

Математичне моделювання сейсмогравітаційного ефекту резервуара нафти та газу в кристалічному фундаменті

© С. А. Вижва, Г. Т. Продайвода, П. М. Кузьменко,
О. О. Козіонова, 2012

Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
Київ, Україна

Надійшла 7 квітня 2011 р.

Представлено членом редколегії В. П. Коболевим

Для выявления разуплотненных зон в породах кристаллического фундамента предлагается новый сейсмогравитационный метод, в основе которого лежит многокомпонентная трещинно-порово-кавернозная (газо- или нефтенасыщенная) модель кристаллического коллектора. С целью оценки возможностей метода проведено математическое моделирование эффективных упругих и акустических свойств гранитных пород-коллекторов с различной структурой пустотного пространства. Показано значительное влияние последней, а также степени газо- и нефтенасыщения на скорость распространения продольных и поперечных волн. Определены акустические свойства гранитного порово-трещинного коллектора. Разработаны и апробированы алгоритм и программа для решения задачи совместной инверсии сейсмических и гравиметрических данных, в основе которой лежит приближение Борна для пространственно-временной функции Грина со среднеквадратической фоновой скоростью для горизонтально-слоистой среды. На примере модели Прикерченского шельфа показано, что наличие в гранитах разуплотненной зоны, заполненной газом или нефтью, может быть уверенно определено по результатам сейсмических и высокоточных гравитационных наблюдений. Эти результаты подтверждают целесообразность комплексирования сейсмических и гравиметрических данных при поисках нефти и газа в кристаллическом фундаменте.

A new seismic and gravitational method for the decompacted zones detection in crystalline basement, based on a multi-crack-cavernous pore (gas or oil saturated) model of crystalline reservoir is proposed. To estimate the capabilities of the proposed method mathematical modeling of effective elastic and acoustic properties of granite reservoir rocks with different pore space structure is realized. The algorithm and software for solving the problem of joint inversion of seismic and gravimetric data based on Born's approximation for the space-time Green's function with root mean square background velocity for the horizontally-layered medium has been developed and tested. It has been determined that the most reliable estimation of density and seismic velocity can be obtained by joint inversion. Convincingly is illustrated on an example of the Prykerch shelf model that the presence of decompacted oil or gas saturated zone in granite basement can be confidently identified based on results of seismic and precise gravity observations.

Вступ. У найближчій перспективі найважливішим джерелом енергії у світі залишатимуться нафта і газ. Отже, для забезпечення економіки держави необхідне подальше суттєве нарощування запасів нафти і газу за рахунок їх пошуків у традиційних колекторах, а

також відкриття нових перспективних об'єктів. Відкриття родовищ нафти в кристалічних породах фундаменту на Хухрянській (1985) і Юліївській (1987) площах північного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) засвідчує перспективність їх пошуків не лише у

верхній вивітрилий та тріщинуватий частині фундаменту, яка перекривається осадовим чохлам, а й в глибших його інтервалах, насамперед у розуцільнених глибинних зонах. Нині добре відомі потужні нафтоносні резервуари в гранітних масивах із дебітами, що сягають 2000 т/добу і залягають на глибинах до 1500 м від поверхні фундаменту [Попков и др., 1986; Дмитриевский и др., 1992; Шахновский, 1997; Шустер, 1997; Лукин, 2008].

Практично нижня межа нафтогазоносності кристалічного фундаменту поки що не встановлена ні в одному із регіонів світу. В зв'язку з цим кристалічний фундамент розглядають як один із перспективних нафтогазоносних об'єктів. Нижче перелічені основні чинники, які сприяють формуванню розуцільнених зон у кристалічному фундаменті, за даними [Попков и др., 1986; Дмитриевский и др., 1992; Багдасаров, 1992; Шахновский, 1997; Шустер, 1997; Чебаненко и др., 2002]:

- 1) тектонічна активність території та наявність систем розривних порушень у тілі фундаменту, зокрема тих, що активувались у новітній час;
- 2) інтенсивність гіпергенних процесів у кристалічних породах і потужність кори вивірювання;
- 3) інтенсивна гідротермальна діяльність, що спричиняє глибокі перетворення кристалічних порід і формування гідротермальних метасоматитів зі значною ефективною пористістю і проникністю та міцним мінеральним скелетом;
- 4) виникнення порожнин в інтрузивних тілах, що пов'язані з процесами їх охолодження на завершальних стадіях формування;
- 5) процеси дегідратації та дегазації гранітизованих мас;
- 6) напружений, температурний та флюїдний геодинамічні режими.

Сукупність вищезгаданих чинників може привести до формування в породах кристалічного фундаменту потужних розуцільнених зон, які можуть слугувати резервуарами нафти і газу з порово-кавернозно-тріщинним типом колектору.

Накопичений досвід дослідження кристалічного фундаменту сейсмічними методами [Гельчинский и др., 1978; Попков и др., 1986; Караев, 1991; Караев и др., 1998; Левянт и др., 2003] свідчить про значні труднощі застосування останніх для виявлення локальних неоднорідностей у кристалічному фундаменті. Це пояснюється насамперед відсутністю чітких відбив-

них горизонтів. Разом з тим, за наявності тектонічних порушень під час збурення сейсмічних хвиль у кристалічному фундаменті виникають дифракційні хвилі, а на дво- і тривимірних локальних неоднорідностях, розмір яких набагато менший за довжину хвилі, — розсіяні хвилі. У такому разі основну увагу приділяють виявленню взаємозв'язку між характеристиками зони мікронеоднорідностей та особливостями статистичних характеристик (амплітуди, частоти) хвильового фону, який генерується полем розсіяних на мікронеоднорідностях сейсмічних хвиль [Караев и др., 1998; Левянт и др., 2003; Козлов, 2006].

Якщо кристалічний фундамент перекритий осадовою товщею з різкими регулярними сейсмічними відбивними межами, то реєстрація дифрагованих і розсіяних хвиль стає проблематичною. Для розрізнення близько розміщених відбивних, дифрагуючих і розсіювальних об'єктів необхідно застосовувати спеціальні методи гаусового пучка, які характеризуються гострою спрямованістю в околі фіксованого променя, та інші методи [Гольдин и др., 2002; Козлов, 2006].

