

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ 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

Приведены результаты исследования моделей сложнопостроенных пород-коллекторов нефти и газа, в которых при одних и тех же объемах пустотного пространства акустические свойства значительно изменяются в зависимости от соотношения разных видов пустот и общей пористости породы. Модели созданы с помощью авторской утилиты SDI, работающей на основе системных принципов с использованием методов механики стохастической неоднородной среды. При этом реализован алгоритм перебора моделей с разной концентрацией форматов пустот. Полученные результаты информативно иллюстрируют зависимость распределения скорости прохождения продольных упругих волн (V_p) от формата пустот и коэффициента пористости. Установлено что при переходе от модели с 100%-й концентрацией кавернозной составляющей (формата) в пустотах к модели с 100%-й поровой концентрацией происходит незначительное линейное увеличение V_p . По мере введения в модель переходящего в микротрещины формата и формата микротрещин наблюдается резко интенсивное экспоненциальное снижение V_p . Увеличение коэффициента пористости (K_n) производит эффект усиления дифференциации скорости V_p в моделях с разной концентрацией форматов пустот. Кроме того, с увеличением K_n рост привносимого эффекта относительно предыдущего значения K_n логарифмически замедляется.

Ключевые слова: акустические свойства, типы пор, соотношение сторон пустот.

Введение. Поиски месторождений нефти и газа, сложенных как традиционными, так и нетрадиционными коллекторами, являются приоритетным направлением нефтегазовой промышленности на современном этапе развития. Запасы традиционных месторождений углеводородов на территории Украины исчерпываются, в связи с чем все большую актуальность приобретают задачи поисков и разведки нетрадиционных резервуаров нефти и газа (газ уплотненных коллекторов, сланцевый газ).

Важное значение имеет изучение упругих свойств сложнопостроенных коллекторов нефти и газа, а также количественная оценка структуры пустотного пространства пород нефтегазовых комплексов (трещин, каверн, гранул). При этом следует принимать во внимание сложную структуру пустотного пространства и отсутствие однозначной методики определения распределения пустот различных видов по геофизическим данным [7]. Указанное направление изучают С.А. Выжва, У.М. Курганский, Б.П. Маслов, Г.Т. Продайвода.

Цель работы — исследование моделей сложнопостроенных пород-коллекторов нефти и газа, в которых при одних и тех же объемах пустотного пространства акустические свойства значительно изменяются в зависимости от соотношения разных видов пустот и общей пористости породы. Модели построены с помощью утилиты SDI, в которой реализован алгоритм перебора моделей с разной концентрацией форматов пустот.

Были поставлены следующие задачи.

- Разработка программного обеспечения для мо-

делирования акустических свойств пород на основе системных принципов и методов механики стохастической неоднородной среды, подробно описанных в работах [7–9], при использовании библиотеки MFC языка программирования C++.

- Реализация алгоритма перебора различных вариантов пустотных моделей.
- Моделирование поведения акустических свойств в зависимости от распределения концентраций форматов пустот в матрице породы и пористости геологического тела.
- Анализ по полученным результатам зависимости изменения продольной скорости в геологическом теле от соотношения концентраций разных форматов пустотного пространства.

Согласно результатам многих исследований, наиболее чувствительны и информативны ультразвуковые, акустические и сейсмоакустические методы. С их помощью определяют структуру пустотного пространства и в зависимости от базы исследований изучают распространение колебаний разной частоты.

В большинстве случаев при интерпретации данных акустического каротажа (АК) на продольных волнах отмечаются значительное затухание амплитуды сигнала и рост интервального времени пробега продольных волн в трещиноватых участках. При этом оценка трещиноватости выполняется на качественном уровне и в комплексе с другими методами. Известен способ нахождения трещин в горных породах с помощью ультразвукового зонда

малого размера, который регистрирует амплитуду сигнала. Причем расположение отдельной трещины и степень ее раскрытости определяют по изменению амплитуды сигнала [4, 5].

На кафедре геофизики Киевского национально-го университета имени Тараса Шевченко в течение последних 35 лет разрабатываются методы математического моделирования акустических характеристик сложнопостроенных пород-коллекторов и методики инверсии лабораторных данных ультразвуковых петрофизических исследований и результатов скважинных исследований (АК и акустического широкополосного каротажа — АК_Ш) в структуру пустотного пространства [7].

Учитывая результаты последних исследований, строение породы-коллектора можно представить в виде жесткой матрицы, насыщенной спектром пустот, аппроксимируемых сфероидами вращения с различными форматами: $\alpha = a/c$ (a и c — фиксированная и вращаемая полуоси сфероида) [1–3, 8].

