

О. О. Орлов, М. І. Євдошук

Прогноз землетрусів у рухомих поясах Землі за даними досліджень пластових тисків у природних резервуарах

(Представлено академіком НАН України І. І. Чебаненком)

In mobile seismo-dangerous layers of the Earth, the anomalously high bedded pressures in isolated collectors are considered as a consequence of the tectonic tensions manifestation in mountain rocks. It is possible to quantitatively determine the increase of tectonic tensions $\Delta\sigma_{x,y}$ and to make conclusions about approaching the seismo-dangerous situation by observing the increase of surplus layer pressures ΔP in the isolated natural reservoirs by solving the inverse task.

Згідно загальноприйнятої точки зору [1, 2], землетруси — це стресове розвантаження тектонічних напруг у земній корі, які нагромаджуються в ній еволюційно в результаті дії тектонічних процесів.

Дотепер ще не існувало методів прогнозування точного часу початку землетрусів і тому всі існуючі методи прогнозу землетрусів (шляхом проведення спеціальних науково-дослідних робіт, за допомогою конструкторських технічних засобів, а також передвісників, що побічно вказують на наближення землетрусів), є немовби доповнюючими один одного [1–5].

Серед методів прогнозування землетрусів особливе місце займає метод за даними сейсморозвідки, оскільки проходження в гірських породах сейсмічних хвиль залежать від зростання в них тектонічних напруг. Спостереження за швидкостями сейсмічних хвиль, наприклад на геодинамічних полігонах у Середній Азії, показали, що перед початком сильного землетрусу швидкості пружних хвиль стають аномальними. Причому в напружених породах заміряють співвідношення поширення швидкостей поперечних (V_S) і поздовжніх (V_P) хвиль у порівнянні зі співвідношенням V_P/V_S в ненапружених породах [5–7].

Але сейсмічний метод потребує постійного протягом десятків років проведення спеціальних сейсморозвідувальних робіт, шляхом постійного провокування сейсмічних хвиль у земній корі штучними вибухами з послідовною їх реєстрацією пересувними і стаціонарними сейсмічними станціями, що проводяться, як правило, дуже рідко. До теперішнього часу зазначені дослідження проводили сезонно або коли інші передвісники починають свідчити про наближення землетрусів. Причому охопити сейсмічними дослідженнями великі території з певною густиною штучних вибухів практично неможливо.

Сейсморозвідка дозволяє визначити тектонічні напруги в масивах гірських порід у розмірностях за швидкостями поширення сейсмічних хвиль, тобто в побічних розмірностях, в той час як тектонічні напруги мають розмірності в паскалях.

Запропонований метод прогнозування землетрусів базується на реєстрації підвищення величин пластових тисків в окремих ізольованих природних резервуарах в часі, яке є реакцією на зростання тектонічних напруг в гірських породах.

В глибоких свердловинах завжди в період землетрусів спостерігається підвищення рівня рідини, що зумовлено збільшенням пластового тиску в природному резервуарі. В нафтових родовищах після землетрусів також спостерігається підвищення дебітів свердловин.

Встановлено також підвищення пластових тисків у покладах вуглеводнів безпосередньо замірами пластовими манометрами і дебітомірами [8, 9].

На Старунському нафтовому родовищі Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (навколо старих вже закритих свердловин) відзначається активізація водонафтогазових грифонів після землетрусу 4 березня 1977 р., що було пов'язано з підвищенням пластового тиску в цьому природному резервуарі.

В осадовій товщі земної кори існують напруги вертикального напрямку, які зумовлені геостатичним тиском вищезалігаючих гірських порід ($p_{\text{геос}}$). Вертикально напрямлені напруги вираховуються за формулою $p_{\text{геос}} = \rho g H$, де H — глибина залягання природного резервуару, м; ρ — середнє значення густини гірських порід, кг/м³; g — прискорення вільного падіння тіла (9,81 м/с²).

Дослідженнями доведено, що крім вертикальних напруг у земній корі повсюдно існують тектонічні напруги із горизонтальним напрямом ($\sigma_{x,y}$).

Інструментальні заміри $\sigma_{x,y}$ пов'язані з великими труднощами: дуже складно визначити коефіцієнти Юнга і Пуассона, що пов'язані з неоднорідністю гірських порід за літологією та зміною їх елементів залягання. Тому ми використовуємо спосіб визначення $\sigma_{x,y}$ за даними величин пластових тисків в ізолюваних флюїдоносних колекторах типу лінз або в колекторах, які екрануються тектонічними порушеннями. Підвищення пластового тиску в ізолюваному колекторі знаходиться в прямій залежності від діючої тектонічної напруги на колектор [10].