Значні труднощі пов'язані також з надзвичайно низьким рівнем теоретичних та експериментальних петрофізичних досліджень тріщинних, тріщинно-кавернозних і порово-тріщинно-кавернозних колекторів кристалічного фундаменту як на зразках керна, так і методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС). У зв'язку з цим щонайпершою є задача математичного моделювання ефективних петрофізичних характеристик кристалічних порід-колекторів на моделях, наближених до реальних геологічних об'єктів, із застосуванням сучасних методів механіки стохастичного середовища [Продайвода, 1999; Продайвода, Вижва, 1999; Продайвода и др., 2004].

Для виявлення розуцільнених зон у породах кристалічного фундаменту розроблено новий сейсмогравітаційний метод на основі багатокомпонентної тріщинно-порово-кавернозної (газо- чи нафтонасиченої) моделі кристалічного колектору. З метою оцінки можливостей цього методу проведено математичне моделювання ефективних пружних та акустичних властивостей гранітів із різною структурою пустотного простору. Одержані результати використано для побудови швидкісних та густинних моделей і моделювання інтенсивності розсіяного сейсмічного поля й гравітаційного ефекту від газо- і нафтонасичених зон у кристалічному фундаменті.

Математичне моделювання ефективних пружних та акустичних властивостей гранітних порід-колекторів.

Колектори в гранітних масивах тяжіють як до зон еродованих вивітрилих порід (кора вивітрування), так і до глибинних зон гідротермальної переробки, які можуть залягати на значній глибині від поверхні фундаменту. Зокрема, каолінізовані та цеолітизовані граніти характеризуються значною розущільненістю, яка проявляється у розвитку пористості, тріщинуватості і кавернозності [Багдасаров, 1992; Дмитриєвський и др., 1992]. За даними електронно-мікроскопічних досліджень, каолінізовані породи визначаються кавернозно-поровим типом пористості. Поперечний розмір пор 0,01—0,02 мм, розмір каверн 0,2—0,4 мм. Цеолітизовані породи можна віднести до колекторів порово-кавернозно-тріщинного типу. Розмір каверн у них 0,2—1,0 мм, розкритість тріщин сягає 0,05 мм.

Гідротермально перетвореним гірським породам властива значна міцність твердого скелета, який складається з реліктових мінералів, зокрема кварцу.

Для вивчення морфології пустот застосовують апроксимацію форми пустоти еліпсоїдом обертання, величину формату якого оцінюють за співвідношенням

$$\alpha = c / a,$$

де c, a — відповідно півосі еліпсоїда вздовж і перпендикулярно осі обертання.

Розвиток електронної мікроскопії та методів цифрової обробки зображень відкриває широкі можливості для вивчення структури пустотного простору гірських порід [Козлов, 2006; Продайвода, Вижва, 1999; Продайвода и др., 2001]. За даними електронно-мікроскопічних досліджень кристалічних порід величина формату α змінюється від 10^3 до 10^{-5} . Величина формату мікротріщин коливається в межах 10^{-3} — 10^{-5} . До каверн відносять пустоти, формат яких змінюється від 10^1 до 10^3 .

Для чисельних розрахунків ефективних акустичних властивостей порово-тріщинно-кавернозного гранітного колектору застосовано багатокомпонентну модель, яка містила пустоти різного формату і твердий скелет (матрицю) (рис. 1).

Методом умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі — Танака [Продайвода, 1999, 2004; Продайвода, Вижва, 1999] обчислено ефективні пружні сталі моделі гранітного колектору, за допомогою яких визначено їхні акустичні властивості.

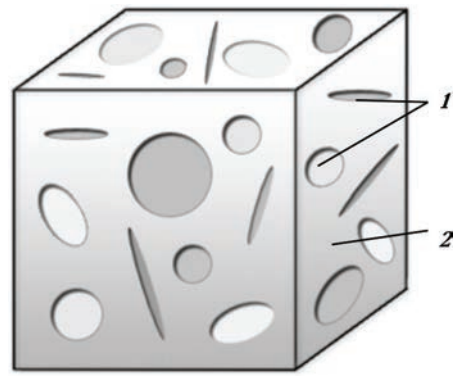


Рис. 1. Модель скелета багатокомпонентного порово-тріщинно-кавернозного кристалічного колектору нафти і газу: 1 — включення пустот різного формату; 2 — матриця.

Мінеральний склад нормальних гранітоїдів коливається в таких межах, %: кислий плагіоклаз (Pl) — 15—45; кварц (Q) — 25—40; калієвий польовий шпат (Kpsh) — 25—60; біотит (Bi) — 3—8.

Для чисельних розрахунків пружних модулів і швидкості скелета (матриці) використані осереднені пружні модулі в наближенні Фойгта — Реусса — Хілла та густина породоутворювальних мінералів (табл. 1).

Вплив мінерального складу на швидкість поширення поздовжніх і поперечних хвиль та густину матриці порід гранітного складу ілюструють моделі, кількісний мінеральний склад яких наведено в табл. 2.

Швидкості поширення поздовжніх і поперечних хвиль моделей змінюються в досить вузьких межах: $V_p = 6,02 \div 6,13$ км/с, $V_s = 3,53 \div 3,66$ км/с; густина — $2,581 \div 2,625$ г/см³. Для нормальних гранітів (модель Нг—Н) швидкість поширення поздовжньої хвилі становить 6,06, поперечної — 3,59 км/с; густина дорівнює 2,605 г/см³. Інтервальний час у моделях скелета гранітів варіює у межах: ΔT_p — від 163 до 166, ΔT_s — від 273 до 283 мкс/м. Для нормальних гранітів $\Delta T_p = 165$, $\Delta T_s = 279$ мкс/м.

