

© Ю.І. Войтенко¹, В.В. Вапнічна², М.В. Кривцов, О.Ю. Войтенко³

¹ Інститут гідромеханіки Національної Академії Наук України, Київ, Україна

² Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського», Київ, Україна

³ Інститут біоколоїдної хімії НАН України, Київ, Україна

ПРО ЧАС ПЕРЕХОДУ СВЕРДЛОВИНИ НА ПРОМИСЛОВИЙ РЕЖИМ ВИДОБУТКУ

© Yu. Voitenko¹, V. Vapnichna², M. Krivtsov, O. Voitenko³

¹Institute of Hydromechanics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

²National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine

³Ovcharenko Institute of Biocolloidall chemistry of NASU, Kyiv, Ukraine

ON THE TIME OF WELL TRANSITION TO INDUSTRIAL PRODUCTION MODE

Мета. Аналіз причин різної швидкості переходу системи «свердловина – пласт» із одного термодинамічного стану в інший на основі експериментальних даних щодо часу і визначальних параметрів для умов газових і нафтогазових родовищ.

Методика. Експериментальне визначення часу виходу свердловин на промисловий режим експлуатації; та аналіз експериментальних даних.

Результати. Час переходу системи «свердловина – пласт» з одного термодинамічного стану в інший визначається внутрішньою енергією пласта і залежить від енергії зовнішнього впливу і визначальних параметрів: пластового тиску і температури й меншою мірою від складу пластових газів та енергії деформування породи пласта-колектора. Для традиційних пластів – колекторів, в тому числі для пластів з АНПТ він складає $10^4 - 10^7$ с. Для пластів з АВПТ прогнозний час переходу свердловини в режим промислового видобутку, або аварійного викиду пластового флюїду – $10^0 - 10^3$ с.

Наукова новизна. В роботі показано, що у разі малоенергетичного впливу структурні зміни в гірських породах в пластових умовах відбуваються при дограничних повільних навантаженнях на рівні приблизно 40...70 % від граничного значення динамічної міцності породи-колектора. Експериментально показано, що перехід системи «свердловина – пласт» із одного термодинамічного стану в інший протікає за час, який залежить від внутрішньої енергії пласта і він зменшується від $t = 10^4 - 10^7$ с до $t = 10^0 - 10^3$ і від $\ln t = 9,3...14,8$ до $\ln t = 0...6,9$ у разі підвищення енергії зовнішнього впливу, або пластових параметрів – тиску і температури.

Практична значимість. Час переходу системи «свердловина – пласт» з одного термодинамічного стану в інший визначається внутрішньою енергією пласта і залежить від енергії зовнішнього впливу і визначальних параметрів: пластового тиску і температури, а також енергії пружного, або пружнопластичного деформування ГП. Практичне значення – можливість визначати тип покладу нафти і газу за цим параметром і вибрати обладнання.

Ключові слова: порода-колектор; система «свердловина – пласт»; внутрішня енергія пласта; гірський тиск; час переходу свердловини на промисловий режим видобутку.

Вступ. В сучасній геології домінують дві основні концепції формування родовищ вуглеводнів: стара осадово-міграційна та відносно нова геосинергетична з формуванням наскрізь формаційних каналів [1, 2]. Однією із складових геосинергетичної теорії є геомеханіка і геомеханічні ефекти, явища і структури. Наприклад, приштокові зони в теригенних і карбонатних товщах, зони розвинутої тріщинуватості в карбонатних структурах, зокрема поблизу границь фундаменту як наслідок горизонтальних рухів окремих блоків, тектонічні розломи як шляхи живлення старих і формування нових родовищ нафти й газу [3, 4]. Сучасні методи геодинамічного аналізу використовують апарат теорії пружності і пластичності для аналізу напружено-деформованого стану порід і прогнозу розвитку зон первинних і вторинних колекторів [5]. У фундаментальній роботі [6] показано, що процес формування родовищ нафти і газу, рудних родовищ – це наслідки глобальної флюїдогеодинаміки планети. Базовими складовими цієї наукової концепції є плюмова тектоніка, яка описує процес підйому речовини (високоентальпійних газів і рідин) і енергії від внутрішнього ядра планети в нижню і верхню мантію, в літосферу, а в окремих локальних зонах – до поверхні. Незважаючи на визначальну думку авторів, роль газових і рідинних потоків, які формують локалізовані області гірських порід (ГП) з підвищеною пористістю і тріщинуватістю (труби дегазації) і пояснюють існування на глибинах понад 6000 м колекторів нафти і газу з проникністю до 10000 mD, звертається увага на можливість формування розвинутої тріщинуватості навіть в сухих породах, які деформуються в умовах нерівномірного тривісного навантаження. Близькі за своєю фізичною природою явища відбуваються навколо гірничої виробки. Вивченню цих явищ присвячені численні статті і монографії. Проте остаточної ясності щодо їх природи і закономірностей протікання на сьогодні немає.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. В роботі [7] показано, що деформування ГП в таких умовах призводить до розуцільнення ГП. Дилатансійне розуцільнення супроводжується появою пор і мікротріщин, з яких переважно утворюються системи макротріщин. Про роль геомеханіки та її методів в технологіях спорудження свердловин, технологіях розробки родовищ нафти і газу говорить значний об'єм методичних і програмних продуктів, які використовуються для оптимізації технологічних рішень, наприклад [8].

