
Матрица	Песчаник	35	22	2,6
Флюид	Вода	2,1	0	1

модуль сдвига $G(\phi)=0$ ГПа, плотность $\rho(\phi)=1$ г/см³ (табл. 2), данные взяты из работы [3]. С такими параметрами было смоделировано пять стеков моделей (P1–P5) с разными значениями K_n : P1–0,02; P2–0,04; P3–0,06; P4–0,08; P5–0,1. Каждый стек состоит из около 10 тыс. моделей. Как задано выше, все модели в стеке имеют одинаковые упругие свойства и величину K_n , пустотное пространство состоит из трех разных форматов: $\alpha_1=10^{-2}$, $\alpha_2=10^{-0}$, $\alpha_3=10^2$, но с разной их концентрацией, индивидуальной для каждой модели в стеке. Однако в параллельном сравнении n -модели всех стеков имеют одинаковое соотношение концентраций.

По полученным данным для всех пяти стеков методом естественного соседа в треугольных диаграммах построены карты зависимости V_p от соотношения концентраций форматов пустот, указанных в долях единицы от общего объема тела. На диаграммах четко прослеживается уменьшение продольной скорости прохождения акустических волн через геологическое тело по мере повышения концентрации пустот-трещин (рис. 2). Данная тенденция усиливается при увеличении коэффициента пористости. Изменения по линии замещения кавернозных пустот гранулярными намного меньше влияют на скорость прохождения продольных волн.

Для данной матрицы и флюида (вода) были рассчитаны V_p для разных K_n (табл. 3):

$$K_n = (\Delta T - \Delta T(\text{ск})) / (\Delta T(\text{в}) - \Delta T(\text{ск}));$$

$$V_p = 1000000 / \Delta T =$$

$$= \frac{1\ 000\ 000}{\left(\left[K_n (\Delta T(\text{в}) - \Delta T(\text{ск})) \right] + \Delta T(\text{ск}) \right)}. \quad (4)$$

При расчете были приняты следующие пара-

метры: $\Delta T(\text{ск})=201$ мс, $\Delta T(\text{в})=690$ мс. Поправку за глинистость не вводили.

Для определения суммарного коэффициента пористости на различные параметры результаты моделирования были перекомпонованы для матричных моделей с двумя компонентами пустот (рис. 3, 4). По вертикальной оси отложена концентрация матрицы, по горизонтальной — объемная концентрация одной из компонент включений.

Как видно из рис. 3, 4, угол наклона изолиний скорости прохождения упругих волн изменяется в значительных пределах и пересекает изолинии плотности под углом, что позволяет сузить потенциальную область решения для параметров пустот при проведении инверсии. В случае скоростей прохождения продольных и поперечных волн изолинии пересекаются под очень малым углом, но при этом значительно отличается их наклон для трещинных и кавернозных коллекторов.

При проведении интерпретации данных акустического каротажа в случае принятой погрешности точности данных в 2 % (или 100 м/с) область решения будет иметь вытянутый вид с большим диапазоном возможных значений концентрации пустот (максимально — для кавернозных и гранулярных, минимально — для трещинных коллекторов). Использование дополнительного параметра плотности по данным гамма-гамма плотностного метода (ГГКп) с погрешностью в 1 % (или 0,01 г/см³) позволяет превратить область решения в ромбовидную форму, что значительно сужает область решений (рис. 5).