Установлено, что все пустоты в горных породах можно описать сфероидом с значениями формата α от 10^{-4} до 10^3 (табл. 1). При этом изометрическим и сфероидальным порам соответствуют пустоты с форматом 10^0 – 10^{-1} , переходящим от пор к микротрещинам — 10^{-1} – 10^{-2} , микротрещинам — 10^{-2} – 10^{-4} , кавернам — 10^1 – 10^3 . По данным исследования шлифов и снимков пустотного пространства под

электронным и поляризационным микроскопом сделан вывод о том, что генетически изометрические пустоты, в основном, связаны с межзерновой пористостью; переходные пустоты — с трещинами между отдельными кристаллами и трещинами в цементе; микротрещинам соответствуют межкристаллические и внутрикристаллические трещины; пустоты в виде игл ($\alpha > 1$) соответствуют стилолитам и кавернам выщелачивания [1, 2].

Описание метода. Для работы необходимо задать программе на вход параметры, описывающие упругие свойства геологической модели (рис. 1):

- $K1, G1, R_01$ — соответственно модуль сжатия (K , ГПа), модуль сдвига (G , ГПа) и плотность (ρ , кг/м³) пустотных включений;
- $K2, G2, R_02$ — соответственно модуль сжатия (K , ГПа), модуль сдвига (G , ГПа) и плотность (ρ , кг/м³) матрицы пород;
- Format — формат, отношение между фиксированной и вращаемой полуосями сфероида (ρ , доли единицы — д. ед.);
- Porosity — общая пористость породы (ρ , д. ед.);
- Step — шаг, определяющий количество вариаций концентраций каждого отдельно взятого формата (д. ед.)

В ходе выполнения программы SDI осуществляется перебор соотношения концентраций разных форматов пустот при одном и том же объеме пус-

Таблица 1. Основные характеристики спектров пустот для разных типов пород-коллекторов [7]
Table 1. The main characteristics of the void for different types of reservoir rocks [7]

Тип коллектора	Формат пустот
Поровый	10^0 – 10^{-1} , большинство 10^0
Трещинно-поровый	10^0 – 10^{-4} , большинство 10^0 – 10^{-1}
Порово-трещинный	10^0 – 10^{-4} , большинство 10^{-1} – 10^{-4} с преимущественным содержанием пустот от 10^{-1} до 10^{-2}
Трещинный	10^0 – 10^{-4} , подавляющее большинство 10^{-1} – 10^{-4}
Трещинно-кавернозно-поровый	10^3 – 10^{-4} , большинство 10^0 – 10^{-1}
Кавернозно-поровый	10^3 – 10^{-1} , большинство 10^0 – 10^{-1}

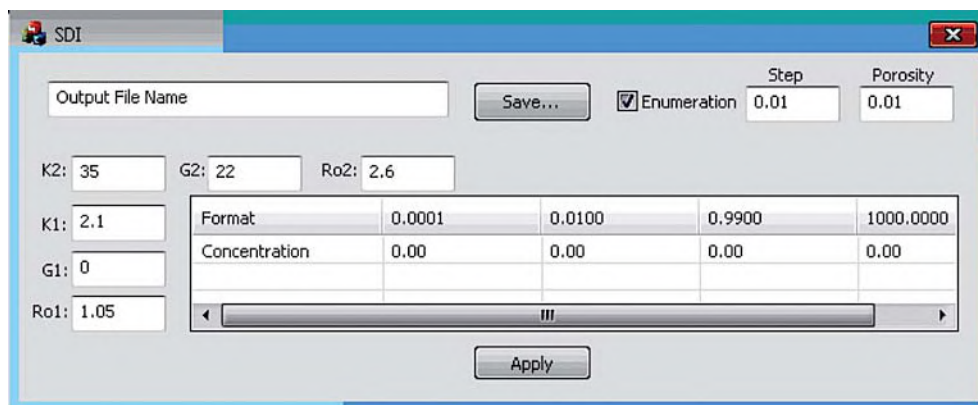


Рис. 1. Иллюстрация набора необходимых для моделирования входных параметров на интерфейсе утилиты SDI

Fig. 1. Illustration of the set of input parameters necessary for modeling on the interface of the SDI utility

тотного пространства. Алгоритм перебора работает как счетчик с указанным шагом. Шаг выражается в долях единицы (д. ед.) или в процентах (%) от общего объема пустот. На каждом шаге перебора полученные соотношения форматов пустот суммируются и проверяются на равенство общему объему пустот. Например, на рис. 2 каждый формат имеет три варианта значений концентрации пустот. Формат полностью отсутствует в породе при его концентрации, равной нулю, либо делит поровну пустотное пространство с другим форматом при концентрации 0,005 (50 %), либо занимает все пространство при концентрации 0,01 (100 %) [10].

Для каждого варианта соотношений разных видов пустот определяются эффективные упругие постоянные по уравнению статистически усредненного закона Гука в любой микроточке:

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

где $C_{ijkl}^{(1)}$ — тензор упругих постоянных включений; $C_{ijkl}^{(2)}$ — тензор упругих постоянных матрицы; $\xi^{(nq)}$ — концентрация включений, ориентированных в n -направлении и имеющих формат α_q ; c_2 — концентрация матрицы; $\langle \epsilon_{kl}^{1(nq)} \rangle$, $\langle \epsilon_{kl}^2 \rangle$ — условные математические ожидания тензора деформаций включений и матрицы соответственно [9].