Вплив структури пустотного простору на швидкість поширення поздовжніх і поперечних хвиль гранітного колектору досліджували на моделях з різним форматом пустот. Результати чисельних розрахунків показано на рис. 2, а, б. Як видно з наведених даних, швидкості пружних хвиль значною мірою залежать від формату пустот. Для тріщинних гранітних колекторів найбільший вплив спостерігається в моделях з форматом $\alpha = 10^{-3}, 10^{-4}$. Змен-

Т а б л и ц я 1. Пружні властивості та густина породоутворювальних мінералів гранітів [Продайвода, 1999]

Мінерал	Модулі об'ємного стискання (K) і зсуву (G), ГПа		Густина, г/см ³
	K	G	
Калієвий польовий шпат	59,8	30,1	2,546
Плагіоклаз	55,1	29,7	2,610
Біотит	58,5	24,1	2,905
Кварц	38,3	44,6	2,649

шення швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль до аномально низьких значень викликає концентрація тріщин значно менша за 1%. Вплив каверн з форматом $\alpha = 10^1$, 10^3 на швидкості хвиль набагато менший. Криві залежності цих параметрів розташовані трохи нижче кривої для пористих гранітних колекторів з форматом $\alpha = 1$.

Чутливим індикатором типу колектору є відношення V_p / V_s , значення якого набагато менше 1,7 для колекторів-гранітів тріщинного типу (рис. 2, в). Порів'я кавернозні гранітні колектори за цим параметром відрізняються набагато менше.

Встановлені важливі закономірності зміни інтервального часу поздовжніх і поперечних хвиль від коефіцієнта пористості для гранітних колекторів різного типу (рис. 3, а, б). Для гранітних тріщинуватих колекторів криві ін-

тервального часу ΔT_p різко піднімаються за незначних (менше 1%) концентрацій тріщин формату $\alpha = 10^{-3}$, 10^{-4} . На кривих $\Delta T = f(K_p)$ вони розміщуються в околі осі ординат за незначного коефіцієнта тріщинної пористості (менше 2%). Криві для кавернозних гранітних колекторів, навпаки, тяжіють до осі абсцис і значно менш чутливі до зміни формату каверн. Разом з тим криві $\Delta T = f(K_p)$ для пористих гранітних колекторів розміщуються між кривими для тріщинних і кавернозних різновидів.

За даними електронно-мікроскопічних досліджень, у гранітах спостерігаються неперервні розподіли пустот різного формату, які, в свою чергу, спричиняють набагато складнішу залежність швидкостей поширення поздовжніх і поперечних хвиль від коефіцієнта пористості. У зв'язку з цим для подальших дослід-

Т а б л и ц я 2. Кількісний мінеральний склад моделей твердого скелета граніту, %

Модель	KPsh	Pl	Bi	Q
Hr-1	60	15	0	25
Hr-2	25	45	5	25
Hr-3	50	18	2	30
Hr-4	35	35	0	30
Hr-5	32	30	8	30
Hr-6	35	25	5	35
Hr-7	40	18	2	40
Hr-N	40	27	3	30

Примітка. KPsh — калієвий польовий шпат; Pl — плагіоклаз; Bi — біотит; Q — кварц.

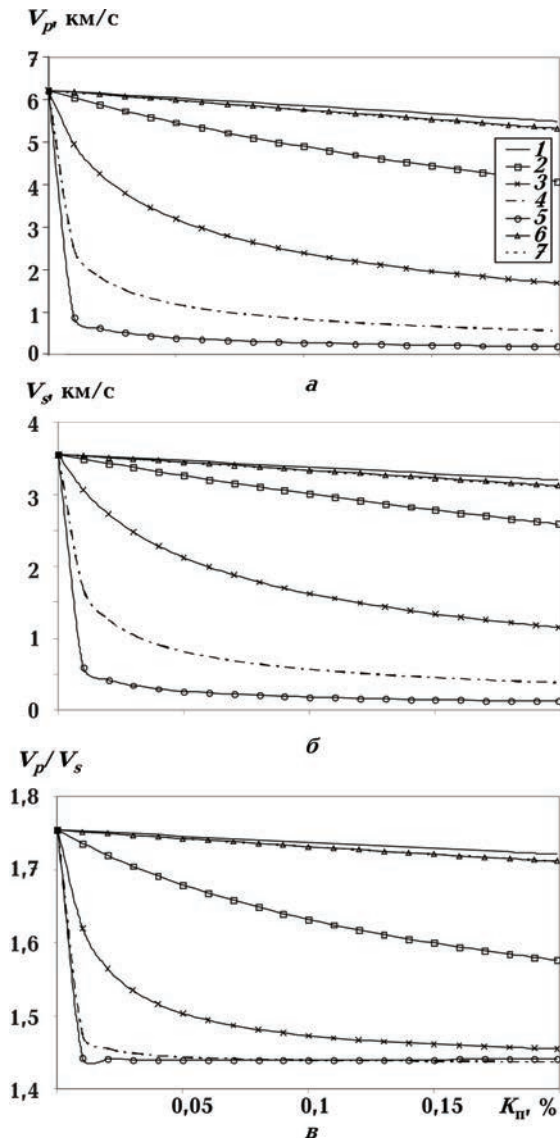


Рис. 2. Залежність швидкості поширення поздовжніх (V_p) (а) і поперечних (V_s) (б) хвиль та відношення V_p/V_s (в) від коефіцієнта пористості (K_p) для моделей гранітного колектору з різним форматом пустот: 1 — $\alpha = 1$; 2 — $\alpha = 0,1$; 3 — $\alpha = 0,01$; 4 — $\alpha = 0,001$; 5 — $\alpha = 0,0001$; 6 — $\alpha = 10$; 7 — $\alpha = 100$.

жень була запропонована модель порово-тріщинно-кавернозного колектору. Як видно з рис. 4, на діаграмі спостерігаються три максимуми, які відповідають тріщинним, поровим (міжзерновим) і кавернозним колекторам. Вибрана модель порово-тріщинно-кавернозного гранітного колектору являє собою матрицю, яка прорізана пустотами різного формату (див. рис. 1).