При этом скорость прохождения продольных волн, определенная по формуле Дахнова (для $K_n=15\%$ $V_p=3769$ м/с) и предложенным методом, различается: 2650 м/с — в случае трещинных коллек-

Таблица 3. Расчет скорости прохождения продольных волн для разных коэффициентов пористости по формуле Арчи—Дахнова для модели песчаника

Table 3. Longitudinal wave velocity calculation for different porosity by the Archie-Donova equation for the model Sandstone

K_n , %	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V_p , м/с	4871	4771	4676	4584	4495	4410	4328	4250	4173	4100
K_n , %	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
V_p , м/с	4029	3961	3895	3831	3769	3709	3651	3594	3540	3487

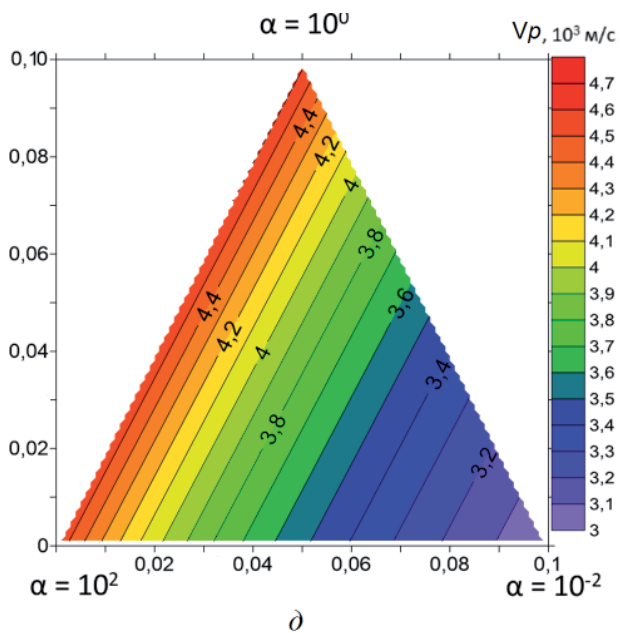
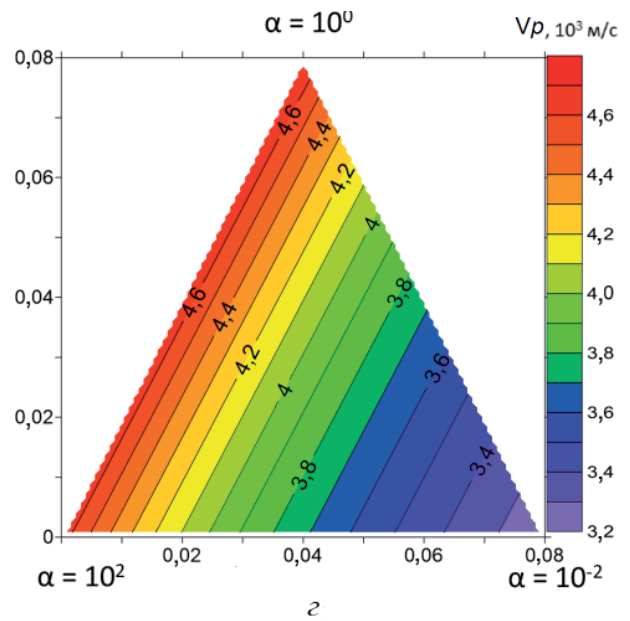
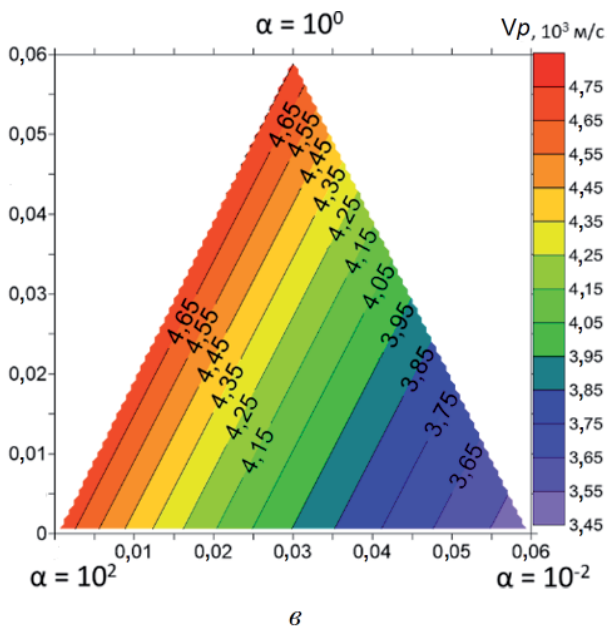
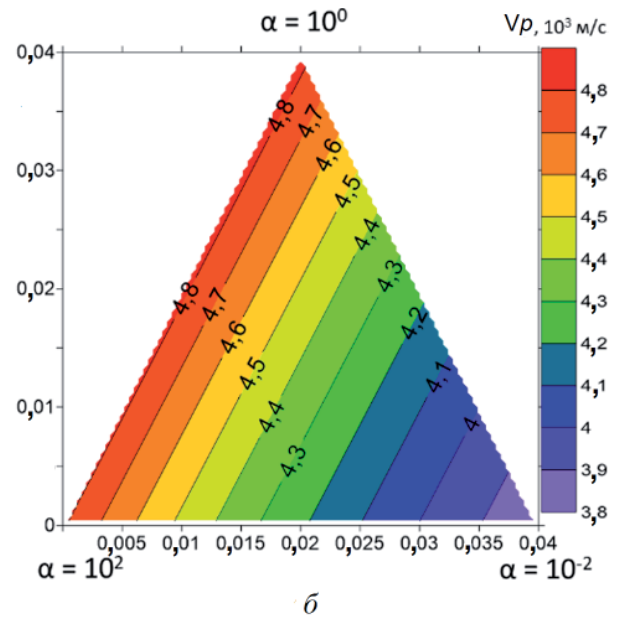
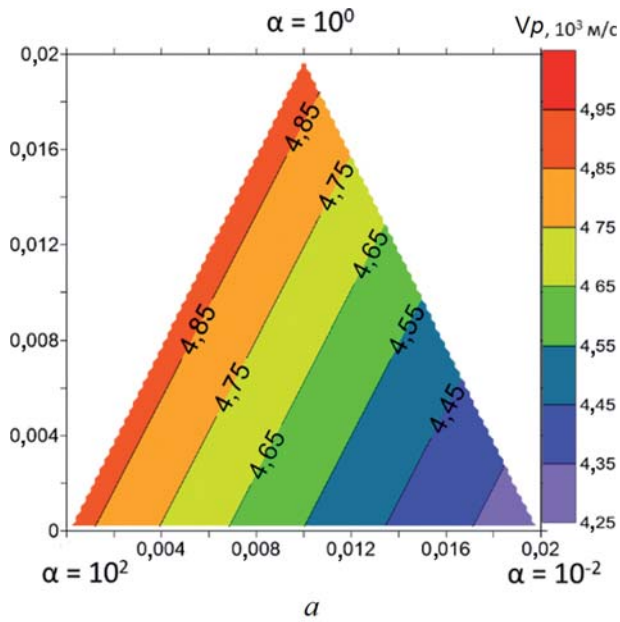


