

НОВА МЕТОДИКА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ГІРСЬКИХ ПОРІД ПРИ МОДЕЛЮВАННІ ПЛАСТОВИХ УМОВ

В.М. Абеленцев¹, А.Й. Лур'є², С.Ф. Поверенний³, Т.Я. Сусяк⁴

(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)

¹ Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна.
Кандидат геологічних наук, завідувач сектору.

² Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна.
Доктор геолого-мінералогічних наук.

³ Український науково-дослідний інститут природних газів Харків, Україна. Інженер.

⁴ Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна.
Інженер-технолог I категорії.

Розглянуто існуючі методики інтерпретації результатів лабораторних досліджень керна матеріалу з метою імітації пластових умов. Встановлено їх невідповідність фактичним даним розробки вуглеводнів. Запропоновано графічний та аналітичний способи визначення ефективного тиску, що відповідає пластовим умовам, які базуються на теорії пружності з урахуванням результатів лабораторних досліджень.

Ключові слова: керна, відкрита пористість, пластові умови, ефективний тиск, коефіцієнт розвантаження.

NEW METHODOLOGY OF INTERPRETATION OF THE RESULTS OF LABORATORY RESEARCH OF ROCKS UNDER MODELING OF THE RESERVOIR CONDITION

V.M. Abelentsev¹, A.Y. Iurie², S.F. Povyryennyi³, T.Ya. Susyak⁴

(Recommended by academician of NAS of Ukraine O.Yu. Lukin)

¹ Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine.
Candidate of Geological Sciences, Head of Sector.

² Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine.
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences.

³ Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine. Engineer.

⁴ Ukrainian Research Institute of Natural Gas, Kharkiv, Ukraine.
Engineer-technologist of first category.

The paper considers existing methods of interpretation of core material of laboratory research to simulate reservoir conditions, it has been found their actual data inconsistency hydrocarbon exploitation. It is suggested the graphical and analytical methods for determining the effective pressure corresponding to the reservoir conditions, based on the theory of elasticity considering laboratory research.

Key words: core, open porosity, reservoir conditions, effective pressure, discharge factor.

НОВАЯ МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ

В.М. Абеленцев¹, А.И. Лурье², С.Ф. Поверенный³, Т.Я. Сусяк⁴

(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)

¹ Украинский научно-исследовательский институт природных газов, Харьков, Украина.
Кандидат геологических наук, заведующий сектором.

² Украинский научно-исследовательский институт природных газов, Харьков, Украина.
Доктор геолого-минералогических наук.

³ Украинский научно-исследовательский институт природных газов, Харьков, Украина. Инженер.

⁴ Украинский научно-исследовательский институт природных газов, Харьков, Украина.
Инженер-технолог I категории.

Рассмотрены существующие методики интерпретации результатов лабораторных исследований кернового материала с целью имитации пластовых условий. Установлено их несоответствие фактическим данным разработки углеводородов. Предложены графический и аналитический способы определения эффективного давления, соответствующего пластовым условиям, основанные на теории упругости с учетом результатов лабораторных исследований.

Ключевые слова: керн, открытая пористость, пластовые условия, эффективное давление, коэффициент разгрузки.

Актуальність і постановка проблеми

У нафтогазовій галузі при підрахунках запасів вуглеводнів (ВВ), у проектах розробки родовищ для визначення геолого-промислових показників найбільш вагоме значення мають параметри, в тому числі ємнісні та пружні, що характеризують пласт-колектор у реальних пластових умовах його залягання [Євдошук, Єсипович, 2002; Лукин, 1997].

На сьогоднішній час ще не розроблено методи прямого безпосереднього визначення та замірів таких параметрів, як відкрита пористість, коефіцієнт об'ємного стиснення пор та ін., саме в пластових умовах при фактичних тисках і температурах. Пластові умови залягання пластів-колекторів моделюють різноманітними методами при лабораторному дослідженні кернового матеріалу.

Якість проведених лабораторних досліджень та достовірність отриманих результатів сумніву не викликають. Але наступний етап, який полягає в інтерпретації результатів лабораторних досліджень, а точніше в адаптації отриманих результатів до реальних геологічних умов, порушує ряд питань, які потребують вирішення.

