

Дослідження та методи аналізу

УДК 553.98.: 551.24

КОНЦЕПЦІЯ ГЕОДИНАМІЧНОГО ПОХОДЖЕННЯ АНОМАЛЬНИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ В ОСАДОВІЙ ОБОЛОНЦІ ЗЕМНОЇ КОРИ (ЧАСТИНА ПЕРША)

О.О.Орлов, М.І.Євдошук, В.Г.Омельченко, О.М.Трубенко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,

e-mail: geotom@nuing.edu.ua

Аномальные пластовые давления в естественных резервуарах являются реакцией на геодинамические процессы, которые приводят к формированию складчатых структур и тектонических нарушений в осадочной оболочке земной коры. Наводятся принципы методики прогнозирования аномально высоких пластовых давлений за количественными характеристиками складок и расчет тектонических напряжений в горных породах.

Anomalous layers pressures in natural reservoirs is the reaction on geodynamics processes which results in forming of plicate structures and tectonic violations in the sedimentary shell of the earth's crust. Principles of prognostication method are pointed anomalous high layers pressures of after quantitative descriptions of folds and calculation of tectonic tensions in mountain breeds.

Математична модель процесу формування аномально високих пластових тисків (АВПТ) в природних резервуарах

Рівняння, яке враховує основні чинники, що впливають на підвищення величин пластового тиску в природних резервуарах і особисто в покладах нафти і газу має такий вигляд:

$$P_{\text{АВПТ}} = (P_{\text{гидр}} + \Delta P_{\text{обл.ж}}) + \Delta P_{\text{ущ}} + \Delta P_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{кат}} + \Delta P_{\text{сх.у}} + \Delta P_{\text{підт.}}$$

де: $P_{\text{гидр}}$ – гідростатичний тиск: $P_{\text{гидр}} = H \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}}$, в Па або $10^{-6} H \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}}$, в МПа. З округленням величини g , що допускається $P_{\text{гидр}} = 10^{-5} \cdot H \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}}$. У приведених співвідношеннях $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; H – глибина, в м; $\gamma_{\text{в}}$ – середнє значення густини води, в кг/м^3 , в товщі, що перекиває колектор;

$\Delta P_{\text{обл.ж}}$ – чинник, що впливає на збільшення гідростатичного тиску в природному резервуарі внаслідок високого гіпсометричного положення області живлення відносно цього природного резервуару;

$\Delta P_{\text{обл.ж}} = 10^{-5} \cdot H \cdot g \cdot \gamma_{\text{в}}$, в МПа. В даному випадку тиск в покладі нафти і газу збільшується за рахунок тиску стовпа рідини висотою h від поверхні місцевості в точці буріння свердловини до п'езометричного рівня (п'езометричної поверхні, рис. 1). Дія цього чинника, величина h , не постійна і може залежати від кількості атмо-

сферних опадів, що випадає в окремі сезони року;

$\Delta P_{\text{ущ}}$ – надмірний тиск в колекторі, що виник за рахунок дії гравітаційного ущільнення колектора в період діагенетичних процесів. Величина $\Delta P_{\text{ущ}}$ тотожна $\sigma_{\text{еф}}$. У рівнянні К. Терцагі для рихлих ґрунтів $\sigma_{\text{еф}} = \sigma - P$, де $\sigma_{\text{еф}}$ – ефективна напруга, яка діє безпосередньо на скелет породи при її ущільненні; σ – напруга, що виникла в результаті дії маси вище залягаючих порід. Вона чисельно рівна геостатичному тиску, $P_{\text{геос}} = 10^{-5} \cdot H^1 \cdot \gamma_{\text{п}}$, де H^1 – глибина, в м, колектора, що ущільнюється, в стадію діагенезу і $\gamma_{\text{п}}$ – середня густина порід, в кг/м^3 , що перекивають цей колектор; P – пластовий тиск внутрішньопорової рідини в породі. У стадію діагенезу осадів $P = P_{\text{гидр}}^1 = 10^{-5} \cdot H^1 \cdot \gamma_{\text{в}}^1$, де $\gamma_{\text{в}}^1$ – густина пластової води в стадію діагенезу осадів. Тоді $\Delta P_{\text{ущ}} = \sigma_{\text{еф}} - P_{\text{гидр}}^1$. Для того, щоб врахувати частку протидії пластовому тиску внутрішньопорової рідини в стадію діагенезу ($P_{\text{гидр}}^1$) стисливості скелета колектора ($\beta_{\text{ск}}$) і долю дії $P_{\text{гидр}}^1$ на стисливість складових породи зерен (β_3), у формулу вводиться коефіцієнт розвантаження $n = 1 - \beta_3/\beta_{\text{ск}}$ [4]. Формула набуває вигляду: $\Delta P_{\text{ущ}} = \sigma_{\text{еф}} = P_{\text{геос}} - (1 - \beta_3/\beta_{\text{ск}}) \cdot P_{\text{гидр}}^1$.