Рис. 2. Треугольные диаграммы зависимости V_p от соотношения концентраций форматов пустот, доли единицы: *a* – $K_n=0,02$; *б* – $K_n=0,04$; *в* – $K_n=0,06$; *г* – $K_n=0,08$; *д* – $K_n=0,1$

Fig. 2. Triangular diagrams of V_p dependence from pore aspect ratio concentrations: *a* – $K_n=0,02$; *б* – $K_n=0,04$; *в* – $K_n=0,06$; *г* – $K_n=0,08$; *д* – $K_n=0,1$

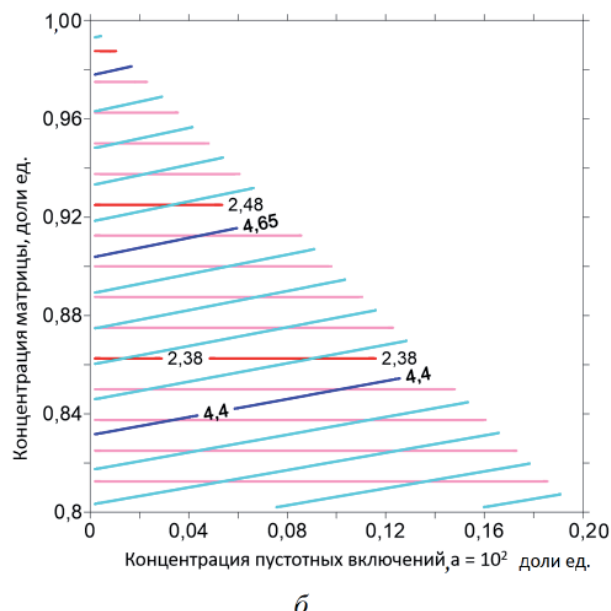
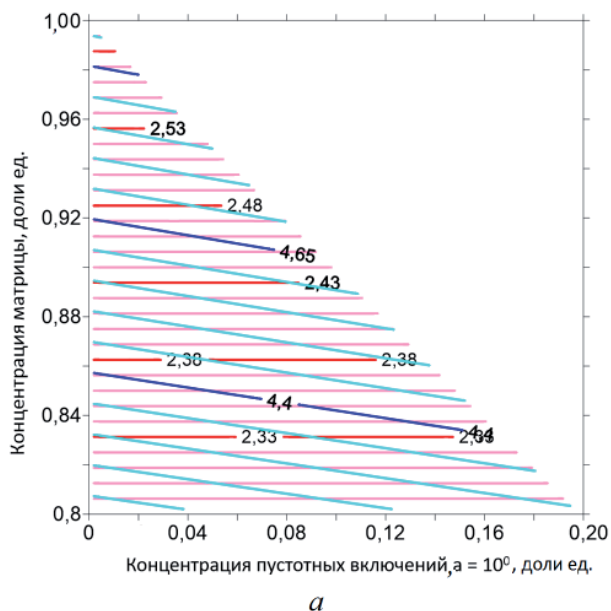


Рис. 3. Результат перекомпоновки для $\alpha=10^0$ (а) и $\alpha=10^2$ (б); пересечение V_p (голубые и синие линии) с ρ (красные и розовые линии)

Fig. 3. The result of recomposition for $\alpha=10^0$ (a) and $\alpha=10^2$ (b): the intersection V_p (blue and blue lines) and ρ (red and pink lines)

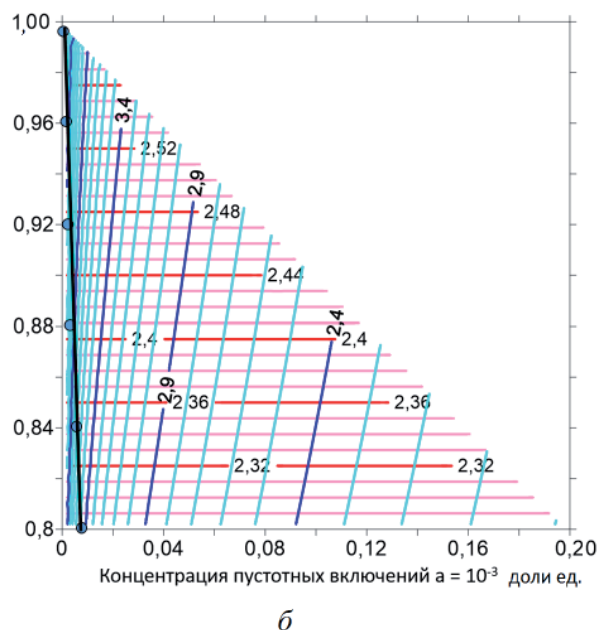
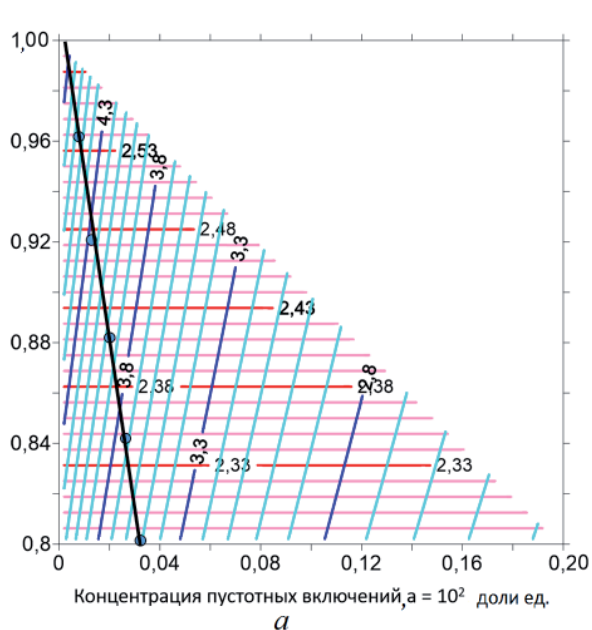