В роботі [6] і в багатьох інших роботах, показано і підтверджено експериментальними фактами, що процеси виникнення, розвитку і еволюції певних об'єктів і явищ в геосферах планети і, зокрема, в геологічному середовищі [9-11] мають синергетичну природу. Оскільки ця теорія універсальна, то вона успішно пояснює і прогнозує еволюцію процесів і явищ в масштабі геологічного часу [2, 6], а також в масштабі реального часу [9-12]. Причому в процесах деформування і руйнування ГП й конструкційних матеріалів часові інтервали, які характеризують перехід ГП навколо зарядної порожнини, або підземної виробки, з одного термодинамічного стану в інший складають при динамічних навантаженнях $10^{-6} \dots 10^{-3}$ с [13, 14]. При статичних і квазістатичних навантаженнях – $10^{-2} \dots 10^3$ с [15]. Нижче буде показано, що в умовах знижених пластових тисків, неякісних

техніки і технології розкриття пластів час переходу ГП з флюїдом в системі «свердловина – пласт» із одного термодинамічного стану в інший може досягати 10^7 - 10^8 с. Автор [15, 16] пов'язує величину часових інтервалів деформування ГП з режимом навантаження: динамічним режимом навантаження, або статичним і реологічними властивостями ГП - в'язкістю ГП. Проте, як буде показано нижче, і підтверджується численними прикладами із практики гірничих робіт час переходу ГП із одного термодинамічного стану в інший в умовах статичного деформування залежить не лише від її в'язкості і реологічних ефектів, а й від внутрішньої енергії ГП, насиченої пластовим флюїдом, а також зміною в структурі ГП, внесених зовнішньою механічною дією на пласт і фізико-хімічною дією пластового флюїду.

Мета даної роботи – аналіз причин різної швидкості переходу системи «свердловина – пласт» із одного термодинамічного стану в інший на основі експериментальних даних щодо часу і визначальних параметрів для умов газових і нафтогазових родовищ.

Основна частина. В багатьох розділах прикладної фізики і механіки є поняття критичного часу від початку надходження енергії в систему до початку переходу системи із одного енергетичного стану до іншого. В механіці руйнування є поняття інкубаційного періоду росту тріщини – критичного часу від початку навантаження зразка, або матеріалу з тріщиною, чи дефектом до початку руйнування. Ця величина залежить від визначальних параметрів – величини напружень і швидкості навантаження зразка, форми і розміру початкової тріщини [17, 18]. Для добре дослідженого конструкційного матеріалу - органічного скла вона змінюється від перших мікросекунд при відколі та імпульсному розтязі до кількох мілісекунд при квазістатичному гідророзриві. Відомі залежності довговічності для ГП та інших матеріалів, які пов'язують час до руйнування зразка t із з рівнем діючого напруження в зразку і структурою матеріалу σ [13, 15, 18]. Фізичною основою цих залежностей є кінетична теорія міцності, започаткована Журковим С.Н. і основна формула із цієї теорії:

$$t(\sigma, T) = t_0 \exp \frac{u_0 - \gamma \sigma}{kT},$$

де t_0 – період коливань атомів в кристалічній решітці; u_0 – енергія активації; γ – структурний коефіцієнт; k – константа Больцмана; T – температура.

Час затримки запалювання в теорії і практиці горіння залежить від швидкості підведення енергії і енергії активації горіння даного матеріалу [18]. Час до початку розриву кумулятивного струменя у вільному польоті залежить від швидкості його вершини, градієнта швидкості вздовж струменя і механічних властивостей матеріалу. Численні фазові переходи при ударній взаємодії і в ударних хвилях, створених вибухом і ударом, також характеризуються певними просторово-часовими параметрами. Визначальними параметрами в цих процесах є тиск при ударі, або на фронті ударної хвилі, тривалість ударного стиснення і склад матеріалів ударника і мішені. Час переходу від ламінарного режиму руху рідини до турбулентного залежить від величини числа Рейнольдса і динаміки зміни його

в часі. Із фізичних міркувань по аналогії з наведеними прикладами повинен існувати час переходу ГП поблизу підземної виробки, зокрема свердловини, насиченої пластовим флюїдом із одного стану термодинамічної рівноваги в інший. Цей час, як і в попередніх прикладах є фундаментальним параметром, який характеризує процес кінетичного фазового переходу, або масштабного фазового переходу даної термодинамічної системи із одного стану в інший зі зміною її ентропії [19].