Якщо враховувати ущільнення рихлих ґрунтів (або матеріалу, в стадію діагенезу), то $\beta_{\text{ск}}$ значно більше β_3 . Відношення $\beta_3/\beta_{\text{ск}}$ прагне до

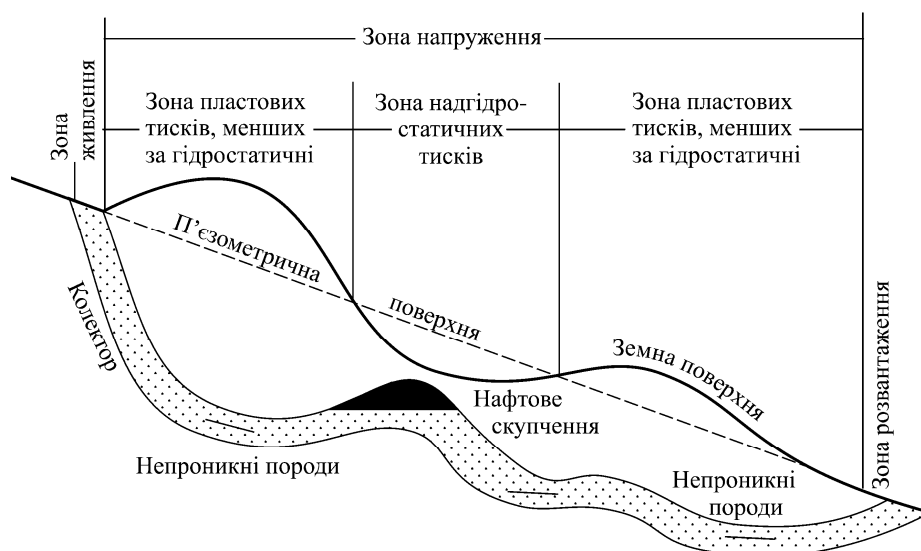


Рисунок 1 – Зміна пластових тисків залежно від положення умовної п'езометричної поверхні відносно рельєфу місцевості

нуля і значення $n = 1$. У відкладах, що ущільнилися $\beta_{ск} \rightarrow \beta_z$, $n \rightarrow 0$. Проте, на доступних для буріння глибинах n за величиною не досягає нуля. За М.К.Калінко [5] $\Delta P_{уш} = P_{геос} - 0,85 \cdot P_{гидр}$. Тоді $\Delta P_{уш} = 10^{-6} \cdot g \cdot H \cdot (\gamma_{п}^1 - 0,85 \cdot \gamma_{в}^1)$, у МПа. Правильність співвідношення перевіряється відповідністю розмірностей лівої і правої частин: $Па = м \cdot м / с^2 \cdot кг / м^3 = Па$.

ΔP_T – тиск за рахунок збільшення об'ємів легких фракцій у вуглеводневій суміші в чистому вигляді або суміші вуглеводнів у воді при підвищенні температури. ΔP_T можна врахувати шляхом обчислення температурного коефіцієнта β_T . Тоді $\Delta P_T = P_{гидр} \cdot \beta_T - P_{гидр}$ або $\Delta P_T = 10^{-6} \cdot g \cdot H \cdot \gamma_v (\beta_T - 1)$, у МПа.