Для чисельних розрахунків ефективних пружних і акустичних властивостей порово-тріщин-

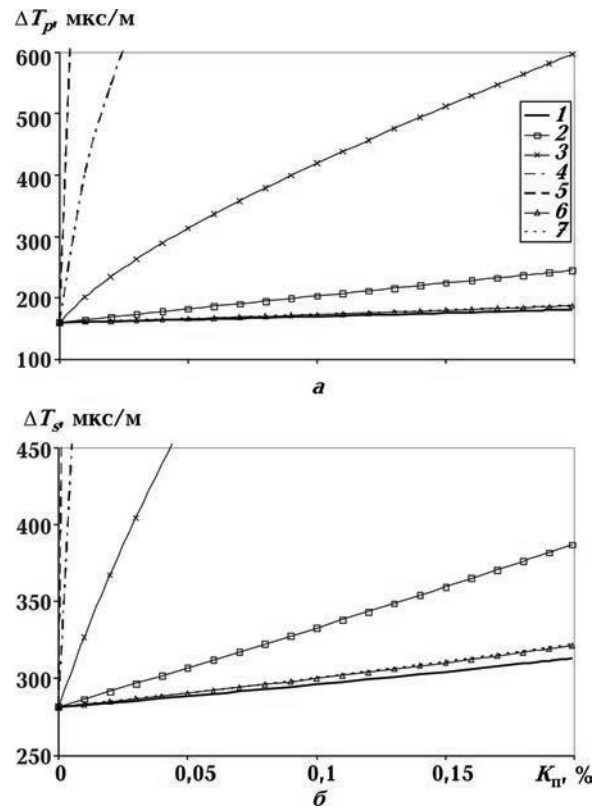


Рис. 3. Залежність інтервального часу поздовжніх (ΔT_p) (а) і поперечних (ΔT_s) (б) хвиль від коефіцієнта пористості (K_p) для моделей гранітного колектору з різним форматом пустот (α). Умовні позначення див. рис. 2.

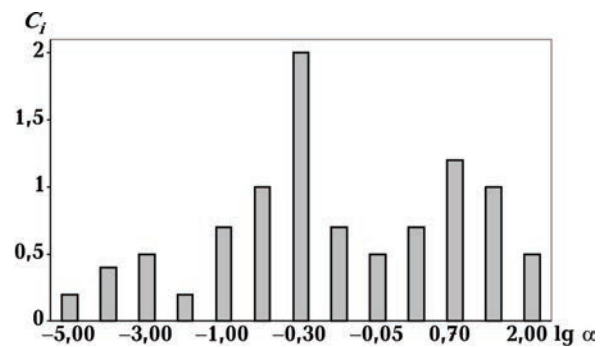


Рис. 4. Діаграма розподілу концентрацій (C_i) форматів пустот для порово-тріщинно-кавернозного колектору ($\sum_{i=1}^N C_i = K_p + K_T + K_{KB}$, де K_p — коефіцієнт міжзернової пористості; K_T — коефіцієнт тріщинної пористості; K_{KB} — коефіцієнт кавернозної пористості).

нокавернозного гранітного колектору були прийняті такі параметри:

1) пружні сталі та густина матриці: $K = 51,11$ ГПа; $G = 33,52$ ГПа; $\rho = 2,604$ г/см³;

2) пружні сталі та густина нафти, що заповнює пустотний простір: $K = 1,94$ ГПа; $G = 0$; $\rho = 0,88$ г/см³;

3) пружні сталі та густина газу, що заповнює пустотний простір: $K = 0,00015$ ГПа; $G = 0$; $\rho = 0$.

У результаті чисельних розрахунків ефективних пружних і акустичних властивостей порово-тріщинно-кавернозного гранітного колектору методом умовних моментів, із застосуванням схеми Морі — Танака, отримано параметри для сейсмогравітаційного моделювання:

- для гранітного колектору, насиченого газом: $K = 4,37$ ГПа; $G = 5,29$ ГПа; $\rho = 2,29$ г/см³; $V_P = 2,23$ км/с; $V_S = 1,52$ км/с; $V_P / V_S = 1,47$; $K_{II} = 12,04$ %;

- для гранітного колектору, насиченого нафтою: $K = 33,49$ ГПа; $G = 7,35$ ГПа; $\rho = 2,396$ г/см³; $V_P = 4,25$ км/с; $V_S = 1,75$ км/с; $V_P / V_S = 2,43$.

Математичне моделювання сейсмічного поля. Для оцінки ефективності сейсмічних методів під час пошуків резервуарів нафти і газу в породах кристалічного фундаменту використовують спрощену горизонтально-шарувату модель, яка за характеристиками максимально наближена до реального геологічного розрізу верхньої частини Прикерченського шельфу [Лукин, 2008]. За результатами інтерпре-

тації даних ГСЗ тут виступ кристалічного фундаменту ймовірно представлений гранітами. Геологічні дослідження цього району свідчать про наявність певних аналогій між Прикерченським і Південнов'єтнамським шельфами [Лукин, 2008]. Нафтові резервуари останнього приурочені до тріщинно-кавернозних метасоматитів у гранітах [Дмитриевский и др., 1992; Шахновский, 1997].

Параметри сейсмічної горизонтально-шаруватої моделі наведені в табл. 3. Розглянуто дві моделі: перша — розуцільнений шар, який залягає на монолітних гранітах і насичений газом; друга — те саме, насичений нафтою.

Для чисельного моделювання сейсмічного поля використано наближений метод Борна з середньоквадратичною вертикальною фоновою швидкістю, який детально описаний у публікаціях [Fokketa, Van Den Berg, 1998; Продайвода, 2002]. Просторово-часова функція Гріна для горизонтально-шаруватого середовища має такий вигляд [Fokketa, Van Den Berg, 1998]:

$$G(t, z^{(R)}, z^{(S)}, r) = \frac{1}{4\pi} \sum_{n=0}^N \left[\frac{A_n}{R_n} + \frac{1}{4} B_n Z_n w(t) \right] H \left(t - \frac{r}{V_n^{rms}} \right), \quad (1)$$

Т а б л и ц я 3. Параметри сейсмічної горизонтально-шаруватої моделі Прикерченського шельфу

Номер шару n	Вертикальна координата межі Z_n , м	Густина шару ρ_n , кг/м ³	Швидкість поширення поздовжніх хвиль V_p , м/с	Примітка
0	100	1000	1500	Шар морської води
1	1000	1850	2050	Шар неуцільнених покладів
2	1700	2200	2250	Шар напівуцільнених покладів
3	2700	2400	2750	Шар уцільнених покладів
4	2900	$\frac{2396}{2290}$	$\frac{4251}{2230}$	Шар розуцільнених гранітів, насичених нафтою (над рискою) або газом (під рискою) ($K_{II} = 12$ %)
5	—	2603	6,064	Монолітні граніти

Примітка. Під час моделювання були прийняті такі вертикальні координати: сейсмічного джерела $x_3^{(S)} = 7,5$ м, сейсмічного приймача $x_3^{(R)} = 7,5$ м; відстань між сейсмічним джерелом і приймачем $r = 50$ м.