Результати експериментів. Для аналізу і розуміння причин і механізму переходу термодинамічної системи «свердловина – пласт» із одного стану в інший використані результати авторських досліджень з інтенсифікації роботи газових і нафтогазових свердловин, а також дані інших авторів [20 - 22]. Часто в практиці нафтогазопромислових робіт негативний результат з отримання продукції із пласта зовсім не означає відсутності її в пласті. Він пов'язаний з формуванням навколо свердловини протяжних зон кольматації, які утворюються через недосконалість технологій первинного і вторинного розкриття пласта. Для формування таких зон необхідно значно менше часу, ніж на зворотний процес. Тривалість цього часу (на зворотний процес) може становити рік (31 536 000 с) і навіть десятки років [20]. В роботах [22, 23] наведено результати гідродинамічних досліджень в чотирьох свердловинах без деталізації технологічних операцій, можливо після ремонтних робіт, або перфорації.

В таблиці наведено дані дослідно-промислових робіт з інтенсифікації припливу нафти і газу із традиційних колекторів, а також результати гідродинамічних досліджень (чотири нижніх рядки). Ці дані (№ 9-12) представлені для того, щоб оцінити час виходу свердловини на промисловий режим експлуатації «знизу».

В деяких свердловинах були застосовані комплексні технології обробки свердловин, основу яких складає використання двох факторів: вибухового і кислотного. В св. № 24 Матвіївського родовища, що вийшла з капітального ремонту, пласт представлений пісковиком пористістю 8–11 % та проникністю 48–62 мД. Свердловина набирала максимальний статичний тиск 102,7 атм за три доби, який спадав до 0 атм за 4 години роботи на штуцері діаметром 6 мм. Дебіт свердловини до обробки складав 0,1 тис. м³/добу. Спочатку свердловину заглушили промивальною рідиною та промили розчином поверхнево-активної речовини (ПАР). Після цього приготували 2 м³ розчину оцтової кислоти концентрацією 30 % в метанолі з додаванням ПАР Неол АФ 9-12. Після закачки розчину в свердловину та подачі в пласт в середину інтервалу перфорації спустили двосекційну торпеду діаметром 45 мм. Свердловину закрили та підірвали торпеду, витримали свердловину під тиском протягом 1 години та освоїли методом пониження рівня. Після освоєння з пласта отримано приплив фільтрату. На другий день зафіксовано статичний тиск 144 атм. Параметри роботи свердловини після її обробки на штуцері діаметром 6 мм такі: дебіт газу $Q_r = 15,0$ тис. м³/добу, дебіт конденсату $Q_k = 0,4$ м³/добу, дебіт води $Q_B = 0,5$ м³/добу. Описана комплексна технологія була застосована також у св. № 79 Котелевського родовища. Пласт представлений пісковиком пористістю 11–14 % та проникністю 56–71 мД. На момент проведення обробки пластовий тиск був меншим за тиск ретроградної конденсації

на 130 атм, внаслідок чого в поровому просторі пласта накопичувалась рідина, що ускладнювала фільтрацію газу до свердловини. Свердловина набирала статичний тиск 127,1 атм за 7 діб, який спадав до 0 атм за 6 годин роботи на штуцері діаметром 6 мм. Дебіт свердловини до обробки складав 0,1 тис. м³/добу. Спочатку приготували хімічний розчин гідрофобізатора ГКЖ об'ємом 8 м³ з додаванням 2 % ПАР Неонол АФ 9-12. Носієм для розчину слугував метанол. Після закачки розчину в свердловину та подачі в пласт технічною водою, в середину інтервалу перфорації спущено торпеду діаметром 45 мм. Свердловину закрили та підірвали торпеду, витримали свердловину під тиском протягом 3 діб та освоїли методом пониження рівня. Через 7 діб після освоєння свердловини зафіксовано статичний тиск рівний 170 атм. Параметри роботи свердловини після її обробки на штуцері діаметром 6 мм наступні: дебіт газу $Q_g = 17,0$ тис. м³/добу, дебіт конденсату $Q_k = 6,8$ м³/добу, дебіт води $Q_B = 0,45$ м³/добу. Свердловину № 15284 Н-ського родовища заповнили розчином 2-% -м розчином НТФ в метанолі (2 м³) і продавили газовим конденсатом (10 м³). Після цього в продуктивному інтервалі підірвали послідовно 2 торпеди із трьох зарядів ВР кожна діаметром 65 мм. Після цього освоїли свердловину методом зниження тиску. Параметри свердловини до обробки: тиск на гирлі свердловини – до обробки 4,2 МПа; після обробки – 5,0 МПа. Обробки виконувалися на протязі часу з 1995 р. по 2014 р.