Суть визначення $\sigma_{x,y}$ в ізолюваному колекторі, а також його збільшення, тобто величини $\Delta\sigma_{x,y}$, полягає в такому: якщо флюїдоносний колектор ізолюваний (тобто є природним резервуаром, обмеженим з усіх боків непроникними породами), то прирощення пластового тиску Δp залежить від збільшення тектонічної напруги $\Delta\sigma_{x,y}$. У таких пластах завжди існує надгідростатичний пластовий тиск (НГПТ); в нафтогазопромисловій галузі його називають аномально високим пластовим тиском (АВПТ). Виникнення АВПТ пов'язане з виникненням надлишкового Δp у природному резервуарі:

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{гидр}},$$

де $p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск, МПа; $p_{\text{гидр}}$ — нормальний гідростатичний тиск у колекторі, МПа.

В ізолюваних колекторах Δp залежить від $\Delta\sigma_{x,y}$, тобто Δp у даній точці в земній корі відрізняється від $\Delta\sigma_{x,y}$, що його зумовлює на величину коефіцієнта пружності породи (β). Звідки випливає, що $\Delta p = \Delta\sigma_{x,y} \cdot \beta$;

$$\beta = m\beta_r + \beta_{\text{ск}},$$

де m — коефіцієнт пористості; β_r — коефіцієнт стиснення рідини; $\beta_{\text{ск}}$ — коефіцієнт стиснення зерен скелету колектора.

Таким чином, $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{гидр}}$ є функцією від $\Delta\sigma_{x,y}$, помноженою на коефіцієнт пружності пласта. Тоді наш вираз набуває вигляду $\Delta p = f \cdot (\Delta\sigma_{x,y})\beta$. Звідси $f(\Delta\sigma_{x,y}) = \Delta p/\beta$, тобто розмірність $[f(\Delta\sigma_{x,y})] = \text{Па}/\text{Па}^{-1}$; тоді

$$\Delta p = (\Delta\sigma_{x,y})^2, \tag{1}$$

$$\Delta\sigma_{x,y} = \sqrt{\frac{\Delta p}{\beta}}. \tag{2}$$

Кінцеву формулу для обчислення $\Delta\sigma_{x,y}$ можна описати таким чином:

$$\Delta\sigma_{x,y} = \mu \cdot \sqrt{\Delta p},$$

де $\mu = 1/\sqrt{\beta}$ — перерахунковий коефіцієнт, що відображає напружованісну характеристику пласта протягом деякого періоду проведення дослідів [10].

Результати численних розрахунків [10] свідчать про те, що визначені величини $\Delta\sigma_{x,y}$ за наведеною вище формулою відповідають значенням тектонічних напруг за їх порядком, які вимірювали інструментально в різних районах колишнього СРСР М. К. Буліним [11], Г. А. Марковим [12].

Наведемо деякі приклади обчислення $\Delta\sigma_{x,y}$ по площах України.

У нафтовому родовищі Гвізд у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину в природному резервуарі олігоцену на глибині водонафтового контакту 1985 м початковий пластовий тиск ($p_{\text{п}}$) дорівнює 40,2 МПа, $p_{\text{гидр}} = 19,86$ МПа, $\beta_{\text{ск}} = 7,5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹, коефіцієнт пористості колектора $m = 0,2$. Підставляючи ці числові значення параметрів у формулу (2), отримуємо 156,6 МПа. Отже, надлишковий початковий пластовий тиск у природному резервуарі Гвізд ($\Delta p = 40,2 - 19,86 = 20,34$ МПа) зумовлений підвищенням тектонічної напруги в гірських породах на величину $\Delta\sigma_{x,y} = 156,6$ МПа.

У нафтовому родовищі Вигода-Витвиця в природному резервуарі на глибині 3920 м надлишковий пластовий тиск Δp дорівнює всього 0,24 МПа. Підраховано, що вказаний Δp характеризується величиною $\Delta\sigma_{x,y}$, яка дорівнює 17,03 МПа.

Аналізуючи геологічну будову Гвіздецького і Вигода-Витвицького родовищ доведено, що у Гвіздецькому природному резервуарі, приуроченому до значно стиснутої складки, коефіцієнт інтенсивності дорівнює 160, Вигода-Витвицька складка стиснута набагато менше, її коефіцієнт інтенсивності становить всього 33,7 [10]. Вказане пояснює: чому в Гвіздецькому природному резервуарі величини $\Delta\sigma_{x,y}$ і Δp значно вищі у порівнянні з величинами цих параметрів у природному резервуарі Вигода-Витвиця.