Правильність співвідношення перевіряється відповідністю розмірностей лівої і правої частин рівняння.

На прикладі нафтогазоносних регіонів Алжирської Сахари і України розроблена методика обчислення коефіцієнта β_T [7, 9]. Для приведення об'ємів газу до стандартної температури користуються поправкою на температуру $f = (T + t_{ст}) / (T + t_{пл})$. Тут $T = 273^\circ C$, $t_{ст} = 20^\circ C$ і $t_{пл}$ – температура пласта, в градусах Цельсія. Якщо в даному виразі $t_{ст}$ замінити на t_G (температура в пласті при середньому значенні геотермічного ступеня для області), то за допомогою поправки $f = (T + t_G) / (T + t_{пл})$ можна приводити об'єми газів до умов пластових температур, які відповідають середньому значенню геотермічного ступеня для даної області ($G_{ср}$). Температуру в пласті при середньому значенні геотермічного ступеня (тобто відповідно температурному фону області, що вивчається, або району) можна обчислити за формулою $t_G = [(H - h_{пост}) + (G_{ср} \cdot t)] / G_{ср}$. Тут H – глибина пласта, м; $h_{пост}$ – глибина шару від поверхні, де збільшення температури з глибиною ще не спостерігається), м; t – середньорічна температура повітря на поверхні, в градусах Цельсія. За допомогою температурного коефіцієнта β_T , рівного величині, зворотної значенню поправки f_G , тобто

$1/f_G = (T + t_{пл}) / (T + t_G)$, в умовах підвищеної температури можна враховувати збільшення об'ємів легких фракцій вуглеводнів і появу у зв'язку з цим в природному резервуарі деякого тиску. Розрахунки показують, що при $t_{пл}$ співпадаючої або такої, що мало відрізняється від t_G величина β_T практично буде рівна одиниці. Температурний коефіцієнт β_T вносить відчутні корективи в розрахунки початкового пластового тиску в природних резервуарах в умовах значного перевищення температури в пласті порівняно з температурою, відповідно середньому значенню геотермічного ступеня для тієї або іншої області (району), що вивчається.

Практичні розрахунки початкових пластових тисків в резервуарах нафти і газу Внутрішньої і Зовнішньої зон Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини, Скіфської плити в межах Криму, а також Індольського прогину на Керченському півострові показали, що існуючими величинами β_T не можливо пояснити виникнення АВПТ в конкретних скупченнях вуглеводнів у вказаних районах. Але при існуванні значного перевищення $t_{пл}$ над t_G , точність розрахунків пластових тисків в природних резервуарах збільшується.

$\Delta P_{кат}$ – тиск за рахунок дії катагенетичного чинника: $\Delta P_{кат} = \Delta P_{гидр} \cdot K_{кат} - \Delta P_{гидр}$, де $K_{кат}$ – коефіцієнт, що показує в скільки разів відбувається підвищення пластового тиску в природному резервуарі в результаті катагенетичного перетворення органічної речовини. $K_{кат}$ залежить від багатьох чинників: вміст органічної речовини в породі, температури, закритості резервуару і інших. Визначення цього коефіцієнта пов'язано з великими труднощами і вимагає проведення спеціальних досліджень в конкретній області (районі). В останні роки [14] для визначення результатів катагенетичних процесів у відкладах Європейських країн застосовується геохімічна станція Rock-Eval, що розроблена у Французькому інституті нафти.

Можна записати: $\Delta P_{кат} = 10^{-6} \cdot g \cdot H \cdot \gamma_B (K_{кат} - 1)$, в МПа. Правильність співвідношення перевіряється відповідністю розмірностей лівої і правої частин рівняння.