В частині свердловин вибухові обробки виконувались в середовищі соляного розчину, за допомогою якого глушилась свердловина. Після цього вилучалося свердловинне обладнання, включаючи колону НКТ. В інтервал перфорації на каротажному кабелі спускалась торпеда діаметром 65 – 84 мм і проводилося підривання.

В інших свердловинах були отримані ефекти різного масштабу: було отримано промислові припливи нафти від 2 т/добу (Суходолівське, №2) до 130 т/добу (Анастасівське, № 104) і газу від 15 тис. м³ (Матвіївське, № 24) до 120 тис. м³ (Анастасівське, № 104) при практично нульових початкових дебітах.

Різниця часу виходу св. №№ 53 і 104 Анастасівського родовища пояснюється імовірно різною динамікою розширення зони надходження пластового флюїду (нафти, газу і води) з пласта вздовж свердловини і різним складом пластових флюїдів (ступінь обводнення відповідно 79 % і 4,8 %).

Енергія, акумульована в пластах на момент проведення робіт з інтенсифікації і освоєння свердловин визначалася із наступних міркувань. Деформацію при об'ємному деформуванні ГП можна визначити із співвідношення [15]:

$$\theta = \frac{p}{K} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)^2}{(\sigma_1 + \alpha\sigma_3)k_0}.$$

При $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ $\theta = \frac{p}{K}$. Звідки знайдемо, що питому енергію пружного деформування породи-колектора λ_0 можна оцінити за формулою:

$$\lambda_0 = \frac{p^2}{2K}, \quad (1)$$

де p – величина літостатичного тиску на глибині залягання пласта H ; K – модуль об’ємного стиснення породи; k_0 – модуль дилатансії; α – структурний коефіцієнт. Формула (1) є точною для випадку лінійного (пружного) деформування порід і гідростатичного напружено-деформованого стану $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = -p$; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – головні компоненти тензора напружень; k_0 – модуль дилатансії; α – структурний коефіцієнт. У разі $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$ і ненапруженого деформування величина λ_0 визначається площею під кривою об’ємного деформування $p(\theta)$ і зазвичай перевищує величину $p^2/2K$ в декілька разів [15].

Другу складову енергії пласта можна визначити як енергію ізотермічного стиснення газу до величини пластового тиску p_r з енергією нагрівання газу до пластової температури [11]:

$$Q = mRT_r \ln \frac{p_{r1}}{p_{r2}}. \quad (2)$$

При первинному нагріванні газу теплота визначається за формулою у разі постійного тиску і у разі постійного об’єму:

$$Q_p = c_p m \Delta T \quad (3)$$

$$Q_v = c_v m \Delta T \quad (4)$$

де m – маса газу; R – універсальна газова стала; T_r – пластова температура; p_{r1}, p_{r2} – початковий атмосферний і кінцевий (пластовий) тиск газу; c_p, c_v – теплоємності газу при постійному тиску і постійному об’ємі; $\Delta T = T_r - T_0$; T_0 – початкова температура, в розрахунках $T_0 = 273^\circ\text{K}$. Величина модуля об’ємного стиснення K брали, як для пісковика середньої міцності: $K = 3 \cdot 10^{10}$ Па; $c_p = 2483$ Дж/кг·К; $R = 519$ Дж/кг·К. Маса газу (метан) в розрахунках бралася рівною масі в 1 м^3 і дорівнювала $0,657$ кг. Результати розрахунків наведено в таблиці.

Як показують результати розрахунків, пластова енергія складається з двох складових: енергії нагрітого і стиснутого газу (або нафти) і енергії пружного, або непружного деформованого скелету породи-колектора. При цьому величина пружної питомої енергії породи-колектора знаходиться в межах $(10,4 \dots 22,6)$ % від загальної величини. Вона може бути дещо більшою в ближній зоні при зменшенні гідростатичного тиску в свердловині, а за рахунок збільшення різниці компонент тензора напружень $\sigma_1 - \sigma_3$, але визначальним параметром є все ж енергія пластового флюїду $Q + Q_p$.

Під дією операцій з інтенсифікації, гірського й пластового тиску, фізико-хімічної дії рідин на міцність і структуру породи-колектора навколо свердловини утворюються дисипативні структури у вигляді скупчень (кластерів) мікротріщин. В результаті впливу енергії пластових газів і рідин ці кластери розвиваються до більших розмірів, забезпечують руйнування твердих відкладів, очищення пор і винесення фільтрату бурового розчину і врешті решт гідродинамічний зв’язок свердловини з пластом.