При всьому різноманітті існуючих методів, що моделюють зміну в пластових умовах таких параметрів, як відкрита пористість та коефіцієнт стиснення пор, при інтерпретації їх результатів застосовується лише один домінуючий методичний підхід, викладений в усіх офіційних регламентуючих інструкціях [Галузевий..., 2000; Методичні..., 2005]. Суть даного підходу до інтерпретації лабораторних досліджень полягає в наступному. Тиск обтиску керна, який створюють в лабораторних умовах, ототожнюється з ефективним тиском, під яким знаходиться гірська порода (ГП) у пластових умовах. Власне, значення ефективного тиску ($P_{\text{еф}}$) розраховується як різниця між геостатичним тиском, що створюється за рахунок ваги порід, та протидіючим йому пластовим тиском флюїдів у пласті-колекторі ($P_{\text{пл}}$):

$$P_{\text{еф}} = P_{\text{гео}} - P_{\text{пл}}, \quad (1)$$

Це доволі спрощена та зручна методика для розрахунків, запропонована В.М. Добриніним

[Добрынин, 1970; Добрынин, Серебряков, 1978], в свій час якоюсь мірою посприяла розвитку подібних досліджень. Однак у процесі геологічного вивчення та розробки покладів ВВ виявилося чимало невідповідностей [Абеленцев, Лур'є, Міщенко, 2014] при застосуванні даного методичного підходу до інтерпретації лабораторних досліджень, які моделюють глибинні умови. Основні невідповідності можна звести до декількох тез.

У практиці геологорозвідувальних робіт досить часто трапляються випадки отримання промислових припливів ВВ з інтервалів розрізу, що були віднесені до некондиційних. Тобто прошарки, котрі за лабораторними дослідженнями керна та інтерпретацією геофізичних матеріалів прийняті як ущільнені, при випробуванні виявились флюїдовіддаючими.

У процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ встановлюється перевищення об'ємів дренажних запасів газу, що оцінені за методом матеріального балансу, над об'ємами початкових запасів газу, які оцінені об'ємним методом (Кременівське, Західно-Соснівське та інші родовища).

Коефіцієнти вилучення нафти в покладах, що розробляються на пружному режимі, в дійсності на 30-40% більші, ніж закладені в розрахунках [Галузевий..., 2000] (наприклад, нафтовий поклад горизонту С-5н Гадяцького родовища). Тобто в пластових умовах ГП, відповідно і їх порові канали, знаходяться в менш жорстких умовах стиснення та характеризуються значно більшим потенціалом пружних властивостей, більшим коефіцієнтом стиснення пор.

При визначенні коефіцієнтів гідропровідності та проникності низькопористих колекторів фактично отримані дебіти ВВ могли бути забезпечені лише при умові значно більшої (на 10-20%) відкритої пористості пласта-колектора, ніж прийнято в гідродинамічних розрахунках.

З усіх наведених прикладів випливає єдиний висновок. Значення відкритої пористості пластів-колекторів у пластових умовах, які визначені за формулою (1), занижені щонайменше на 10%,

межа кондиційності колекторів відповідно завищена. Отже, ті прошарки пластів-колекторів, які суб'єктивно за традиційною розрахунковою моделлю інтерпретації лабораторних досліджень керна віднесено до некондиційних ущільнених, у реальних геологічних середовищах мають кондиційні властивості.

Теоретичні передумови інтерпретації результатів лабораторних досліджень керна

У роботі проаналізовано літературні джерела з метою визначення фізичних передумов правомірності застосування тієї чи іншої методики для інтерпретації результатів лабораторних досліджень, які імітують пластові умови залягання ГП [Александров, 1987; Вавилин, Романов и др., 2008; Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко, 1987; Добрынин, 1970; Добрынин, Серебряков, 1978; Нестеренко, 2010 та ін.]. За загальноприйнятими уявленнями, ГП у надрах знаходяться під дією всебічного тиску, що створює в елементі породи головні нормальні напруження. Середнє нормальне напруження $\sigma_{\text{сер}}$, або гірський тиск, визначається геостатичною та геотектонічною складовими. Для більшості нафтогазових провінцій, зокрема Дніпровсько-Донецької западини – ДДЗ, які відносно пасивні в геотектонічному відношенні, активною силою вважається сила тяжіння [Александров, 1987; Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко 1987 та ін.], що визначається вагою вищезалягаючої товщі.

Як показують досліди, силі тяжіння протидіють сили пружної деформації порід, що створюють стан рівноваги у товщі. З цього випливає, що в формуванні напруженого стану ГП під дією їх власної ваги важливу роль відіграють механічні властивості ГП, перш за все можливість їх трансформації в часі при довготривалій дії напруження [Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко 1987].