де

$$A_n = \frac{\rho_{n+1} - \rho_n}{\rho_{n+1} + \rho_n}, \quad B_n = V_n^{-2} - V_{n+1}^{-2},$$

$$w(t) = \frac{t}{\left[t^2 - \left(\frac{r}{V_n^{rms}} \right)^2 \right]^{3/2}},$$

$$V_n^{rms} = \sqrt{V_n' V_n''},$$

$$V_n' = \frac{\left[\sum_{m=0}^n V_m h_m \right]^{1/2}}{\left[\sum_{m=0}^n V_m^{-1} h_m \right]^{1/2}},$$

$$V_n'' = \frac{\left[\sum_{m=0}^n h_m \right]^{1/2}}{\left[\sum_{m=0}^n V_m^{-2} h_m \right]^{1/2}},$$

V_n, ρ_n — швидкість пружних хвиль і густина в n -му шарі; V_0, ρ_0 — швидкість і густина верхнього водного шару, де розташоване сейсмічне джерело і сейсмоприймачі; $Z^{(R)}, Z^{(S)}$ — вертикальні координати джерела і сейсмоприймача; r — відстань між сейсмічним джерелом і сейсмоприймачем; t — час поширення сейсмічної хвилі; $H \left(t - \frac{r}{V_n^{rms}} \right)$ — одинична ступенева функція Хевісайда; V_n^{rms} — середньоквадратичне наближення вертикальної фонової швидкості.

Повний вертикальний шлях поширення сейсмічної хвилі Z_n визначено із співвідношення

$$Z_n = \sum_{m=0}^n h_m,$$

де $h_0 = 2Z^{(0)} - Z^{(R)} - Z^{(S)}$; $h_m = 2(Z^{(m)} - Z^{(m-1)})$, $m = 1, 2, \dots$

Збурення і реєстрація сейсмічних хвиль здійснюються в шарі морської води, їх вертикальні координати наведені в табл. 3.

Результати чисельних розрахунків просторово-часової функції Гріна для моделей Прикерченського шельфу, в яких розташований розущільнений шар граніту, показано на рис. 5. На графіках добре виділяються інтервали, що відповідають розущільненим зонам, заповненим газом або нафтою. Зрозуміло, що інтервали, заповнені газом, фіксуються контрастнішими змінами на кривій $G(t)$. Таким чином, незважаючи на досить контрастний сейсмічний і густинний розрізи і застосування наближеного методу Борна для чисельних розрахунків функції Гріна, параметри п'ятишарової моделі Прикерченського шельфу відображаються достатньо надійно. Користуючись виразом (1) для просторово-часової функції Гріна з вертикальною середньоквадратичною фоновою швидкістю, легко переконатися, що член, який зале-

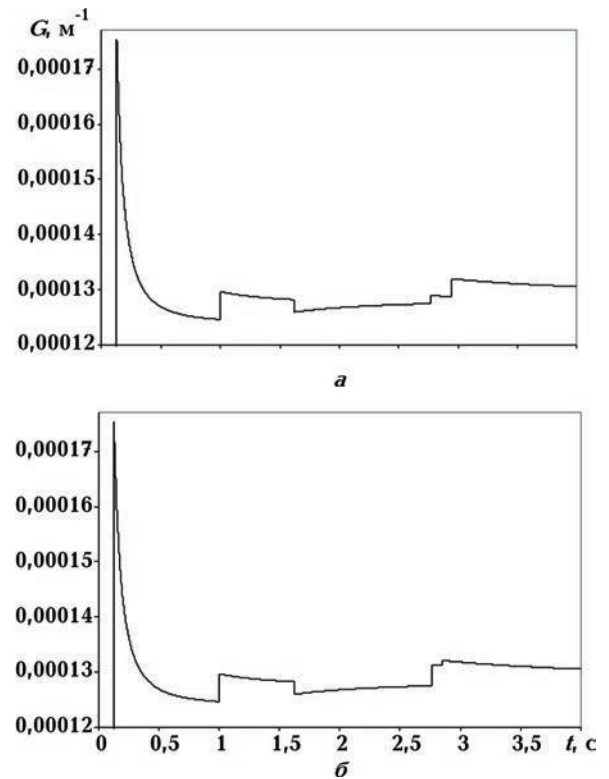


Рис. 5. Середньоквадратичне наближення Борна просторово-часової функції Гріна для моделі п'ятишарового розрізу з розущільненою зоною, заповненою газом (а) і нафтою (б) ($x_3^{(S)} = x_3^{(R)} = 7,5$ м, $r = 50$ м).

жить від сейсмічного розрізу, робить на два порядки менший внесок у величину цієї функції, ніж член, який залежить від густини шарів моделі. Це означає, що відносно невеликі похибки під час визначення густини істотно впливають на відновлення швидкостей поширення сейсмічних хвиль, що важливо мати на увазі для побудови алгоритмів інверсії.

Алгоритм рекурентної оцінки початкового наближення швидкостей і густин. Для оцінки початкового наближення сейсмічних швидкостей і густини п'ятишарової моделі Прикерченського шельфу був розроблений спеціальний алгоритм чисельних розрахунків. У його основу покладені рекурентні співвідношення, які забезпечують послідовні розрахунки відношення величин A_n і B_n [Fokketa, Van Den Berg, 1998]:

$$\frac{A_n}{R_n} = 4\pi \frac{(a_{22} b_1 - a_{12} b_2)}{(a_{11} a_{22} - a_{12}^2)} - \sum_{m=0}^{n-1} \frac{A_m}{R_m}, \quad (2)$$

$$B_n Z_n = 16\pi \frac{(a_{11} b_2 - a_{12} b_1)}{(a_{11} a_{22} - a_{12}^2)} - \sum_{m=0}^{n-1} B_m Z_m, \quad (3)$$

де $a_{11} = \int_{T_n}^{T_{n+1}} dt$, $a_{12} = \int_{T_n}^{T_{n+1}} w(t) dt$,

$a_{22} = \int_{T_n}^{T_{n+1}} [w(t)]^2 dt$, $b_1 = \int_{T_n}^{T_{n+1}} G(t) dt$,

$b_2 = \int_{T_n}^{T_{n+1}} G(t) w(t) dt$.