Аналіз результатів робіт щодо часу виходу свердловин
на промисловий режим видобутку

№ п/п	Родовище, № св.	Пластовий тиск **, p_r/p_r , МПа	Пластова температура, T_r , °K	Глибина залягання, H , м	Час виходу на режим після освоєння, t , $\cdot 10^{-5}$ с /ln t	Питома енергія газу в пластових умовах $Q+Q_p$, kJ/m ³	Питома енергія пружного деформування ГП λ_0 , kJ/m ³
1	Талалаївське, 42	37,5/24,3	378	3579-3506	0,86/11,4	879,5	128,5
2	Матвіївське, 14* [21]		372	3445-3450	1,73/12,06		
3	Котелевське, 79* [21]	50,1/-	375	4614-4618 4602-4606	6,05/13,31		
4	Газова св. * [29]	-	310	1290-1310	1,5/11,9		
5	Анастасівське, 104	48,2/27,5	375	4484-4491 4498-4502	26,9- 77,8/14,8- 15,87	890,4	202,1
6	Суходолівське, 2	/28,4	369	3625-3634	26,8/14,8	867,4	132,0
7	Острроверхівське, 62	49,0-50,0	404	4500,2 – 4502,2	10,4/13,85	1069,8	203,1
8	Анастасівське, 53*	48,2/27,5	375	4440- 4442,5 4449-4452	26,7/14,8	884,6	197,7
9	Анастасівське, 114 [22]	/26,0	382	4425-4460	0,144/9,57	907,3	196,2
10	Малодівицьке, 43 [22]	/21,5	353	2862-2872	0,108/9,28	777,0	81,9
11	Газова св., приклад 7.12 [22]	/23,3	303	-	1,285/11,76	612,1	10,0
12	Дузлак, 63 [23]	-	-	-	0,32- 0,4/8,07-10,6	-	-
13	Родовища з АВПТ	38-90	353-403	2000-5000	10^{-4} - 10^{-2} /2,3 – 6,9	≈846,2- 1140,4	80,0,0-206,6
14	Родовища газових сланців				$\rightarrow \infty$		$\rightarrow \lambda_0$

*Вибухово-хімічні обробки

** Початковий пластовий тиск і поточний

Родовища і свердловини з АВПТ. Згідно роботи [24] коефіцієнт аномальності $K_a = p_r/p_h$ (p_h – гідростатичний тиск в свердловині) для пластів з АВПТ в Україні знаходиться в межах (0,1...0,9). Цей розкид пов'язаний не лише з геологічними причинами створення умов для АВПТ, а й з виходом розробки родовищ природних вуглеводнів на режим виснаження. В літературі мало систематизованих даних щодо часу виходу свердловин на промисловий режим експлуатації [20, 21] і табл. Дані таблиці і дані [20, 21] показують, що майже всі об'єкти в ній за винятком кількох (№4, №7) характеризуються коефіцієнтом аномальності K_a меншим одиниці через те, що більшість з них знаходиться в режимі виснаження.

Характерний час виходу на промисловий режим експлуатації – $t = 10^4 - 10^5$ с. У разі нафтових і нафтогазових родовищ, які розробляються в режимі виснаження цей час може складати $10^6 - 10^7$ с (табл. і дані роботи [20]). Деформування ГП в таких умовах відбувається на ділянці повільних навантажень на кривих довговічності при $\ln t > 0$ (рис.).

Родовища і свердловини з АВПТ. Ці пласти характеризуються коефіцієнтом аномальності $K_a = 1,3 - 1,8$ і рідко $K_a = 2 - 2,2$. В літературі майже відсутні дані по параметру t для цих об'єктів, окрім відомих випадків аварійних викидів нафти і газу. Логічно припустити, що $t = 10^1 - 10^3$ с. При цьому у разі аварійних викидів нафти і газу $t \rightarrow 100 \dots 10^3$. Підтвердженням цьому є швидке зростання тиску в свердловинах після вторинного розкриття нових пластів з АВПТ.

Бажаною і навіть обов'язковою умовою, при якій $t_c \rightarrow 10^0 \dots 10^3$ с, є застосування ефективних методів первинного і вторинного розкриття. А у разі необхідності – потужних методів інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловини, які гарантують утворення навколо свердловини макротріщин розриву в метровому діапазоні [25 - 27]. Питома щільність енергії зовнішнього впливу на пласт (горіння, або вибух) в цьому випадку збільшується в декілька разів у порівнянні з малоенергетичними методами і досягає значень 50 – 80 МДж/м [28]. Деформування і руйнування ГП при такій швидкості виділення енергії відбувається в режимі швидких навантажень на кривих довговічності, а при деяких видах обробки пласта - при «повільних» навантаженнях при $\ln t \leq 0$ (рис.). Наявність депресійних розвантажень після закінчення горіння зарядів, крім того, сприяє виклику припливу флюїду із пласта, що підтверджується зростанням тиску зразу після завершення роботи генератора тиску з подальшим його падінням під час стояння на припливі [26]. В той же час, вибухи малогабаритних торпед з малою питомою щільністю енергії не можуть призвести до миттєвого утворення макротріщин в пласті на великих глибинах [29]. Тому час виходу свердловини на промисловий режим експлуатації після таких обробок набагато довший, ніж на родовищах з АВПТ (див. табл.).