Результат решения данного уравнения — определение усредненных модулей объемного сжатия K и сдвига G . Зная их, можно найти акустические свойства модели геологической среды:

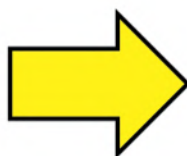
$$V_p = \sqrt{(K + G \cdot 4/3)/\rho}, \quad V_s = \sqrt{G/\rho},$$

где V_p , V_s — продольная и поперечная скорости прохождения акустических волн соответственно; ρ — плотность геологического тела [9].

Результаты. Ниже приведены результаты моделирования акустических свойств для двух геологических тел (табл. 2). Первое из них — «доломит», модуль объемного сжатия $K=59$ ГПа, модуль сдвига $G=43$ ГПа, плотность $\rho=2,5 \cdot 10^3$ кг/м³. Пустотное пространство данного тела заполнено флюидом — газом, модуль его объемного сжатия $K=0,00015$ ГПа, модуль сдвига $G=0$ ГПа, плотность $\rho=0,001 \cdot 10^3$ кг/м³. Второе геологическое тело — «песчаник», модуль объемного сжатия $K=35$ ГПа, модуль сдвига $G=22$ ГПа, плотность $\rho=2,6 \cdot 10^3$ кг/м³. Пустотное пространство также заполнено газом (табл. 2). В процессе моделирования для каждого геологического тела коэффициент пористости (K_n) изменялся от 1 до 5 %. В результате для обоих геологических тел получено по пять стеков моделей с разными K_n . Так, для стека P1 — $K_n=0,01$; P2 — $K_n=0,02$; P3 — $K_n=0,03$; P4 — $K_n=0,04$; P5 — $K_n=0,05$. Каждый стек состоит из более чем 175 тыс. моделей. Все модели в стеке имеют одинаковые упругие свойства, пустотное пространство состоит из четырех форматов: $\alpha_1=10^{-4}$, $\alpha_2=10^{-2}$, $\alpha_3=10^0$, $\alpha_4=10^3$, с разной концентрацией для каждой модели в стеке (табл. 3).

Для анализа по полученным данным построены графики зависимости продольной скорости (V_p) от соотношения концентрации разных форматов пустот, т. е. от номера модели (рис. 3, 4). Модель 1 — геологическое тело, поры которого на 100 % состоят из кавернозного формата ($\alpha_4=10^3$), модель 101 — 100%-й поровый формат ($\alpha_3=10^0$), соответственно между моделями 1 и 101 концентрация форматов пустот распределена между форматами α_4 и α_3 . Модель 5151 состоит из переходящего в микротрещины формата $\alpha_2=10^{-2}$. Соответственно, в промежуточных моделях, от 102 до 5150, суммарная концентрация распределяется между кавернозным,

α_1	α_2	α_3
0	0	0.005
0	0	0.01
0	0.005	0
0	0.005	0.005
0	0.005	0.01
0	0.01	0
0	0.01	0.005
0	0.01	0.01
0.005	0	0
0.005	0	0.005
0.005	0	0.01
0.005	0.005	0
0.005	0.005	0.005
0.005	0.005	0.01
0.005	0.01	0
0.005	0.01	0.005
0.005	0.01	0.01
0.01	0	0



α_1	α_2	α_3
0	0	0.01
0	0.005	0.005
0	0.01	0
0.005	0	0.005
0.005	0.005	0
0.01	0	0

Рис. 2. Результат перебора при общем объеме пустот 0,01 с шагом 0,5

Fig. 2. The enumeration result for the total volume of voids 0,01 whit increments 0,5

Таблица 2. Параметры упругих свойств моделей геологических тел

Table 2. Elastic properties parameters of geological models

Модель	K, ГПа	G, ГПа	ρ , 10^3 кг/м ³
Доломит	59	43	2,5
Песчаник	35	22	2,6
Газ	0,00015	0	0,001

поровым и переходящим в микротрещины форматами. Последняя модель, 176850, на 100 % состоит из микротрещин ($\alpha_1=10^{-4}$), а в моделях от 5152 до 176 849 суммарная концентрация распределяется между всеми четырьмя форматами пустот.