$\Delta P_{\sigma_{x,y}}$ – тиск в природному резервуарі, що виникає при дії на нього тектонічних напруж $\sigma_{x,y}$. З даного питання необхідно зробити наступні ввідні зауваження. Гірський тиск або напруга в товщі земної кори складається з двох складових: геостатичного σ_z і тектонічного тиску (або напруги). Визначення σ_z не являє собою труднощі. Кількісне визначення тектонічних (геодинамічних) напруж $\sigma_{x,y}$, позначення за Н.К. Буліним [2], які можуть також зумовити появу в колекторі тиску, звичайно зв'язано з складними дослідженнями. Це пов'язано складністю визначення коефіцієнтів Юнга, Пуассона (відносного подовження або скорочення гірських порід на дослідженій ділянці, так як дуже складно враховувати для даної мети літологічну неоднорідність порід, умови їх залягання та векторність дії тектонічних напруж). При дії тектонічних зусиль гірські породи можуть формуватися навіть коли геостатичний тиск на їх ущільнення вже не впливає. Показники експериментальних даних П. Бріджмена [1] вказують, що для остаточного стискання порошкоподібного матеріалу необхідно утворити тиск в 100 тис. кг/см² (10 000 МПа). Подібні тиски в осадовій оболонці земної кори можливо уявити тільки в результаті дії геодинамічних зусиль. Проте, існування в гірських породах напруж $\sigma_{x,y}$ фіксується повсюдно. Це підтверджується прямими інструментальними вимірами напруж горизонтальної спрямованості в масивах гірських порід [2, 6, 22] (див. таблиці 1 і 2). В результаті дії геодинамічних напруж деформація і ущільнення гірських порід може неодноразово поновлюватися.

В роботі [9] вперше було запропоновано спосіб визначення величин тектонічних напруж за даними вимірів тиску в ізольованих колекторах в осадовій товщі земної кори в умовах геодинамічного стиснення. Якщо в товщі є ізольовані колектори, що піддалися тектонічному стисненню, і якщо немає підстав зв'язувати причини виникнення в них АВПТ з іншими причинами, то можна вважати появу тиску в таких колекторах наслідком дії тектонічних зусиль $\sigma_{x,y}$. Можна, таким чином, передбачити, що величина $\Delta P_{\sigma_{x,y}}$ це функція від $\sigma_{x,y}$, помножена на коефіцієнт упругоємності пласта $\beta = (m \cdot \beta_p + \beta_{ск})$. Тут β_p – коефіцієнт стисливості флюїду, що насичує породу, а $\beta_{ск}$ – коефіцієнт стисливості скелета породи, m – коефіцієнт пористості [20]. Тоді $\Delta P_{\sigma_{x,y}} = f(\sigma_{x,y}) \cdot \beta$. Стисливістю зерен, що становлять породу в даному випадку можна нехтувати. Можна написати: $f(\sigma_{x,y}) = \Delta P_{\sigma_{x,y}} / \beta$; отже, розмірність $[f(\sigma_{x,y})] = \text{Па} / \text{Па}^{-1}$, тоді $\Delta P_{\sigma_{x,y}} = \sigma_{x,y} \cdot \beta$. Вірність рівняння перевіряється тотожністю розмірностей його лівої і правої частин $\text{Па} = \text{Па}^2 \cdot \text{Па}^{-1} = \text{Па}$, таким чином $\sigma_{x,y} = \sqrt{\Delta P_{\sigma_{x,y}} / \beta}$.

Результати багаточисленних обчислень $\sigma_{x,y}$ в надрах площ різних областей України, що

наводяться в роботі О.О. Орлова [9], свідчить про те, що визначені величини $\sigma_{x,y}$ за приведеною вище формулою, відповідають значенням тектонічних напруж за їх порядком, що вимірялися інструментально у різних районах СРСР Н.К. Буліним [1], Г.А. Марковим [6], а також Н. Хастом і Т. Нільсоном [22].