Газосланцеві родовища характеризуються як низько потенціальні об'єкти, тому що пластовий тиск в них надзвичайно низький ($p_r \rightarrow 10^{-3} \dots 10^{-1}$ МПа). Тому внутрішня енергія в цих структурах визначається енергією деформування скелету ГП E_e під дією літостатичного тиску. Враховуючи, що без проведення гідророзриву такі поклади взагалі неможливо розробляти, час виходу на промисловий режим експлуатації формально можна вважати рівним нескінченності $t \rightarrow \infty$.

Представляє інтерес порівняти рівень діючих напружень, які діють в пластових умовах з рівнем напружень на кривій довговічності для пісковика високої міцності і доломіта, як типових представників теригенних і карбонатних колекторів [15, 16] (рис.). Переважна більшість порід-колекторів характеризуються кривими довговічності, які знаходяться між кривими (4) та (7) на рисунку.

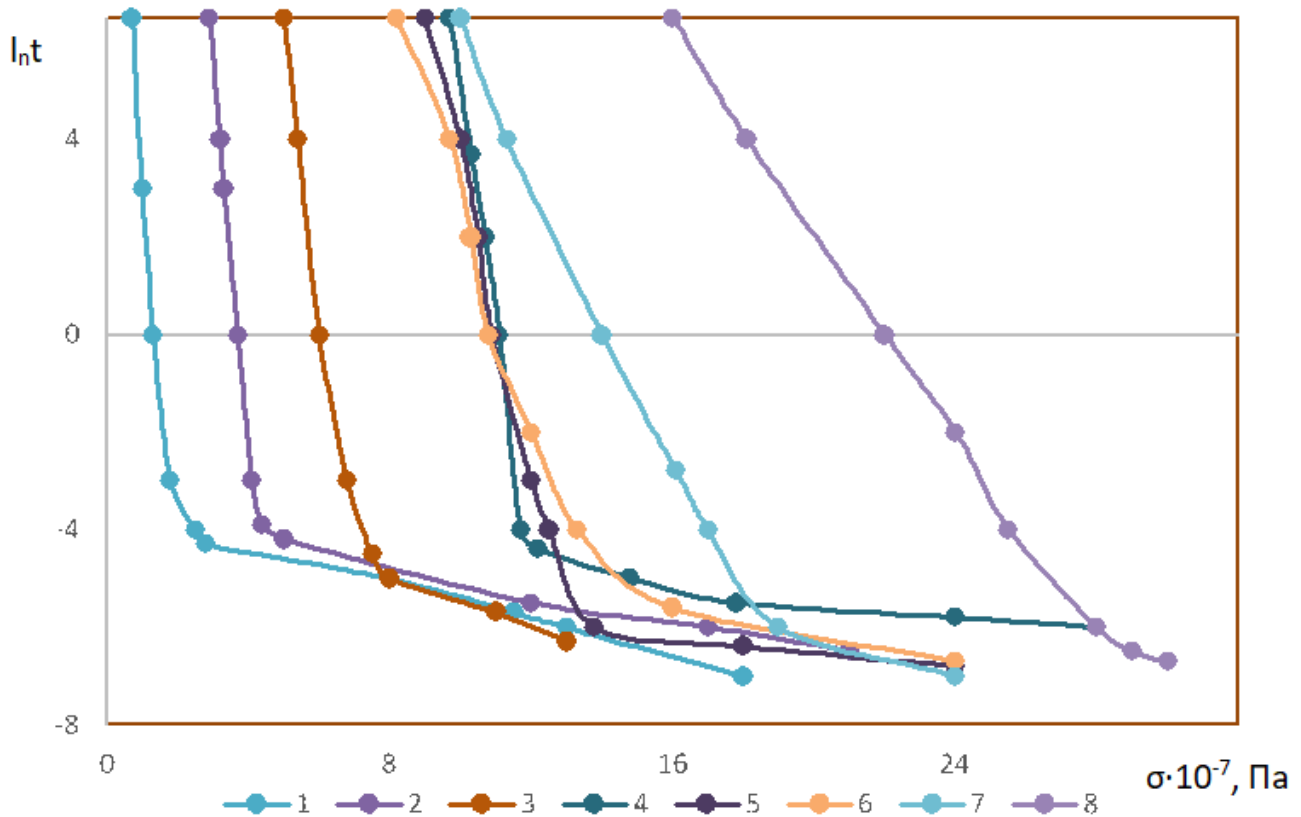


Рис. Криві довговічності для різних гірських порід [15]: 1 – черепашник; 2 – кам’яне вугілля; 3 – алевроліт; 4 – кам’яна сіль; 5 – вапняк; 6 – доломіт; 7 – пісковик міцний; 8 – кварцит