Для чисельних розрахунків інтегралів, які входять у співвідношення (2), (3), на експериментальній кривій спочатку визначають її стрибкоподібні зміни, яким відповідає час поширення відбитих хвиль T_n ($n=0, 1, 2, \dots, N$). Для кожного виділеного часового інтервалу $T_n < t < T_{n+1}$ ($n=0, 1, 2, \dots$) формують дискретний набір даних $G(t)$ і t , за допомогою яких і визначають суми $\sum_{m=0}^n \frac{A_m}{R_m}$ та $\sum_{m=0}^n B_m Z_m$ у співвідношеннях (2), (3).

Початкові наближення густини і сейсмічних швидкостей знаходять із рекурентних співвідношень

$$\rho_{n+1} = \rho_n (1 + A_n) / (1 - A_n),$$

$$V_{n+1}^{-2} = V_n^{-2} - B_n.$$

Єдиною апріорною інформацією, яку використовують під час вибору початкового наближення, є той факт, що горизонтально-шарувате середовище складається з п'яти гомогенних шарів.

Алгоритм чисельних розрахунків відновлення швидкості й густини містить і визначення вертикальної середньоквадратичної фонові швидкості за формулою

$$V_n^{rms} = (V_n' V_n'')^{1/2}. \quad (4)$$

Тут

$$V_n' = \frac{\left[\sum_{m=0}^n V_m (T_m - T_{m-1}) \right]^{1/2}}{\left[\sum_{m=0}^n V_m^{-1} (T_m - T_{m-1}) \right]^{1/2}},$$

$$V_n'' = \frac{\left[\sum_{m=0}^n (T_m - T_{m-1}) \right]^{1/2}}{\left[\sum_{m=0}^n V_m^{-2} (T_m - T_{m-1}) \right]^{1/2}},$$

де $T_{m-1} = r/V_0$.

Після визначення V_n^{rms} знаходять спочатку R_n , а потім і величину Z_n :

$$R_n = T_n V_n^{rms}, \quad (5)$$

$$Z_n = (R_n^2 - r^2). \quad (6)$$

У результаті визначаємо початкові наближення для V_n і ρ_n .

Чисельні розрахунки інтегралів a_{11} , a_{12} , a_{22} здійснено аналітичними методами, зважаючи на явний вигляд функцій $w(t)$ і $(w(t))^2$. Інтеграли b_1 , b_2 обчислено методом Гаусса із засто-

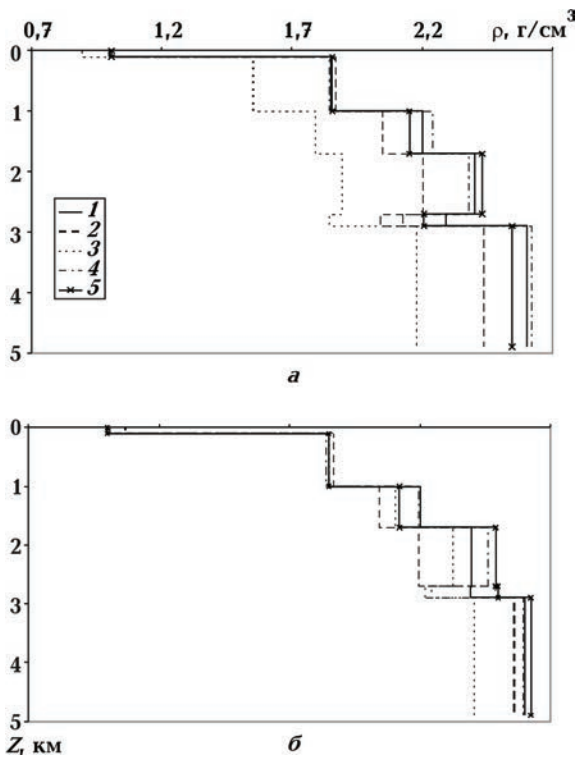


Рис. 6. Розподіл густини в п'ятишаровій моделі з розуцільненою зоною, заповненою газом (а) і нафтою (б) за даними інверсії: 1 — густина шарів моделі з розуцільненою зоною, заповненою газом (шар 4); 2 — початкове наближення густини, яке одержане з рекурентних співвідношень; 3 — густина шарів за даними інверсії сейсмічних даних; 4 — те саме за даними інверсії гравіметричних даних; 5 — густина шарів за даними інверсії сейсмічних і гравіметричних даних.

суванням сплайн-інтерполяції. Результати розрахунків (рис. 6, 7) свідчать, що надійність одержаних оцінок початкового наближення виявилася невисокою. В подальшому для підвищення точності розрахунків початкового наближення доцільно використовувати сейсмічні дані методу спільної глибинної точки (МСГТ) до підсумовування. Це може суттєво покращити надійність оцінок, особливо в разі інверсії реальних даних, які спотворені завадами.

Інверсія сейсмічних даних. Після визначення початкового наближення здійснюють інверсію сейсмічних даних у розподіл сейсмічної швидкості та густини. В основі алгоритму інверсії лежить задача глобальної оптимізації цільового функціонала:

$$\Phi(\mathbf{x}) = \sum_{q=1}^Q \left(G_{(q)}^{(e)} - G_{(q)}^{(0)} \right)^2,$$

де $G_{(q)}^{(e)}$, $G_{(q)}^{(0)}$ — відповідно експериментальні та розраховані на q -му кроці значення функції Гріна із знайдених невідомих параметрів; \mathbf{x} — вектор невідомих величин — сейсмічні швидкості й густина в шарах.

Алгоритм глобальної оптимізації детально описаний у статті [Продайвода и др., 2004]. Збіжність ітераційного процесу значною мірою залежить від того, наскільки значення початкового наближення відрізняються від реальних, навіть за інверсії модельних наборів даних, які не обтяжені похибками, що зумовлені завадами, притаманними реальним сейсмічним даним.

Із початкового наближення та експериментальних значень часу приходу хвилі T_n ($n = 0, 1, 2, \dots$) знаходять величину V_n^{rms} (4), а потім за формулами (5), (6) — величини R_n, Z_n .