Наприклад, в нафтовому родовищі Гнізд на глибині 1985,5 м в олігоцені на ВНК початковий пластовий тиск 402 кгс/см²; $P_{y,гидр} = 198,6$ кгс/см²; $\beta_c = 7,5 \cdot 10^{-5}$ кгс/см²; $\beta_p = 4,5 \cdot 10^{-5}$ кгс/см²; коефіцієнт пористості $m = 0,20$. Підставивши числові значення параметрів $\sigma_{x,y} = \sqrt{2421428,5} = 1556$ кгс/см² = 155,6 МПа. Таким чином, надлишковий початковий пластовий тиск в родовищі Гнізд ($\Delta P = 402 - 198,6 = 203,4$ кгс/см²) було обумовлено підвищенням тектонічної напруги в гірських породах на величину $\sigma_{x,y} = 1556$ кгс/см² = 155,6 МПа.

В родовищі нафти Вигода-Витвиця на глибині 3920 м в колекторі надлишковий пластовий тиск ΔP дорівнює всього 2,4 кгс/см². Підраховано, що вказане значення ΔP зумовлено величиною $\sigma_{x,y}$, що дорівнює 170,3 кгс/см², тобто 17,03 МПа.

В роботі [9] було висловлено думку, що шляхом визначення $\sigma_{x,y}$ у спеціально вибраному ізольованому колекторі в тектонічно активному районі можна робити висновки про збільшення тектонічних напруж в гірських породах і наближення сейсмонебезпеки, а також використовувати ці дані при розробці кам'яновугільних родовищ в складчастих областях для попереднього прогнозування можливості викидів кам'яного матеріалу і газу в лавах шахтних полів [9, 19].

Можна вважати, що $\sigma_{x,y} = 1 / \sqrt{\beta} \cdot \sqrt{\Delta P \sigma_{x,y}}$,

де величина $1 / \sqrt{\beta}$ – перерахунковий коефіцієнт, що враховує пружну характеристику пласта, який можна приймати постійним для району досліджень [9].

$\Delta P_{підт}$ – тиск в колекторі за рахунок підтікань в нього напірних флюїдів з нижчезалягаючих утворень. $\Delta P_{підт}$ залежить від фільтраційних властивостей порід, що підстиляють колектор, величини тиску в резервуарі, з якого проходить рух флюїду, маси рухомого флюїду. Тоді, згідно з законом Дарсі, можна записати $\Delta P = Q \cdot \mu / F \cdot K_{пр}$, де ΔP – перепад тиску флюїдів з одного середовища в інше на одиницю товщини між ними, в МПа; F – площа, м²; Q – дебіт флюїду, м³/добу; μ – динамічна в'язкість флюїду, в Пз; $K_{пр}$ – коефіцієнт проникності на межі двох середовищ. При введенні в співвідношення середнього значення коефіцієнта проникності $\bar{K}_{пр}$ (мкм²) для відкладів товщиною h (у м), яка розділяє вищезалегаючий природний резервуар від нижчезалегаючого, ΔP в першому наближенні чисельно буде рівний тиску прориву: $P_{про} = Q \cdot \mu / F \cdot \bar{K}_{пр}$. Співвідношення контролюється тотожністю розмірностей його лівої і правої частин:

$$\text{Па} = [\text{м}^3/\text{с}] \cdot (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot \text{м} / (\text{м}^2 \cdot \text{м}^2) = \text{Па}.$$

Таблиця 1 – Значення напруги в гірських породах в копальнях і шахтах СРСР за вимірами методом повного розвантаження (за Н.К. Буліним [2])