Таблица 3. Характеристики стеков моделей (флюид—газ)

Table 3. General characteristics of models stacks for geological models «dolomite» and «sandstone»

Стек	α_1	α_2	α_3	α_4	$\varphi(K_n)$
Геологическое тело «доломит»					
P1	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,01
P2	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,02
P3	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,03
P4	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,04
P5	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,05
Геологическое тело «песчаник»					
P1	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,01
P2	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,02
P3	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,03
P4	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,04
P5	10^{-4}	10^{-2}	10^0	10^3	0,05

Согласно результатам моделирования акустических свойств в доломите, продольная скорость (V_p) принимает в каждом стеке в модели 101 максимальные значения,

Таблица 4. Изменение продольной скорости прохождения акустических волн (м/с) в моделях в зависимости от коэффициента пористости

Table 4. Dependence of values of the longitudinal velocity of acoustic waves (m/s) from porosity for geological model dolomite

$\varphi(K_n)$	V_{p1}	V_{p101}	V_{p5151}	$V_{p176850}$
Геологическое тело «доломит»				
0,01	7,14	7,15	5,85	1,03
0,02	7,09	7,11	5,07	0,72
0,03	7,04	7,08	4,53	0,59
0,04	6,99	7,04	4,13	0,51
0,05	6,94	7,00	3,81	0,45
Геологическое тело «песчаник»				
0,01	4,93	4,94	3,98	0,70
0,02	4,91	4,93	3,43	0,49
0,03	4,86	4,89	3,06	0,40
0,04	4,83	4,86	2,78	0,34
0,05	4,79	4,83	2,57	0,31

а в модели 176 850 — минимальные (табл. 4).

По результатам моделирования акустических свойств в песчанике продольная скорость (V_p), как и в случае с доломитом, принимает максимальные значения в каждом стеке в модели 101, а минимальные — в модели 176850 (табл. 4).

Установлено, что при одних и тех же упругих свойствах и различном коэффициенте пористости продольная скорость прохождения акустических волн принимает максимальное значение во всех стеках геологических тел «доломит» и «песчаник», на 100 % составленных поровым ($\alpha=10^0$) форматом пустот. Незначительно, на 0,01–0,06 (10^3 м/с), вели-

Таблица 5. Разница между значениями продольной скорости прохождения акустических волн (м/с) в зависимости от коэффициента пористости в моделях геологических тел «доломит» и «песчаник»

Table 5. The difference between dependences of the values of the longitudinal velocity of acoustic waves (m/s) from the porosity for geological models dolomite and sandstone

Порода	$\varphi(K_n)$	$V_{p101}-V_{p1}$	$V_{p101}-V_{p5151}$	$V_{p101}-V_{p176850}$
Доломит	0,01	0,01	1,3	6,12
	0,02	0,02	2,04	6,39
	0,03	0,04	2,55	6,49
	0,04	0,05	2,91	6,53
	0,05	0,06	3,19	6,55
Песчаник	0,01	0,01	0,96	4,24
	0,02	0,02	1,5	4,44
	0,03	0,03	1,83	4,49
	0,04	0,03	2,08	4,52
	0,05	0,04	2,26	4,52