Вплив фактора часу на напружений стан товщі порід проявляється в тому, що всі ГП мають властивість повзучості, інтенсивність якої залежить від діючих напружень. За проміжок часу, порядок якого порівнянний з часом геологічних епох, ГП пластично деформуються, значення нормальних компонентів напруження наближаються за величиною, а дотичні поступово зникають, тобто напружений стан відповідає гідростатичному закону розподілу напружень:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z. \quad (2)$$

Величини горизонтального напруження σ_x та σ_y залежать від типу і властивостей порід, а також від прийнятої розрахункової моделі. Напруження σ_x та σ_y отримують з робіт [Александров, 1987; Добрынин, Серебряков, 1978 та ін.] при умові, що товща ГП як суцільне пружне однорідне та ізотропне середовище і при відсутності горизонтальних деформацій у ньому:

$$\sigma_x = \sigma_y = K \cdot \sigma_z, \quad (3)$$

де K – коефіцієнт бокового розпору в товщі ГП, що показує, яка частина вертикального напруження (σ_z) передається в бік породи в стані спокою (при неможливості бокового розширення):

$$K = \frac{\mu}{1 - \mu}, \quad (4)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона.

Дана залежність запропонована О.М. Дінніком [Дашко, 1987] для описання розподілу напружень в товщі ГП, що розглядаються як пружне та ізотропне середовище. Рівняння (3) дозволяє розглядати всі можливі випадки дії напруження від гравітаційних сил: від безрозпирного ($K = 0, \mu = 0$) до гідростатичного ($K = 1, \mu = 0,5$) [Дашко, 1987, с. 47]. В такому випадку середнє нормальне напруження $\sigma_{\text{сер}}$ визначається так [Александров, 1987; Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко 1987; Добрынин, Серебряков, 1978 та ін.]:

$$\sigma_{\text{сер}} = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} = \frac{1 + 2K}{3} \cdot \sigma_z. \quad (5)$$

У роботі В.М. Добриніна [Добрынин, Серебряков, 1978, с. 78] при оцінці $\sigma_{\text{сер}}$ в осадових породах, які знаходяться в умовах природного залягання на великих глибинах, зроблено припущення, що внаслідок релаксації дотичних напружень при ущільненні порід протягом геологічного часу, головні нормальні напруження вирівнюються між собою. В цьому випадку K наближається до 1 і рівняння (5) можна записати так:

$$\sigma_{\text{сер}} = \sigma_z = \rho g H. \quad (6)$$

Не важко помітити: якщо коефіцієнт бокового розпору дорівнює 1, рівняння (3) відповідає моделі ущільнення гірських порід, за В.М. Добриніним. Однак, як впливає з літературних джерел [Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко, 1987 та ін.], коефіцієнтом бокового розпору із значенням 1 характеризуються переважно водонасичені глинисті утворення, неконсолідовані піски, мергелі та інші відклади, що залягають у приповерхневих умовах та верхніх зонах ката-

генетичного перетворення, тобто ті, які ще не набули пружних властивостей скелета породи. Варто зазначити, що в практиці геологорозвідувальних робіт відомі випадки, коли і на значних глибинах ГП втрачають (або ніколи і не мали) пружні властивості, тобто значення коефіцієнта бокового розпору наближається до 1 і породи в пластових умовах починають «текти» як в'язкопластичні рідини. Це стосується таких відкладів, як бішофіти, кам'яна сіль та ін. Наслідком прояву цього процесу є зім'яття бурових обсадних колон у працюючих свердловинах (Кобзівське, Східно-Полтавське та інші родовища).

Отже, геостатична модель ущільнення ГП за моделлю В.М. Добриніна є частковим випадком загальної теорії пружності ГП, яка широко та всебічно застосовується у багатьох галузях господарства. В той же час у нафтогазовій галузі, при моделюванні пластових умов, дана модель ущільнення [Добрынин, 1970; Добрынин, Серебряков, 1978] використовується у дуже рідкісних випадках.

В питаннях щодо розуміння терміну «напруження» серед дослідників також немає єдиної точки зору. У роботі [Дашко, 1987] констатується, що неможливо визначити величину напруження безпосередньо експериментальними вимірами, її можна тільки розрахувати. Неможливість безпосередньо виміряти напруження у масиві ГП, не порушуючи при цьому їх суцільності, призводить до того, що фізична сутність явища підмінюється його формалізованим математичним описанням, яке запозичене з іншої галузі знань (досліджень).