Назва регіону і об'єкту вимірювань напруг	Глибина, м	Середня величина напруг, кгс/см ²		$\frac{\sigma_{x,y}}{\sigma_z}$
		вертикальні	горизонтальні	
Естонія				
Кохтла-Ярве, шахта № 2	25	40	20	0,5
Гдовське родовище сланців Шахта № 1	180	35	18	0,5
Шахта № 3	85	30	25	0,83
Кольський півострів				
Копальні Русвумчорр (Апатити)	135		250	
Копальня Камміківі (Печенга)	80	100	Не вимірялось	—
Львівсько-Волинський вугільний басейн				
Волинське родовище, шахта "Нововолинська-6"	335	75	Не вимірялось	—
Межеріченське родовище, шахта "Великомостівська-6"	520	120	Не вимірялось	—
Криворізький залізорудний басейн, копальня ім. Дзержинського, шахта "Кому- нар"	300	60	35	0,6
Донецький вугільний басейн				
Кадієвка, шахта ім. Ілліча	540	250	Не вимірялось	—
Кадієвка, шахта ім. Ілліча	710	280	200	0,7
Орджонікідзе, шахта "Красний Профінтерн"	645	610	500	0,82
Макіївка, шахта "Щегловка-глибока"	915	485	573	1,2
Макіївка, шахта 17-17-біс	880	230	Не вимірялось	—
Новомосковськ, родовище гіпса	110	65	40	0,6
Солікамське родовище	225	50	45	0,9
Кизельовське вугільне родовище, шахта ім. Урицького	500	50	40	0,8
Високогористе залізорудне родовище, Пів- нічноуральська бокситова копальня	260	70	55	0,8
Те ж	280	75	65	0,85
Те ж	380	110	95	0,8
Джезказганське родовище міді				
Шахта № 44	100	—	50	21
Шахта № 31-32	240	—	200	22
Шахта № 31-32	220	80	Не вимірялось	—
Хайдарканське родовище	80	40	Не вимірялось	—
Коунрадське родовище				
Копальня Східний Коунрад	220	150	150	1,0
Те ж	290	100	100	1,0
Саяно-Шушенська ГЕС	150	100	60	0,6
Кузнецький вугільний басейн, шахта "Томь-Усинська 1-2"	80	30	25	0,83
Гірська Шорія, копальня Таштагол	385	60	95	1,60
Те ж	410	190	300	1,6
Норільськ, Талнах	215	100	50	0,5
Дарасунське золоторудне родовище	435	—	200	—
Белей, Тасевський золото-срібна копальня	300	70	45	0,64

Прорив флюїдів з колектора, як правило, починається з найбільш підвищених частин структур-насток, де флюїди частіше знаходяться в одній фазі внаслідок диференціації рідин і газів за величиною густини. У спрощеному вигляді співвідношення $\Delta P_{\text{підт}}$ можна записати таким чином:

$$\Delta P_{\text{підт}} = P_{\text{про}} - P_{\text{пр-резер}} = 10^{-6} \cdot g \cdot (H_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{р.н.}} - H_{\text{в}} \cdot \gamma_{\text{р.в.}}),$$

в МПа,

де: $P_{\text{пр-резер}}$ – тиск у вищезалегаючому природному резервуарі; $H_{\text{н}}$ і $H_{\text{в}}$, $\gamma_{\text{р.н.}}$ і $\gamma_{\text{р.в.}}$ – відповідно глибини нижнього і верхнього резервуарів і густини в них пластових рідин.

Таблиця 2 – Значення напруг, що заміряні в зонах прояву гірських ударів, гримання і характерного руйнування порід з лущенням (за Г.А. Марковим [6])

Умови проведення дослідів	Межі міцності зразків порід на одноосне стиснення, кгс/см ²	Найбільш стискаюча напруга в місцях руйнувань, кгс/см ³
Середні дані випробування 15 моделей з мармуру з виробленням у вигляді кругового вирізу 15 моделей з пісковика	896 1577	968 1678
Вантаження вугільного пласта давильною установкою в натурних умовах на контурі вироблення (при руйнуванні відмічено стрілянину)	116	90
Вимірювання напруг в пласті вугілля методом розвантаження (фіксувалися поштовхи і виляски).	200-300	200
Напруги, зміряні методом розвантаження в кварцевому цеглі, який в подальшому руйнувався з гірським ударом (склали 60% відмінності на одноосне стиснення)	750	Не вимірялось
Граничні напруги в целіках, які вдавалося вимірювати методом розвантаження, склали 1100 кгс/см ² . У решті випадків вимірювання методом розвантаження виконати не вдалося, оскільки kern виявився розшарованим на окремі плити	2300±30 %	1100
Напруги, заміряні методом розвантаження поблизу контуру вироблень на ділянках плитчастого руйнування керна опукло-увігнутої форми при бурінні свердловин за сієтованими породами	1100-1600	800-1000