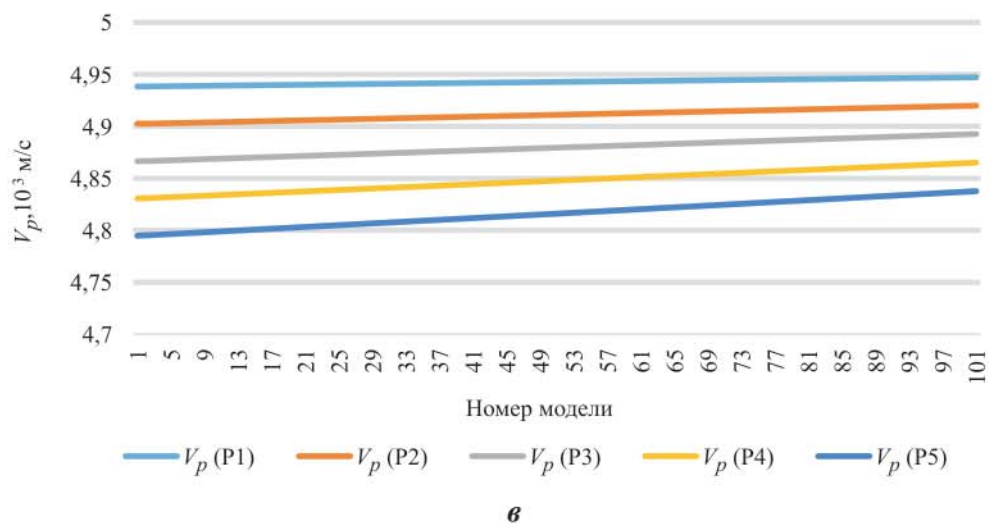
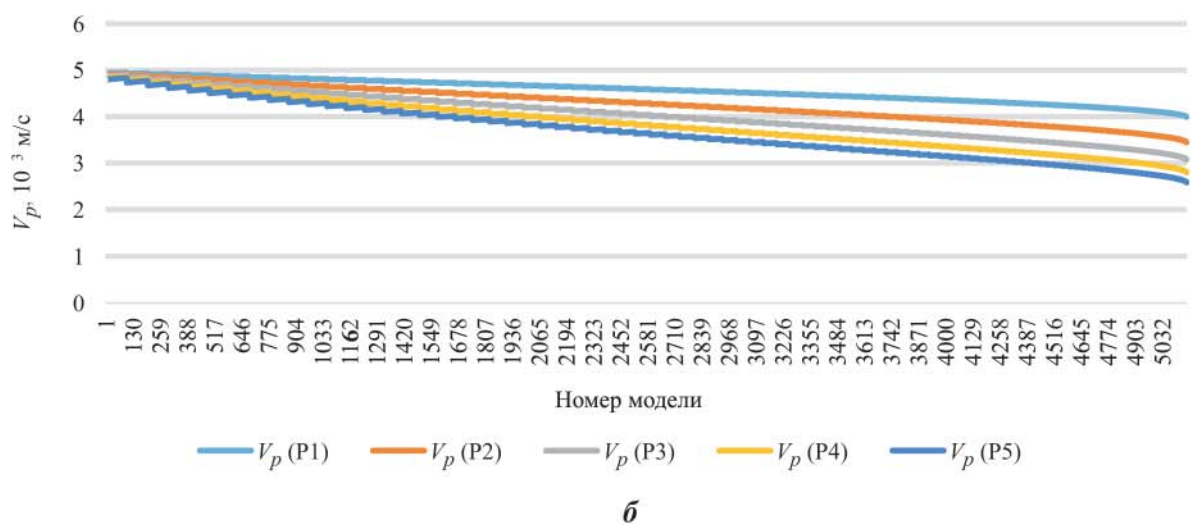
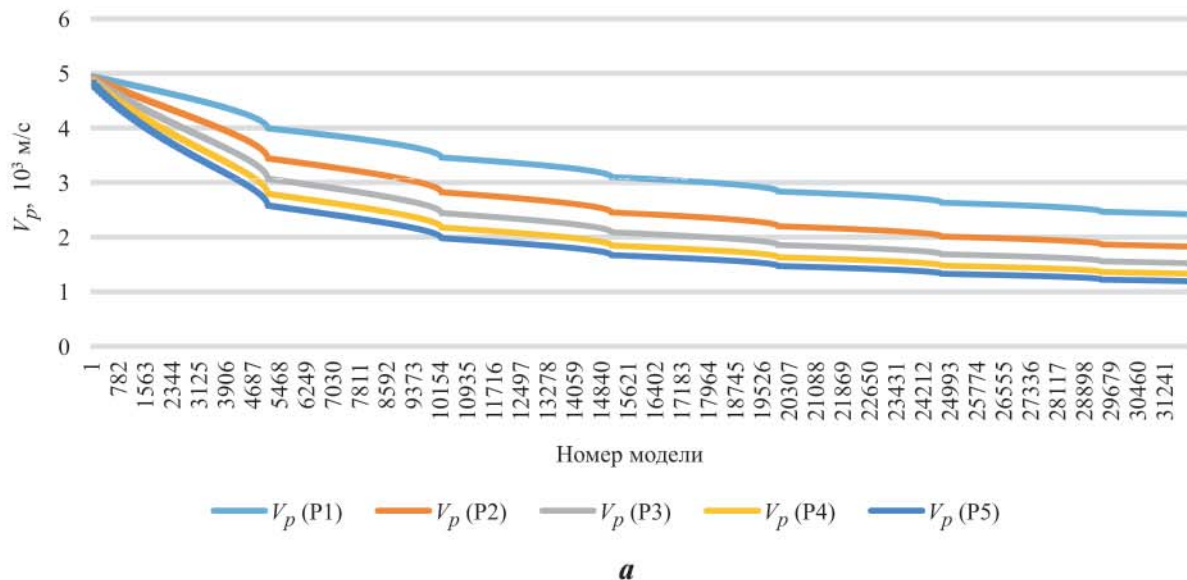
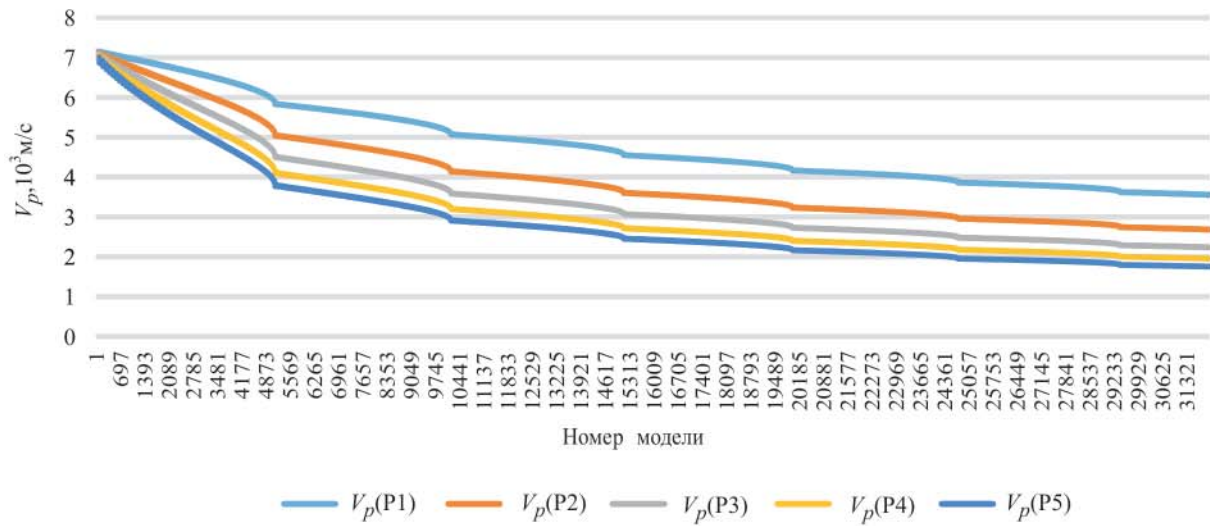
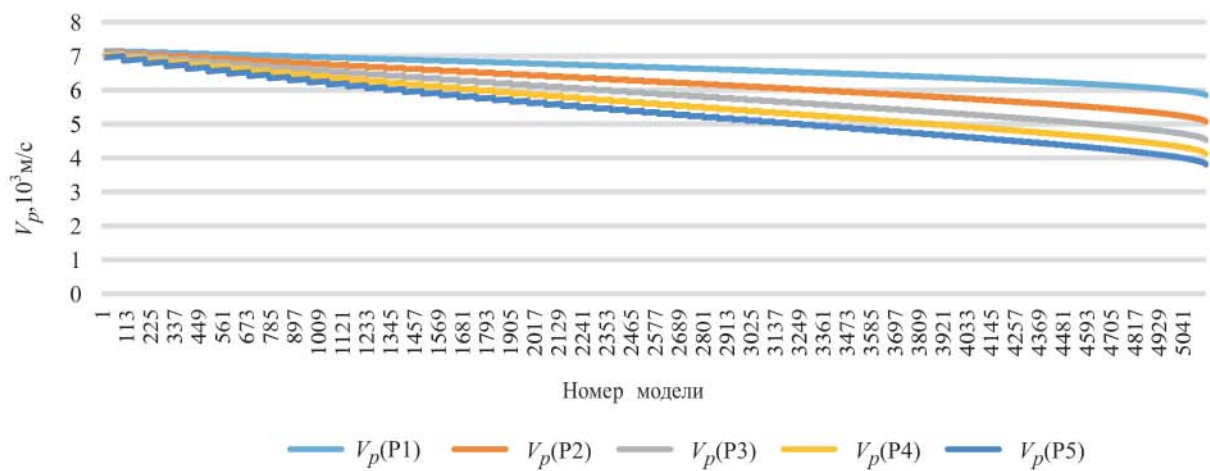