У східному нафтогазоносному регіоні України нами обчислено $\Delta\sigma_{x,y}$ у газоконденсатному родовищі Шебелинка (Дніпровсько-Донецька западина), де в природному резервуарі (пермські відклади) на глибині 2257 м мають $\Delta p = 2,54$ МПа, а параметр $\Delta\sigma_{x,y} = 128,2$ МПа.

Розрахунок (проведений разом з М. Е. Волошиним і Й. І. Біліченком) [10] тектонічної напруги на глибині 900 м у гірських породах, небезпечних раптовими вибухами кам'яного матеріалу і газу в шахті ім. А. А. Скочинського (в пористих породах $p_{\text{пл}} = 15,83$ МПа; гідростатичний тиск при середньому значенні густини води 1050 кг/м³ дорівнює 9,15 МПа; коефіцієнт стиснення пластової рідини $\beta_{\text{р}} = 2,6 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹; стиснення газу, що знаходиться в розчиненому стані у воді $\beta_{\text{г}} = 630 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹; $\beta_{\text{ск}} = 2,2 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹; коефіцієнт пористості $m = 0,10$), дозволив визначити тектонічні напруги, що зумовили надлишковий пластовий тиск 6,38 МПа:

$$\Delta\sigma_{x,y} = \sqrt{\frac{6,38 \cdot 10^6}{[0,1(2,8 + 630) + 2,2] \cdot 10^{-10}}} = 32,3 \text{ МПа.}$$

Значення $\Delta\sigma_{x,y}$ також відповідає порядку значень тектонічних напруг, які інструментально вимірювали в різних районах колишнього СРСР, і наведені в роботах [1, 11].

Метод прогнозування землетрусів передбачає таку схему проведення робіт (рис. 1; наведені нижче цифри відповідають таким у кружках на схемі):