Рис. 4. Результат перекомпоновки для $\alpha=10^{-2}$ (а) и $\alpha=10^{-3}$ (б): пересечение V_p (голубые и синие линии) с ρ (красные и розовые линии); K_n — по формуле Дахнова (точки и черная линия)

Fig. 4. The result of recomposition for $\alpha=10^{-2}$ (a) and $\alpha=10^{-3}$ (b): the intersection V_p (blue and blue lines) and ρ (red and pink lines), ϕ by Dakhnov equation (points and black line)

торов, 4425 м/с — в случае гранулярных и 4375 м/с — в случае кавернозных коллекторов.

Выводы

Показано принципиальное сужение области решения задачи инверсии данных каротажа в концентрации пустот разного формата. Полученный результат дает возможность использовать данные

геофизических исследований скважин (методы акустического каротажа (АК), широкополосного акустического каротажа (АКШ) и метода ГГКп) для определения структуры порового пространства. Наиболее информативна комбинация методов АКШ и ГГКп, также возможно применение АК и ГГКп с большей погрешностью.

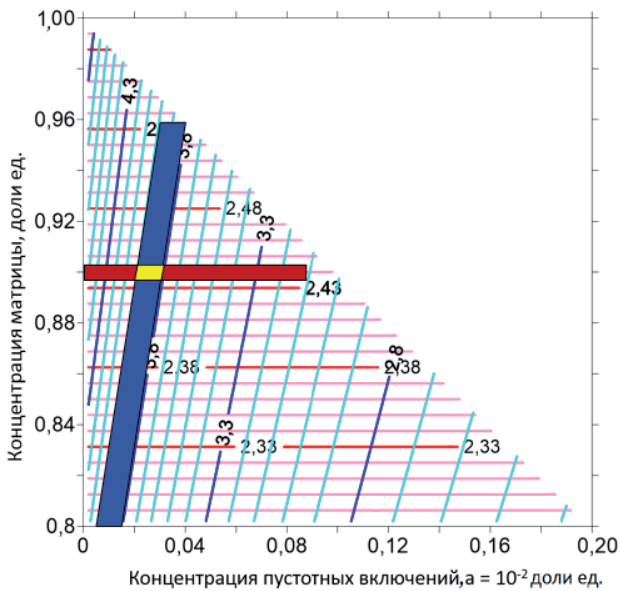


Рис. 5. Возможные области решения для концентрации пустот формата 10^{-2} . Синяя залитая область — $V_p=3900$ м/с; $K_n \pm 100$ м/с; красная залитая область — $\rho=2,43$ г/см³ $\pm 0,01$ г/см³, желтая сплошная заливка — пересечение синего и красного, область совместного решения

Fig. 5. Possible solution areas for 10^{-2} pore aspect ratio concentration. Blue flooded area — $V_p=3900$ m/s ± 100 m/s; red flooded area — $\rho=2,43$ g/cm³ $\pm 0,01$ g/cm³; yellow solid fill (blue and red intersection) — joint solution area

Сравнение определения пористости с методом расчета Арчи—Дахнова показывает хорошее соответствие только для трещиноватых коллекторов. При наличии кавернозной и гранулярной составляющих возникают значительные расхождения, что можно объяснить возможными ошибками при определении пористости по данным каротажа.