Рис. 3. Зависимости продольной скорости (V_p) от соотношения концентраций разных форматов пустот в «долomite»: а – (α_1 , α_2 , α_3 , α_4); б – (α_1 , α_2 , α_3), $\alpha_4=0$; в – (α_1 , α_2), $\alpha_3=0$, $\alpha_4=0$

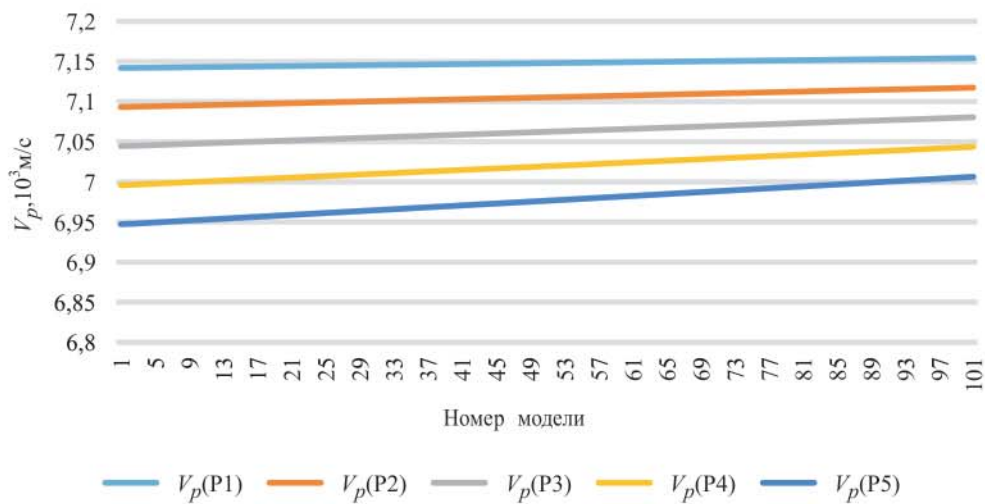
Fig. 3. Graphs of dependence the longitudinal velocity (V_p) from the concentration ratio formats of voids in dolomite: а – (α_1 , α_2 , α_3 , α_4); б – (α_1 , α_2 , α_3), $\alpha_4=0$; в – (α_1 , α_2), $\alpha_3=0$ and $\alpha_4=0$



a



б



в

Рис. 4. Зависимости продольной скорости (V_p) от соотношения концентраций разных форматов пустот в «песчанике»: а — ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$); б — ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$), $\alpha_4=0$; в — (α_1, α_2), $\alpha_3=0$, $\alpha_4=0$

Fig. 4. Graphs of dependence the longitudinal velocity (V_p) from the concentrations ratio formats of voids in sandstone: а — ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$); б — ($\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$), $\alpha_4=0$; в — (α_1, α_2), $\alpha_3=0$ and $\alpha_4=0$

чина V_p знижується при переході від порового формату порожнеч до кавернозного ($\alpha=10^3$) (рис. 3, б; 4, в). Причому з підвищенням коефіцієнта пористості різниця між $V_{p101}-V_{p1}$ збільшується (табл. 5).