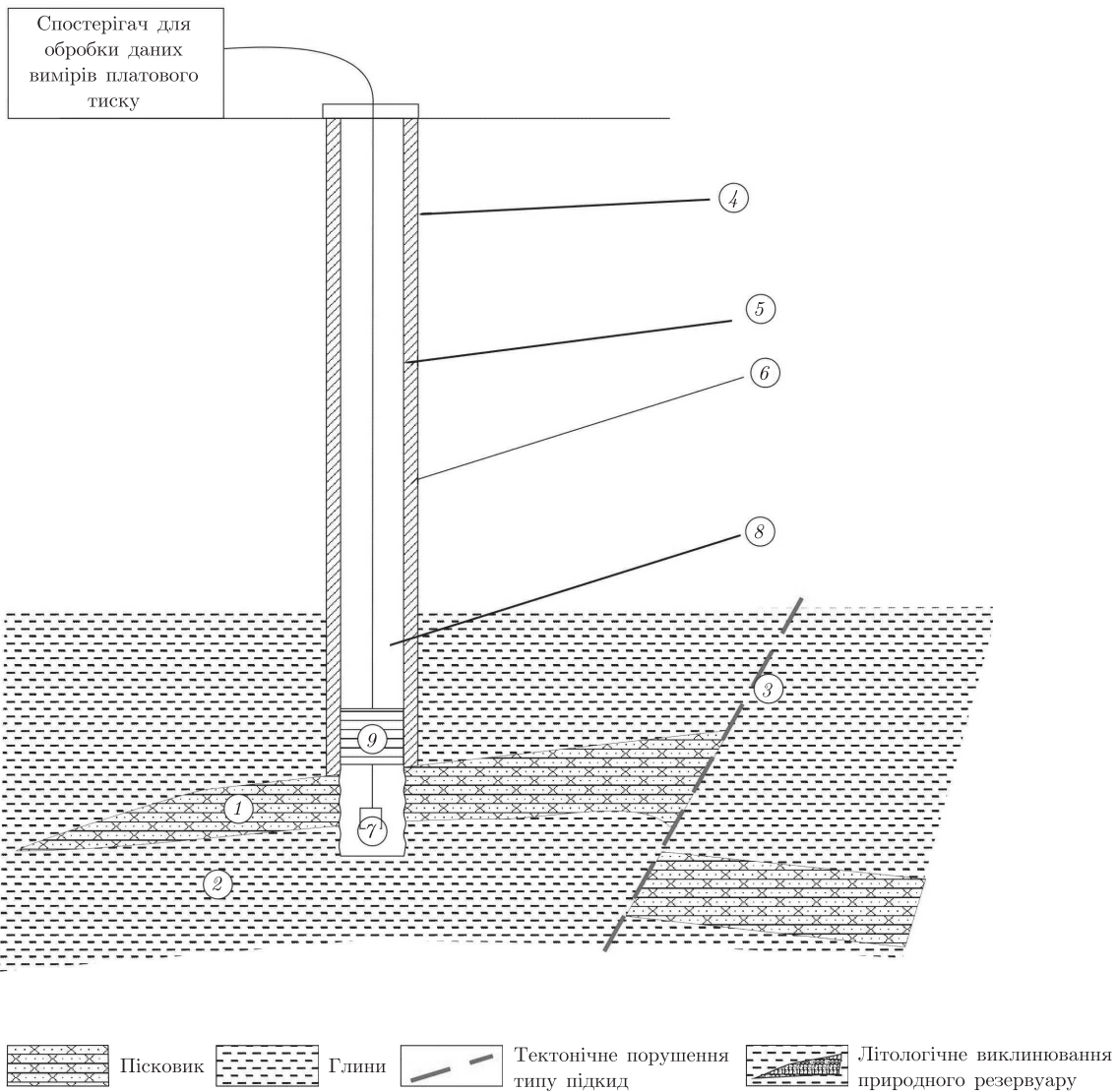


Рис. 1. Принципова схема проведення робіт для здійснення прогнозування наближення землетрусу (цифри в кружках):

1 — ізолюваний природний резервуар; 2 — непроничні породи; 3 — тектонічне порушення типу підкид, що представляє собою непроникий екран; 4 — свердловина; 5 — обсадна колона; 6 — цементаж обсадної колони; 7 — пластовий манометр; 8 — трижильний кабель; 9 — ізолюючий цементний стакан

вибір у сейсмонебезпечному районі ізолюваного природного резервуару (1) на глибині серед непрониких порід (2) — лінзи або пласта, екранованого тектонічними порушеннями (3) і розкриття його свердловиною (4);

обсадка свердловини обсадною колоною (5) до глибини нижче покрівлі природного резервуару з послідовним цементуванням обсадної колони (6);

спуск у свердловину пластового манометра (7) на трижильному кабелі (8) на глибину, що відповідає його розташуванню в природному резервуарі;

ізоляція природного резервуару від внутрішнього простору обсадної колони встановленням цементного стакану (9);

реєстрація $p_{пл}$ і визначення Δp на кінець кожної доби, а також визначення величин $\Delta\sigma_{x,y}$ в об'єкті, що досліджується;

побудова графіка зростання тектонічної напруги в часі.

Швидке зростання величин $\Delta\sigma_{x,y}$ буде свідчити про небезпечність наближення землетрусу.

Якщо розташовувати кілька свердловин для досліджень у сейсмонебезпечному районі, то можна прогнозувати найбільш небезпечні ділянки безпосередньо по території району. Цей метод прогнозування дозволяє забезпечувати в сейсмонебезпечному районі постійне спостереження спонтанного зростання тектонічних напруг у гірських породах у часі. Він виключає проведення цілорічних штучних вибухів, що необхідно робити при застосуванні сейсмічних методів, які незручні для громадян населених пунктів, а головне, усунення небезпечності штучного провокування початку землетрусу.

1. Горшков Г. П., Якушева А. Ф. Вопрос о прогнозе землетресений: Сейсмическое районирование и строительство сейсмических зданий и сооружений // Общая геология. – Москва: Изд-во Моск. ун-та, 1962. – С. 420–426.
2. Эйби Дж. А. Землетресения. – Москва: Недра, 1982. – С. 140–154.
3. Евсеев С. В. Землетрясения Украины. – Киев: Изд-во АН УССР, 1965. – 75 с.
4. Карпатское землетрясение 4 марта 1977 г. и его последствия. – Москва: Недра, 1980. – 62 с.
5. Луйк А. А., Пономарев В. С. Тенденция изменения сейсмического фона во времени // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1972. – № 8. – С. 3–11.
6. Введенская А. В., Рупрехтова Л. Особенности напряженного состояния в очагах землетрясений у изгиба Восточных Карпат // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1961. – № 7. – С. 953–965.
7. Мамадалиев Ю. А. Об исследовании параметров сейсмического режима во времени и пространстве // Вопросы региональной сейсмичности Средней Азии. – Фрунзе: Илим, 1964. – С. 92–103.
8. Данодабеков А. Т., Каровинна Т. Л. Изучение соотношений сейсмичности и динамических параметров месторождений нефти и газа. – Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1973. – № 4. – С. 84–88.
9. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – Москва: Недра, 1970. – С. 196–217; 240–243.
10. Орлов А. А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. – Львов: Вища шк. Изд-во при Львов. ун-те, 1980. – 188 с.
11. Булин Н. К. Современные напряжения в горных выработках СССР // Геология и разведка. – 1972. – № 8. – С. 56–66.
12. Марков Г. А. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. – Ленинград: Наука, 1977. – 213 с.

Івано-Франківський національний технічний університет

Надійшло до редакції 28.02.2007