Порівнюючи дані з таблиці з даними на рис., можна зробити висновок що структурні зміни в ГП продуктивних пластів відбувалися в діапазоні $\approx 50 \dots 100$ МПа, що менше, ніж гранична динамічна міцність пісковика і доломіта ($\sigma_{гр} = 1,41$ ГПа і $\sigma_{гр} = 1,12$ ГПа [15]). Тобто, при дограничних навантаженнях на рівні напружень $\approx 40 \dots 70$ % від граничного значення динамічної міцності на ділянці повільних навантажень (7) для пісковика і (6) для доломіта відбуваються повільні зміни в ГП з відкладами різної природи в поровому просторі. Вони зрештою призводять до виходу свердловини на промисловий режим видобутку.

Висновки. 1. Час переходу системи «свердловина – пласт» з одного термодинамічного стану в інший визначається внутрішньою енергією пласта і залежить від визначальних параметрів: пластового тиску і температури й меншою мірою від складу пластових газів та енергії деформування породи пласта-колектора. Для традиційних пластів – колекторів, в тому числі для пластів з АНПТ він складає $10^4 - 10^7$ с. Для пластів з АВПТ прогнозний час переходу свердловини в режим промислового видобутку, або аварійного викиду пластового флюїду – $10^0 - 10^3$ с.

2. За часом виходу свердловини на робочий промисловий режим при випробуваннях у відкритому стовбурі або після перфорації та інтенсифікації припливу в обсаджений свердловині можна прогнозувати тип покладу в даному пласті, або групі пластів.

Перелік посилань

1. Лукин, А. Е. (2014). Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Геофизический журнал*, 4(36), 3–23.
2. Старостенко, В. И., Лукин, А. Е., Цветкова, Т. А. и др. (2011). Об участии суперглубинных флюидов в нефтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр). *Геофизический журнал*, 4(33), 3–32.
3. Лукин, А. Е. (2011) О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Доповіді НАН України*, 3, 114–123.
4. Лукин, А. Е. (2009). Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов. *Геофизический журнал*, 31(2), 61–92.
5. Полівцев, А. В. (2011). Сучасні геодинамічні режими нафтогазоперспективних структур північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*, 1, 173–203.
6. Лукин, А. Е., & Шестопапов, В. М. (2018). От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофизический журнал*, 40(4), 3–72.
7. Михалюк, А. В., & Войтенко, Ю. И. (2011). Дилатансионный механизм генезиса трещиноватости породных массивов. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. 4, 50–66.
8. Han, Hong Xue, & Shunde, Yin. (2018). Determination of In-Situ Stress and Geomechanical properties from Borehole Deformation. *Energies*, 11(1), 131.
<https://doi.org/10.3390/en1101013>
9. Khomenko, O., Kononenko, M., & Netecha, M. (2016). Industrial research into massif zonal fragmentation around mine workings. *Mining of Mineral Deposits*, 10(1), 50–56.
<http://doi.org/10.15407/mining10.01.050>
10. Хоменко, О. Е. (2012). Энергетический метод исследования зональной дезинтеграции горных пород. *Науковий вісник НГУ*, 4, 44–54. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2012_4_10.
11. Griniou, V., Zakharova, L., Diedich, I., & Nazymko, V. (2017). Distant interaction of rock mass clusters around underground opening. *Mining of mineral deposits*, 2(2), 79–83.
12. Войтенко, Ю. И., & Ковтун, А. В. (2017). О предвыбросовом состоянии пород и возможном механизме горных ударов и внезапных выбросов. *Мінеральні ресурси України*, 2, 32–35.
13. Войтенко, Ю. И., & Поплавский, В. А. (1999). Кинетика трещин в объемных образцах ПММА при внутреннем динамическом нагружении. *Проблемы прочности*, 1, 86 – 94.
14. Войтенко, Ю. І., Ковтун, О.В. (2017). Про в'язке та крихке руйнування гірських порід при ударі та вибуху. *Вісник Національного технічного університету "Київський політехнічний інститут". Серія "Гірництво"*, 34, 9-17.
15. Михалюк, А. В. & Войтенко, Ю. І (2011). Дилатансійний механізм утворення флюїдопровідних каналів на великих глибинах. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. 4, 188–199.
16. Михалюк. А. В. (1979). *Горные породы при неравномерных динамических нагрузках*. Наукова думка.
17. Войтенко, Ю. И. (1997). О времени задержки старта трещины при разрушении неметаллических материалов. *Проблемы прочности*, 1, 133-137.
18. Wan-xing, R., Zeng-hui, K., & De-ming, W. (2011). Causes of Spontaneous Combustion of Coal and Its Prevention Technology in The Tunnel Fall of Ground of Extra-thick Coal Seam. *Procedia Engineering*, 26, 717–724.
<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2011.11.2228>
19. Makarov, P. V. (2010). Self-organization criticality of deformation and prospects for fracture prediction. *Physical mesomechanics*, 13(5-6), 292-305.
<https://doi.org/10.1016/j.physme.2010.11.010>
20. Губич І. Б., Крупський Ю. З., & Дереневський А. М. (2012). Методика перегляду перспектив нафтогазоносності розрізу ліквідованих свердловин. *Збірник наукових праць УкрДГРІ*. 3, 120–127.
21. Нагорний, В. П., & Денисюк, І. І. (2013). *Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів*. НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна.