С зменшенням порової та кавернозної складових у порожньому просторі, відповідно, з збільшенням складової, переходящої в мікротрещини, V_p різко знижується на 1,3–3,19 (10^3 м/с) — для доломіта та на 0,96–2,26 (10^3 м/с) — для піщаника (рис. 3, а; 4, а). При цьому збільшення коефіцієнта пористості суттєво збільшує різницю між $V_{p101}-V_{p5151}$ (табл. 5).

Наличчя в матриці геологічного тіла мікротрещин ще більше знижує V_p — менше $1\cdot 10^3$ м/с (рис. 3, а; 4, а), однак вплив K_n не так значущий, як у варіанті з переходом в мікротрещини форматом (см. табл. 5).

Висновки. Отримані результати інформативно ілюструють залежність розподілу швидкості проходження продольних упругих хвиль (V_p) від формату порожнеч та коефіцієнта пористості. По результатам моделювання встановлено, що при переході від моделі з 100%-ю концентрацією кавернозної складової (формату) у порожнеч до моделі з 100%-ю поровою складовою відбувається незначуще лінійне збільшення V_p . По мірі введення в модель переходящої в мікротрещини формату та формату мікротрещин спостерігається різке інтенсивне експоненціальне зниження значень V_p .

Збільшення коефіцієнта пористості (K_n) призводить до ефекту посилення диференціації між V_p моделей з різною концентрацією форматів порожнеч. Крім того, привносимий ефект відносно попереднього значення K_n логарифмічно зменшується.

Розроблена утиліта дає можливість упростити дослідження складнобудованих породоколекторів шляхом прискорення та збільшення кількості отриманих результатів при моделюванні їх упругих та акустичних властивостей у залежності від типів порожнеч.

Список библиографических ссылок

1. Вижва С.А. Моделювання ефективних акустичних характеристик порід-колекторів з складною структурою порожнього простору. *Вісник Київського університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 1995. № 13. С. 23–32.
2. Вижва С.А., Безродна І.Н. Визначення структури порожнього простору складнобудованих геологічних серед при розв'язанні задач промислової геофізики та геофізичного моніторингу небезпечних геологічних процесів. *Геоінформатика*, 2003. № 1. С. 55–64.
3. Вижва С.А., Кожан О.М. Методи визначення структури порожнього простору та їх застосування для розв'язання задач промислової геофізики, інженерної геології, геоекології. *Вісник Київського університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2002. № 22. С. 134–139.
4. Добрынин М.М. Дослідження складних карбонатних колекторів. *Геологія нафти та газу*. 1991. № 5. С. 30–34.
5. Курганський В.Н. Петрофізичні та геофізичні методи дослідження складнобудованих карбонатних колекторів нафти та газу. Київ: ВПЦ «Київський університет», 1998. 167 с.
6. Продайвода Г.Т., Вижва С.А. Математичне моделювання геофізичних параметрів. Київ: ВПЦ «Київський університет», 1999. 112 с.
7. 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, 367 с.
8. Продайвода Г.Т., Вижва С.А., Віршило І.В. Математичне моделювання ефективних геофізичних параметрів. Київ: ВПЦ «Київський університет», 2012. 287 с.
9. Продайвода Г.Т., Маслов Б.П., Король В.В. Визначення спектра розподілу параметрів структури трещинно-порового простору гірських порід за даними інверсії залежності швидкості упругих хвиль від тиску. *Геофізичний журнал*. 1995. Т. 17, № 5. С. 75–80.
10. Khalimendik V., Virshylo I. Velocities of elastic waves modeling for complex reservoir rocks. 16th International Conference on Geoinformatics—Theoretical and Applied Aspects. Kyiv. 2017.

Поступила в редакцію 19.09.2018 г.

РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ МОДЕЛЮВАННЯ ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ 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, у яких за одних і тих самих об'ємів порожнього простору акустичні властивості значно змінюються залежно від співвідношення різних видів порожнеч та загальної пористості породи, отриманих за допомогою авторської утиліти SDI, що працює на підставі системних принципів і методів механіки стохастично неоднорідного середовища, у якій реалізовано алгоритм перебору моделей з різною концентрацією форматів порожнеч. Отримані результати інформативно ілюструють залежність розподілу швидкості проходження поздовжніх пружних хвиль (V_p) від формату порожнеч та коефіцієнта пористості. За результатами моделювання встановлено, що при переході від

моделі із 100%-ю концентрацією кавернозної складової (формата) у порожнинах до моделі із 100%-ю поровою концентрацією відбувається незначне лінійне збільшення V_p . В міру введення у модель перехідного в мікротріщини формата і формата мікротріщин спостерігається різко інтенсивне експоненційне зниження значення V_p . Збільшення коефіцієнта пористості (K_n) вносить ефект посилення диференціації швидкості V_p у моделях з різною концентрацією форматів пустот. Зі збільшенням K_n зростання привнесеного ефекту відносно попереднього значення K_n логарифмічно сповільнюється.

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

SOFTWARE PACKAGE FOR MODELING PETROPHYSICAL PROPERTIES OF COMPLEX RESERVOIRS

I. Virshylo, V. Khalimendik

Kyiv national University of Taras Shevchenko Institute of Geology, 90 Vasylkivska str., Kyiv, 03022, Ukraine,

e-mail: ivirshylo@gmail.com

Purpose. The unconventional reservoirs of oil and gas deposits researching are a priority way in the oil and gas industry at the present stage of development.

The elastic properties of complex reservoirs of oil and gas studying, as well as obtaining a quantitative assessment of the structure of the void space of rocks of oil and gas complexes (cracks, cavities, granules) has considerable relevance. The study presented in the paper is based on the results of the works which conducted at the Department of Geophysics Kyiv national University of Taras Shevchenko, for the last 35 years. These works focused on the the development of methods for mathematical modeling of complex acoustic characteristics of the reservoir rocks. According to studies, the structure of reservoir rock can be represented in the form of a rigid matrix, which is full range of voids, which are approximated by spheroids rotating with different formats of $\alpha = a/c$ (where a and c — a fixed and a rotatable axis of the spheroid)

Methodology. The paper presents the results of investigation of models of complex reservoir rocks oil and gas, which has the same volume of the hollow space, the acoustic properties vary considerably depending on the ratio of different types of voids and the total porosity of the rocks the studied models obtained by the author's utilities SDI working on the basis of systemic principles and methods of mechanics of stochastic inhomogeneous medium and it implements the algorithm of iterating models with different concentration of voids formats.

Findings. The obtained results are informative to illustrate the dependence of the distribution of velocity of propagation of longitudinal elastic waves (V_p) from the format of voids and porosity.

So the results of modeling established that the transition from the model with 100% concentration of the cavernous component (format) in the voids to the model with 100% of the pore, causes a slight linear increase of V_p . And the introduction to the model rolling into the microcracks format and of the format of microcracks is causes sharply-intensive exponential decrease of V_p value.

The increase of porosity (φ) produces the effect of an increase in the gap between V_p models with different concentration of voids formats. As it is noted that with increasing values of φ increase of brought effect in terms of previous values of φ logarithmically slows down.

Implications. The developed utility makes it possible to simplify the study of complex reservoir rocks by accelerating and increasing the number of results obtained in modeling their elastic and acoustic properties depending on the types of voids.

Keywords: acoustic properties, types of pores, pore aspect ratio.

References

1. Vzhva S.A. Modeling effective acoustic characteristics of the reservoir rocks with complex void space structure. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*. 1995. N 13. P. 23—32 [in Ukrainian].
2. Vzhva S.A., Bezrodna I. M. Determining the structure of the void space in complex geological media at the decision of tasks of Geophysics and geophysical monitoring of dangerous geological processes. *Geoinformatyca*. 2003. N 1. P. 55—64 [in Russian].
3. 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. N 22. P. 134—139 [in Russian].
4. Dobrynin M.M. Izuchenie slozhnyh karbonatnyh kollektorov. *Geologija nefi i gaza*. 1991. N 5. P. 30—34 [in Russian].
5. Kurganskij V.N. Petrophysical and geophysical methods for the study of structurally complex carbonate reservoirs of oil and gas. Kyiv: VPC «Kyiv University», 1998. 167 p. [in Russian].
6. Prodajvoda G.T., Vzhva S.A. Mathematical modeling of geophysical parameters. Kyiv: VPC «Kyiv University». 1999. 112 p. [in Russian].
7. Prodajvoda G.T., Vzhva S.A., Bezrodna I.M., Prodajvoda T.G. Geophysical methods of assessing the productivity of oil and gas reservoir. Kyiv: VPC «Kyiv University». 2011. 367 p. [in Ukrainian].

8. Prodajvoda G.T., Vizhva S. A., Virshilo I. V. Mathematical modeling of effective geophysical parameters. Kyiv: VPC «Kyiv University. 2012. 287 p. [in Ukrainian].
9. 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, N 5. P. 75—80 [in Russian].
10. Khalimendik V., Virshylo I. Velocities of elastic waves modeling for complex reservoir rocks. 16th International Conference on Geoinformatics — Theoretical and Applied Aspects. Kyiv. 2017.

Received 19/09/2018