Список использованных источников

1. Вижва С.А., Кожан О.М. Методы определения структуры пустотного пространства и их применение для решения задач промысловой геофизики, инженерной геологии, геоэкологии. *Вестник Киевского университета. Геология*. 2002. № 22. С. 134—139.
2. Продайвода Г.Т., Вижва С.А., Безродна І.М., Продайвода Т.Г. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. Київ: ВПЦ «Київський університет», 2011.
3. Продайвода Г.Т., Вижва С.А., Віршило І.В. Математичне моделювання ефективних геофізичних параметрів. Київ: ВПЦ «Київський університет», 2012. 278 с.
4. Продайвода Г.Т., Маслов Б.П., Король В.В. Определение спектра распределения параметров структуры трещинно-порового пространства горных пород по

данным инверсии зависимости скорости упругих волн от давления. *Геофизический журнал*. 1995. Т. 17(5). С. 75—80.

5. Al-Raoush R.I., Willson C.S. Extraction of physically realistic pore network properties from three-dimensional synchrotron X-ray microtomography images of unconsolidated porous media systems. *Journal of hydrology*. 2005. Vol. 300(1-4). P. 44—64. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2004.05.005/>
6. Berryman J.G. Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equations of poroelasticity. *The Journal of the Acoustical Society of America*. 1992. Vol. 91(2), P. 551—571. <https://doi.org/10.1121/1.402518>
7. Fournier F., Pellerin M., Villeneuve Q. et al. The equivalent pore aspect ratio as a tool for pore type prediction in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*. 2018. Vol. 102(7), 1343—1377. <https://doi.org/10.1306/10181717058>
8. Karimpouli S., Tahmasebi P. Conditional reconstruction: An alternative strategy in digital rock physics. 2016. *Geophysics*. Vol. 81(4). D465-D477. <https://doi.org/10.1190/geo2015-0260.1>
9. Karimpouli S., Tahmasebi P., Saenger E.H. Estimating 3D elastic moduli of rock from 2D thin-section images using differential effective medium theory. *Geophysics*. 2018. Vol. 83(4), MR211-MR219. <https://doi.org/10.1190/geo2017-0504.1>
10. Khalimendik V., & Virshylo I. (2017, May). Velocities of elastic waves modeling for complex reservoir rocks. *In 16th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701859>
11. Kuster G.T., Toksöz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations. *Geophysics*. 1974. Vol. 39(5). P. 587—606. <https://doi.org/10.1190/1.1440450>
12. Müller-Huber E., Schön J., Börner F. Pore space characterization in carbonate rocks—approach to combine nuclear magnetic resonance and elastic wave velocity measurements. *Journal of Applied Geophysics*. 2016. Vol. 127, P. 68—81. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2016.02.011>
13. Ren X.H., Stapf S., Blümich B. Magnetic resonance visualisation of flow and pore structure in packed beds with low aspect ratio. *Chemical Engineering & Technology: Industrial Chemistry-Plant Equipment-Process Engineering-Biotechnology*, 28(2), 219—225. <https://doi.org/10.1002/ceat.200407092>
14. Schmitt M., Halisch M., Müller C., Fernandes C.P. Classification and quantification of pore shapes in sandstone reservoir rocks with 3-D X-ray micro-computed tomography. *Solid Earth*. 2016. Vol. 7(1). P. 285—300. <https://doi.org/10.5194/se-7-285-2016>
15. Zerhouni O., Tarantino M.G., Danas K., Hong F. Influence of the internal geometry on the elastic properties of materials using 3D printing of computer-generated random microstructures. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2018, 3713—3718.

Поступила в редакцию 10.07.2019 г.

МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ НА ПРУЖНІ ВЛАСТИВОСТІ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ КОЛЕКТОРІВ

І.В. Віршило, В.В. Халімендік

Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ «Інститут геології», вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна, e-mail: ivirshylo@gmail.com

Наведено результати дослідження моделей складнобудованих порід-колекторів нафти і газу, в яких за одних і тих самих обсягів пустотного простору акустичні властивості значно змінюються залежно від співвідношення концентрації різних видів пустот і загальної пористості породи, отриманих за допомогою авторської утиліти «SDI», яка працює на основі системних принципів і методів механіки стохастично неоднорідних середовищ і в якій реалізовано алгоритм перебору моделей з різною концентрацією форматів пустот. Для визначення сумарного коефіцієнта пористості на різні параметри проведено перекомпонування результатів моделювання для матричних моделей з двома компонентами пустот. На вертикальній осі відкладено концентрацію матриці, на горизонтальній — об'ємну концентрацію однієї з компонент включень. Показано принципове звуження області розв'язання задачі інверсії даних каротажу в концентрації порожнин різного формату. Отриманий результат дає змогу використовувати дані геофізичних досліджень свердловин (методи акустичного каротажу (АК), широкосмугового акустичного каротажу (АКШ) та гамма-гамма щільнісного методу (ГГКШ)) для визначення структури порового простору. Найінформативнішою є комбінація методів АКШ і ГГКШ, також можливе застосування АК і ГГКШ з більшою похибкою.

Ключові слова: акустичні властивості, типи пір, співвідношення сторін пустот.

MODELING THE EFFECT OF THE STRUCTURE OF THE VOID SPACE ON THE ELASTIC PROPERTIES OF COMPLEX RESERVOIRS

I.V. Virshylo, V.V. Khalimendik

Kyiv national University of Taras Shevchenko Institute of Geology, 90 Vasylkivska str., Kyiv, 03022, Ukraine, e-mail: ivirshylo@gmail.com

Purpose. The gradual exhaustion of traditional easily recoverable hydrocarbon deposits in the world and on the territory of Ukraine, makes the problem of predicting the filtration-capacitive properties of reservoir rocks with heterogeneous structure of voids, both in size and shape and orientation, more important. Such an environment can be described as matrix model with inclusions of ellipsoidal voids of different shapes, which are responsible for the fractured, granular and cavernous components of the void space. The form of such inclusions can be expressed as the format $\alpha=a/c$ (where a and c — fixed and rotating half-axis of the ellipsoid). In this formulation, the problem is complicated from the definition of one integral index (porosity coefficient) to an array of indicators (volume concentrations of different components of the void space, their shape and orientation).

The issues of this work is studding the dependence of the volume elastic parameters of various complex rocks-reservoirs and to determine the necessary data set for the construction of methods for predicting the structure of the void space.

Methodology. It is determined based on numerous studies, that the cheapest and at the same time sensitive and informative methods that allow to determine the structure of the void space are a combination of acoustic and density methods, which, depending on the research base, study the propagation of oscillations of different frequencies.

The paper presents the results of the study of models of complex rocks-reservoirs of oil and gas, in which the same volume of void space acoustic properties vary significantly depending on the aspect ratio of different types of voids and the total porosity of the rock, obtained using the author's utility «SDI» working on the basis of system principles and methods of mechanics of stochastic heterogeneous environment and which implemented an algorithm for sorting models with different concentrations of void formats.

Implications. The results of modeling for matrix models with two components of voids are rearranged for determine the total porosity coefficient for different parameters. The concentration of the matrix is postponed along the vertical axis, the volume concentration of one of the components of inclusions — along the horizontal axis.

The paper shows the conceptual narrowing of the field of solving the problem of the inversion of logging data at a concentration of voids of different sizes. The obtained result makes it possible to use the data of geophysical studies of wells (acoustic logging, broadband acoustic logging and gamma-gamma density method) to determine the structure of the pore space.