Результати аналізу розподілу АВІТ в природних резервуарах нафтогазопромислових районів світу свідчать, що вони існують, в основному, в рухомих поясах земної кори і в платформних западинах на ділянках активізації неотектонічних рухів або при розвитку соляної тектоніки. Вказане свідчить про те, що більшість АВІТ в осадовій оболонці земної кори генетично пов'язане з геодинамічними процесами при яких має місце складкоутворювальні процеси.

За рахунок дії факторів $\Delta P_{\text{ущ.}}$, АВІТ виникає, як правило, в молодих осадах в стадію діагенезу коли швидкість віджиму флюїдів з відкладів при ущільненні проходить повільніше в порівнянні з швидкістю перетворення початкового матеріалу у щільну породу.

Впродовж геологічного часу АВІТ, що виникли в стадію діагенезу, нівелюються. Те саме можна сказати і про фактори $\Delta P_{\text{г.}}$ і $\Delta P_{\text{кат.}}$. Що стосується факторів $\Delta P_{\text{ох.у}}$ і $\Delta P_{\text{підт.}}$, то в рухомих поясах земної кори на сучасному етапі геологічного розвитку Землі вони утворюють і підтримують високі пластові тиски в природних резервуарах осадової оболонки земної кори постійно. Тому, як що немає доказів, що АВІТ в тому або іншому районі пов'язане з фактором $\Delta P_{\text{обл.живл.}}$, то в рухомих зонах землі фактори, що впливають на формування АВІТ в природних резервуарах імовірно пов'язані з геодинамічними проявами.

Література

1 Бриджмен П. Исследования больших пластических деформаций и разрыва: Пер. с англ. – М.: Изд. иностр. лит., 1955. – 444 с.

2 Булин Н.К. Современные напряжения в горных породах по данным измерений в подземных выработках СССР // Геология и геофизика. – 1972. – № 8. – С. 56-66.

3 Висоцкий И.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений в складчатых областях. – М.: Недра, 1971. – 390 с.

4 Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1965. – 162 с.

5 Калинин М.К. Соленакпление, образование соляных структур и их влияние на нефтегазоносность. – М.: Недра, 1973. – 131 с.

6 Марков Г.А. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. – Л.: Недра, 1977. – 213 с.

7 Орлов А.А., Будз И.Д., Ризун Б.П. и др. Значения высоких потенциометрических уровней в пластовых водах при поисках нефтегазовых месторождений (на примере Алжирской Сахары) // Изв. вузов, Нефть и Газ. – 1976. – № 12. – С. 11-14.

8 Орлов А.А. Возможность прогнозирования аномально высоких пластовых давлений в коллекторах нефтегазоносных провинций геосинклинали типа по количественным критериям антиклиналей. – Киев: Докл. АН УССР, сер. Б, №11, 1978. – С. 974-978.

9 Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины: Монография. – Львов: Изд-во "Вища школа" при Львовск. гос. университете, 1980. – 188 с.

10 Орлов О.О., Ключко В.П., Будзенко Т.А. Результаты лабораторных экспериментов по разуплотнению горных пород под давлением. ДАН УССР, сер. Б. – 1980. – № 1. – С. 33-34.

11 Орлов А.А. О возможности разуплотнения горных пород под давлением. – Львов, ИГГИ, 1981. – С. 12-14.

12 Орлов А.А., Корнилов Д.Н. О связи между неотектоническими движениями и сверхгидростатическими давлениями в Терско-Каспийском прогибе // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1985. – № 2. – С. 14-16.