22. Мислюк, М.А. & Рибчич, І. Й. (2012). Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т. 4: Завершення свердловин. Київ: «Інтерпрес ЛТД».
23. До Ву Дик Там (2015). Інтерпретація результатів досліджень з використанням сучасних програмних пакетів. *Innovative views of young scientists. Технічні науки – Розробка корисних копалин і геодезія*. <https://www.sworld.com.ua/konferm1/225.pdf>
24. Похилко, А. М. (2019). Проблема аномально низьких пластових тисків на нафтогазових родовищах України. *Мінеральні ресурси України*, 4, 17-22.
25. Войтенко, Ю. І. (2017). Про значення геомеханіки в нафтогазовій геології та процесах розкриття продуктивних горизонтів. *Мінеральні ресурси України*, 1, 52-55.
26. Кравченко, О. В. (2014) Совершенствование технологии комплексного воздействия на продуктивные пласты нефтяных и газовых скважин. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*, 6/5 (72), 4 – 9.
27. *Технічний огляд методик високоенергетичної газової стимуляції*. (1996). Переклад с англ. Bob Haney (Propellant Stimulation Services) David Cuthill, P. Eng (Computalog Ltd).
28. Войтенко, Ю. І. (2013). Ефективність потужних методів інтенсифікації нафтогазовидобутку і перспективи їх застосування для нетрадиційних колекторів. *Нафтогазова галузь України*, 5, 31-34.
29. Войтенко, Ю. І., Вапнічна, В. В., & Войтенко, О. Ю. (2022). Про руйнування та розміцнення гірських порід під час вибуху в пластових умовах. *Геоінженерія*, 7, 7-16.

ABSTRACT

The purpose of the article was analysis of the reasons for the different velocity of transition of the "well-reservoir" system from one thermodynamic state to another based on experimental data on time and main energy parameters for the conditions of gas and oil and gas fields.

The methods. Experimental determination of the transition time of wells to industrial production mode; and analysis of experimental data.

Findings. The transition time of the "well-reservoir" system from one thermodynamic state to another is determined by the internal energy of the reservoir and depends on the energy of external influence and the determining parameters: reservoir pressure and temperature. For traditional reservoirs - collectors, including for reservoirs with low reservoir pressures, it is $10^4 - 10^7$ s. For formations with high formation pressures, the forecast time for the transition of the well to the mode of industrial production or emergency release of formation fluid is $10^0 - 10^3$ s.

The originality. The work shows that in the case of low-energy impact, structural changes in rocks in reservoir conditions occur under sublimit slow loads at the level of approximately 40...70% of the limit value of the dynamic strength of the reservoir rock. It is experimentally shown that the transition of the "well-reservoir" system from one thermodynamic state to another flows for a time that depends on the internal energy of the reservoir and it decreases from $t = 10^4 - 10^7$ s to $t = 10^0 - 10^3$ and from $\ln t = 9.3...14.8$ to $\ln t = 0...6.9$ in the case of an increase in the energy of external influence, or reservoir parameters - pressure and temperature.

Practical implementation. The transition time of the "well-reservoir" system from one thermodynamic state to another is determined by the internal energy of the reservoir and depends on the energy of external influence and the determining parameters: reservoir pressure and temperature, as well as the energy of elastic or elastoplastic deformation of the rock. The practical value is the ability to determine the type of oil and gas deposit based on this parameter and choose equipment.

Keywords: oil-reservoir, system "well-reservoir", internal energy of the reservoir, mountain pressure, the time of transition of the well to the industrial mode of production.