Keywords: Acoustic properties, different types of pores, pore aspect ratio.

References

1. Vzhva S.A, Kozhan O.M. Methods of determining the structure of the void space and their application for solving problems of Geophysics, engineering Geology. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*. 2002. Vol. 22. P. 134—139 [in Russian].

2. Prodajvoda G.T., Vizhva S.A., Bezrodna I.M., Prodajvoda T.G. Geophysical methods of assessing the productivity of oil and gas reservoir. Kyiv: VPC «Kyiv University», 2011. [in Ukrainian].
3. Prodajvoda G.T., Vizhva S.A., Virshilo I.V. Mathematical modeling of effective geophysical parameters. Kyiv: VPC «Kyiv University, 2012. P. 287 [in Ukrainian].
4. Prodajvoda G.T., Maslov B.P., Korol' V.V. The Definition of spectrum of distribution of parameters of structure of fracture-porous space of rocks by inversion data of the dependence of the velocity of elastic waves from pressure. *Geophysical journal*. 1995. Vol. 17. P. 75–80 [in Russian].
5. Al-Raoush R.I., Willson C.S. Extraction of physically realistic pore network properties from three-dimensional synchrotron X-ray microtomography images of unconsolidated porous media systems. *Journal of hydrology*, 2005. Vol. 300(1–4). P. 44–64. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2004.05.005>
6. Berryman J.G. Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equations of poroelasticity. *The Journal of the Acoustical Society of America*. 1992. Vol. 91(2). P. 551–571. <https://doi.org/10.1121/1.402518>
7. Fournier F., Pellerin M., Villeneuve Q. Et al. The equivalent pore aspect ratio as a tool for pore type prediction in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*. 2018. Vol. 102(7). P. 1343–1377. <https://doi.org/10.1306/10181717058>
8. Karimpouli S., Tahmasebi P. Conditional reconstruction: An alternative strategy in digital rock physics. *Geophysics*. 2016. Vol. 81(4). D465–D477. <https://doi.org/10.1190/geo2015-0260.1>
9. Karimpouli S., Tahmasebi P., Saenger E.H. Estimating 3D elastic moduli of rock from 2D thin-section images using differential effective medium theory. *Geophysics*. 2018. Vol. 83(4), MR211-MR219. <https://doi.org/10.1190/geo2017-0504.1>
10. Khalimendik V., Virshylo I. Velocities of elastic waves modeling for complex reservoir rocks. In *16th International Conference on Geoinformatics-Theoretical and Applied Aspects* (2017, May). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701859>
11. Kuster G.T., Toksuz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: Part I. Theoretical formulations. *Geophysics*. 1974. Vol. 39(5). P. 587–606. <https://doi.org/10.1190/1.1440450>
12. Müller-Huber E., Schün J., Burner F. Pore space characterization in carbonate rocks—approach to combine nuclear magnetic resonance and elastic wave velocity measurements. *Journal of Applied Geophysics*. 2016. Vol. 127. P. 68–81. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2016.02.011>
13. Ren X.H., Stapf S., Blymich B. Magnetic resonance visualisation of flow and pore structure in packed beds with low aspect ratio. *Chemical Engineering & Technology: Industrial Chemistry-Plant Equipment-Process Engineering-Biotechnology*, 2005. Vol. 28(2). P. 219–225. <https://doi.org/10.1002/ceat.200407092>
14. Schmitt M., Halisch M., Müller C., Fernandes C.P. Classification and quantification of pore shapes in sandstone reservoir rocks with 3-D X-ray micro-computed tomography. *Solid Earth*. 2016. Vol. 7(1). P. 285–300. <https://doi.org/10.5194/se-7-285-2016>
15. Zerhouni O., Tarantino M.G., Danas K., Hong F. Influence of the internal geometry on the elastic properties of materials using 3D printing of computer-generated random microstructures. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2018. P. 3713–3718. <https://doi.org/10.1190/segam2018-2998182.1>

Received 10/07/2019