13 Орлов А.А., Ляху М.В., Чорний М.І., Омельченко В.Г. Изучение экранирующих свойств карбонатных пород верхнего мела Керченского полуострова на установке УИПК-1М: Материалы Всесоюзного совещания. – Львов, 1988. – С. 188-190.

14 Орлов О.О. Виявлення нафтопродуктующих пород у Карпатах // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 10-11.

15 Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М. Проблемы пошуків і розвідки родовищ нафти і газу на великих глибинах // Сб. наук. праць ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 34-45.

16 Патент України Спосіб пошуку склепін антиклінальних структур при бурінні. Орлов О.О., Трубенко О.М., Локтев А.В., Чорний М.І., Омельченко В.Г. 2002, бюл. № 7, 5 с.

17 Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г., Трубенко О.М., Чорний М.І. Нафтогазо-промислова геологія: Підручник. – Київ: Наукова думка, 2005. – 432 с.

18 Ситников М.Ф. Об условиях возникновения аномально-низких пластовых давлений и усилении вторичной миграции нефти и газа в период их формирования // Геология нефти и газа. – 1975. – № 11. – С. 60-65.

19 Тарасов Б.Г., Орлов А.А. Прогнозирование ударо- и выбросоопасности в массивах горных пород // Безопасность труда в промышленности. – 1980. – № 12. – С. 23-25.

20 Щелкачев В.М. Разработка нефотегазоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.

21 Orlov A.A. Territoires pétroli-gazeifères et les gisements du pétrole et du gas de l'Algérie et l'URSS.- Algérie (Boumerdès): Inst. Nationale des Hydrocarbures, 1972, 99 p.

22 Hast N., Nilson T. Resept rock pressure in mines. – Sver. Geol.undersökn, ser. Arsbok, Stookholm, 1958, v.52, №3 – 193 h with ill.

УДК 622.24.026

ДО ПИТАННЯ ПРО ЧИННИК ЧАСУ ПРИ ДЕФОРМУВАННІ ТА РУЙНУВАННІ ГІРСЬКИХ ПОРІД В МАСИВІ

¹Е.М.Барановський, ²В.М.Мойсишин, ²Ю.З.Червак

¹ Комплексна лабораторія технології буріння та кріплення свердловин ПВ УкрДГРІ; 79018, м. Львів, вул. Тургенєва, 33; кімн. 45; тел. (032) 2373126; e-mail: pvukrdgri@mail.lviv.ua

² ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123, e-mail: math@nung.edu.ua

Для оценки временного критерия деформирования и разрушения породы в условиях глубокого бурения предложен параметр, который представляет собой интенсивность выделения горным массивом потенциальной энергии изменения объема за единицу времени. При определении возможности использования для этих целей явления дискования керна предложен параметр, представляющий собой интенсивность выделения потенциальной энергии изменения формы столбиком керна за единицу времени. На основании этих параметров выделено две концепции деформирования и разрушения горных пород.

Відомо, що гірський масив має складну структуру, в якій при проведенні гірничих робіт відбуваються практично всі види складних процесів деформування і руйнування – від хаотичного до упорядкованого розшарування, зсування і змінання. Вид процесів, як правило, залежить від умов проведення гірничих робіт, кріплення виробок та умов їх збереження в процесі експлуатації.

For estimation of temporal criterion of deformation and destruction of breed in the conditions of the deep boring drilling a parameter which is intensity of selection by the mountain range of potential energy of change of volume for time unit is offered. At the decision of possibility for these aims of the phenomenon of diskovation of kern a parameter being the column of intensity of selection of potential energy of change of form of kern for time unit is offered. On the basis of these parameters two conceptions of deformation are selected and destruction of mountain breeds

Значний обсяг наукових праць присвячено дослідженню процесів деформування і руйнування гірських порід в часі. Це пов'язано з рядом виробничих причин та з певною невідповідністю результатів лабораторних досліджень зразків реальним процесам, що спостерігаються в масиві гірських порід. В першу чергу, це стосується умов, при яких гравітаційні чи тектонічні напруження значно перевищують одно-