Як видно з отриманих даних (рис. 6, 7), практично на усіх кривих достатньо виразно можна

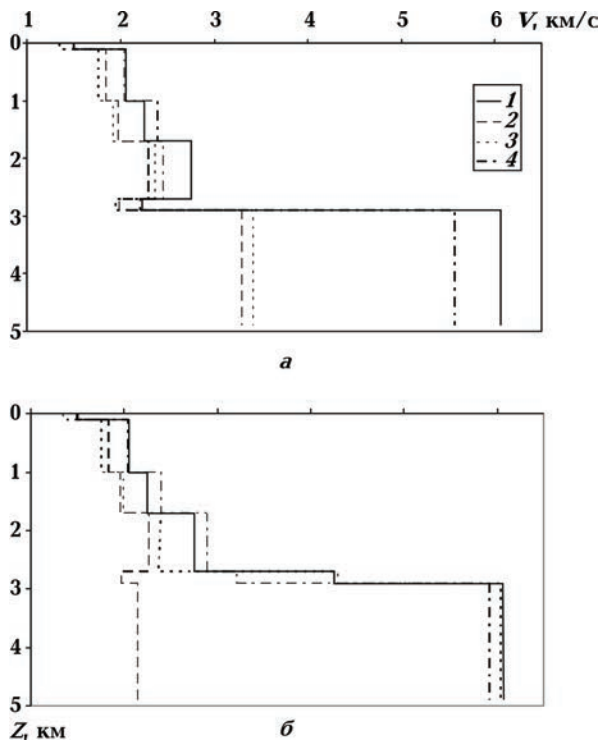


Рис. 7. Розподіл сейсмічних хвиль у п'ятишаровій моделі з розуцільненою зоною, заповненою газом (а) і нафтою (б) за даними інверсії: 1 — швидкість поширення сейсмічних хвиль у шарах моделі з розуцільненою зоною, заповненою газом (шар 4); 2 — початкове наближення швидкості поширення сейсмічних хвиль, яке одержане з рекурентних співвідношень; 3 — швидкість поширення сейсмічних хвиль за даними інверсії сейсмічних даних; 4 — те саме за даними інверсії сейсмічних і гравіметричних даних.

виділити шари розуцільненої зони, заповненої газом або нафтою. Отже, основні характерні особливості розподілу густини і сейсмічної швидкості моделі відображаються задовільно. Проте значення густини і швидкості для зони, заповненої газом, виявились дуже заниженими. Однією з причин цього, безумовно, є більший вплив на функцію Гріна густини шарів розрізу, а також недостатня надійність визначення початкового наближення.

Інверсія сейсмічних і гравіметричних даних. Нами зроблено спробу підвищити стійкість і прискорити збіжність ітераційного процесу відновлення сейсмічної швидкості і густини. Цьому сприяла, безумовно, й аналітична форма просторово-часової функції Гріна для горизонтально-шаруватої моделі в наближенні Борна, в яку в явній формі входять сейсмічні швидкості і густина. Для чисельних розрахунків гравітаційного ефекту від горизонтально-шаруватої моделі можна скористатися формулою для пласта [Fokketa, Van Den Berg, 1989]:

$$g = 13,34 \cdot 10^{-3} \rho H \left[\arctg \left(\frac{L - x}{Z_p} \right) + \arctg \left(\frac{x}{Z_n} \right) \right],$$

де g — гравітаційний ефект від пласта потужністю H , протяжністю L , густиною ρ_i ; Z_p — відстань від поверхні до центра пласта (його вертикальна координата); x — відстань від початку координат до точки спостережень.

Сумарний гравітаційний ефект усіх мас горизонтально-шаруватої моделі визначено підсумовуванням у кожній точці спостережень. Згідно з чисельними розрахунками, відносний вклад розуцільнених зон, насичених газом і нафтою, в сумарний гравітаційний ефект становить близько 8 мГал. Причому, як видно з рис. 8, гравітаційний ефект розуцільненої зони, заповненої нафтою, дещо більший, ніж заповненої газом: відповідно 8,3 і 7,9 мГал. Ця різниця, очевидно, буде значно більшою, якщо розуцільнені зони матимуть більшу потужність та меншу глибину. В зазначеному випадку потужність розуцільненої зони дорівнює лише 200 м.

Для розв'язку задачі інверсії сейсмічних і гравіметричних даних побудований цільовий функціонал:

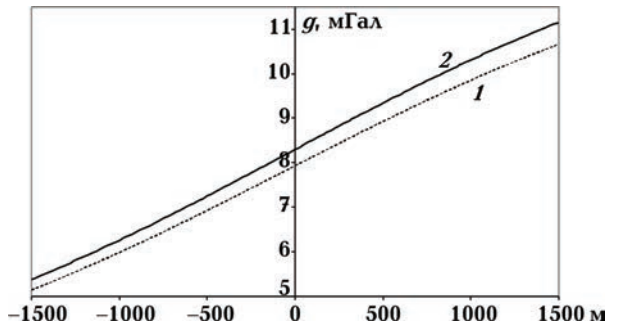


Рис. 8. Гравітаційний ефект від шарів розуцільненої зони в гранітах, насичених газом (1) і нафтою (2).

$$\Phi(\mathbf{x}) = \sum_{q=1}^Q \left(G_{(q)}^{(e)} - G_{(q)}^{(0)} \right)^2 + \sum_{m=1}^M \left(g_{(m)}^{(e)} - g_{(m)}^{(0)} \right)^2,$$

де \mathbf{x} — вектор невідомих величин, які включають густину і сейсмічні швидкості горизонтально-шаруватого середовища; $G_{(q)}^{(e)}$, $G_{(q)}^{(0)}$ — експериментальні і розраховані на r -му кроці ітераційного процесу значення просторово-часової функції Гріна для горизонтально-шаруватого середовища із обчислених значень густини і швидкості; $g_{(m)}^{(e)}$, $g_{(m)}^{(0)}$ — експериментальні і розраховані на r -му кроці ітераційного процесу величини гравітаційного ефекту із розрахованих значень густини.

Крім того, був апробований окремий алгоритм інверсії гравіметричних даних у розподіл густини. Результати цієї інверсії допомогли суттєво покращити початкове наближення густини розрізу. Отримані дані також винесені на рис. 6, 7, де представлені результати спільної інверсії сейсмічних і гравіметричних даних. Як видно, найнадійнішими є оцінки параметрів густини і сейсмічної швидкості, одержані саме за спільної інверсії. Ці результати підтверджують доцільність комплексування сейсмічних і гравіметричних даних у процесі пошуків нафти і газу в кристалічному фундаменті.

Висновки. Проведено математичне моделювання акустичних властивостей гранітних порід-колекторів і показано значний вплив на швидкості поширення поздовжніх і поперечних хвиль структури пустотного простору, а також газо- і нафтонасичення. Визначенні акустичні властивості гранітного порово-тріщинно-кавернозного колектору.

Розроблено та апробовано алгоритм і програму для розв'язування задачі спільної інверсії сейсмічних і гравіметричних даних, в основі якої лежить наближення Борна для просторово-часової функції Гріна з середньоквадратичною фоновією швидкістю для горизонтально-шаруватого середовища.

Незважаючи на те, що метод Борна не завжди дає надійні результати, для випадків з контрастними змінами густини і швидкості спільна інверсія сейсмічних і гравітаційних даних підтвердила його працездатність. Цей феномен пояснюється тим, що у формулі Гріна в явній формі представлений вклад як швидкості, так і густини. Проте внесок густини в значення просторово-часової функції Гріна виявився на два порядки більший, ніж сейсмічної швидкості. Переконливо показано на прикладі мо-

делі Прикерченського шельфу, що наявність у гранітах розуцільненої зони, заповненої газом або нафтою, може бути впевнено визначена за результатами сейсмічних і високоточних гравітаційних спостережень.

Нами розглянута лише шарувата модель, але за наявності "дайкоподібних" резервуарів для розв'язання поставленої задачі можна успішно залучити метод "вторинних джерел" розсіяних хвиль, який можна застосувати для моделей резервуарів довільної форми, а також існуючі технології реєстрації розсіяного випромінювання [Гольдин и др., 2002; Козлов, 2006; Продайвода, Кузьменко, 2010].

Розроблений алгоритм і програму можна успішно застосовувати для пошуків і розвідки розуцільнених зон і в теригенних осадових товщах, зокрема в глинистих породах [Клубова, 1988].

Список літератури

- Багасаров М.В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. — 1992. — № 9. — С. 42—46.
- Гельчинский Б.Я., Караев Н.А., Бейлькин Г.Я., Черверга В.А. Теоретико-модельные исследования полей, образующихся на структурах разрыва // Сейсмические волновые поля в зонах разломов. — Москва: Наука, 1978. — С. 60—78.
- Гольдин С.В., Костин В.И., Неклюгов Д.А., Черверга В.А. Выделение рассеивающих объектов на фоне интенсивных отражающих границ // Докл. РАН. — 2002. — 382, № 2. — С. 246—249.
- Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа // Изв. РАН. Сер. Геология. — 1992. — № 5. — С. 119—128.
- Караев Н.А., Анисимов А.А., Кашкевич В.И., Тувинская Т.И. Сейсмическая гетерогенность земной коры и ее отображение в поле рассеянных волн // Геофизика. — 1998. — № 2. — С. 29—40.
- Караев Н.А. Физическое моделирование в задачах сейсмоки гетерогенных сред // Физика Земли. — 1991. — № 9. — С. 110—123.
- Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. — Москва: Недра, 1988. — 157 с.
- Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. — Тверь: ГЕРС, 2006. — 479 с.
- Левянт В.Б., Тронов Ю.А., Шустер В.Л. Использование рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации кристаллического фундамента на коллекторские и моноклитные зоны // Геофизика. — 2003. — № 3. — С. 17—26.
- Лукин А.Е. О перспективах газоносности Прикерченского шельфа // Геол. журн. — 2008. — № 2. — С. 7—20.
- Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. — 1986. — № 8. — С. 27—30.
- Продайвода Г.Т. Акустика текстур гірських порід. — Київ: ВГЛ "Обрій", 2004. — 144 с.
- Продайвода Г.Т. Визначення сейсмічних швидкостей і щільності шаруватого середовища за допомогою середньоквадратичного наближення Борна // Тези доп. III Міжнар. наук. конф. "Геофізичний моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища". — 2002. — С. 43—44.
- Продайвода Г.Т. Теоретичні основи сейсмоакустики нетрадиційних резервуарів нафти і газу // Наук. записки АНВШ України. — 1999. — Вип. 2. — С. 165—177.
- Продайвода Г.Т., Александров К.С., Вижва С.А. Исследование упругих постоянных гранитов и анизотропии распространения объем-

- ных упругих волн в них // Геофиз. журн. — 2001. — 23, № 2. — С. 31—56.
- Продайвода Г. Т., Вижва С. А.* Математичне моделювання геофізичних параметрів. — Київ: ВПЦ "Київ. ун-т", 1999. — 112 с.
- Продайвода Г. Т., Омельченко В. Д., Маслов Б. П., Продайвода Т. Г.* Сейсмологическая модель земной коры Украинского щита // Геофиз. журн. — 2004. — 26, № 4. — С. 100—107.
- Продайвода Г. Т., Кузьменко П. М.* AVO-аналіз та інверсія сейсмічних даних як спосіб підвищення ефективності морської сейсморозвідки під час пошуків нафти і газу // Геоінформатика. — 2010. — № 1. — С. 39—49.
- Чебаненко И. И., Краюшкин В. А., Клочко В. П., Гожик П. Ф., Евдошук Н. И., Гладун В. В., Маевский Б. И., Толкунов А. П., Цеха О. Г., Довжок Т. Е., Егурнова М. Г., Максимчук П. Я.* Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. — Киев: Наук. думка, 2002. — 294 с.
- Шахновский И. М.* Формирование залежей нефти и газа в нетрадиционных резервуарах // Геология нефти и газа. — 1997. — № 9. — С. 38—41.
- Шустер В. Л.* Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. — 1997. — № 8. — С. 17—19.
- Fokketa J. T., Van Den Berg P. M.* Seismic Inversion by a RMS Approximation in the Space-Time Domain // Geophys. Prosp. — 1989. — 37. — P. 53—72.