З проведеного аналізу випливає, що у питанні оцінки напруженого стану осадових порід в умовах «геостатики» чітко простежуються два діаметрально протилежних погляди:

1. Скелет осадової породи характеризується пружними властивостями, що можуть зберігатись (утримуватись, проявлятись) як завгодно довго (рівняння (2), (4)).

2. Геологічні тіла в геологічному аспекті часу не мають пружних констант і поведуться як ньютонівські рідини, або як «м'які середовища» (рівняння (1), (5)).

На нашу думку, друга точка зору, в якій не враховуються компресійні властивості ГП, не придатна для відтворення процесу розробки нафтогазових родовищ і тим більше не спроможна пояснити більшість процесів, які спостерігаються при зниженні пластових тисків у покладах ВВ.

А саме: інтенсивність зменшення відкритої пористості при зниженні поточних $P_{пл}$, підключення в розробку «некондиційних» колекторів, аномально високі дебіти ВВ низькопористих колекторів, руйнування скелета породи, утворення глинистих та соляних пробок, осідання денної поверхні та ін.

Тому припущення, яке прийнято В.М. Добриніним, справедливо лише для природних тіл, які знаходяться в напруженому стані протягом тривалого геологічного часу (мільйони років). Проте воно не придатне для геологічних тіл, в яких пружний стан ГП змінюється практично миттєво, тобто тих, які знаходяться в розробці протягом декількох десятків років і які є об'єктом лабораторних досліджень з метою моделювання пластових умов. З цього випливає, що при інтерпретації даних лабораторних досліджень для визначення ефективного тиску ГП необхідно враховувати пружні константи: коефіцієнти бокового розпору, Пуассона та ін.

Аналіз та інтерпретація компресійних кривих

Альтернативна методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень ГП при моделюванні пластових умов базується на аналізі значного масиву даних як власних досліджень ядерного матеріалу [Поверенний, Абеленцев і др., 2016], так і даних з літературних джерел [Войтенко, 1990; Граусман, 1984; Дашко, 1987].

Власні дослідження виконані на стандартних зразках пісковиків Яблунівського, Максальського і Кузьмичівського родовищ та Володарської площі. Пісковики відібрані в стратиграфічному інтервалі C_{2m} (M-2a) – C_{1s} (C-5) і в гіпсометричному інтервалі 1500-3649 м. Структура порід змінюється від дрібно- до середньо-крупнозернистої, відклади оліго- і мезоміктові. У складі кластичної частини переважає кварц, другорядні компоненти – уламки порід і польові шпати у різних співвідношеннях. Цементи здебільшого глинисті, іноді карбонатно-глинисті. Карбонатність зразків у межах 0-9,7%, пористість – 17,5-20,8%, газопроникність – $(33,37-370,29) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. У результаті проведеного оперативного комплексу досліджень колекторських властивостей зразків визначалась пористість в пластових умовах з побудовою компресійних кривих.

На підставі аналізу кривих залежностей (рис. 1), що отримані на підставі дослідження ядерного матеріалу, зроблено висновок, що на

більшості компресійних кривих спостерігається, щонайменше, три чітко виражені ділянки (рис. 2).

Перша ділянка кривих залежностей (стадія А на рис. 2) прослідковується на початкових етапах створення навантаження на зразок в інтервалах ефективного тиску до 7,5-11 МПа, вона характеризується логарифмічною залежністю. У цьому діапазоні при збільшенні ефективного тиску доволі стрімко зменшується значення відкритої пористості. Наявність цієї ділянки пояснюється техногенними факторами. При вибурванні керна і підйомі його на поверхню відбу-

вається як пружна зміна об'єму зразка, так і утворення численних місцевих дефектів у вигляді мікротріщин по нашаруванню, а також в найбільш крихких зонах скелета, порушень структури зразка внаслідок висихання глинистих мінералів і т.п. На думку авторів, для моделювання пластових умов залягання пластів-колекторів перша ділянка залежності малоінформативна.

Друга ділянка (стадія В на рис. 2), яку умовно названо «перехідною», простежується до значень ефективного тиску, що, як правило, не перевищує 17,5-22 МПа, в окремих випадках зафіксовані максимальні значення P_{ef} до 25 МПа.

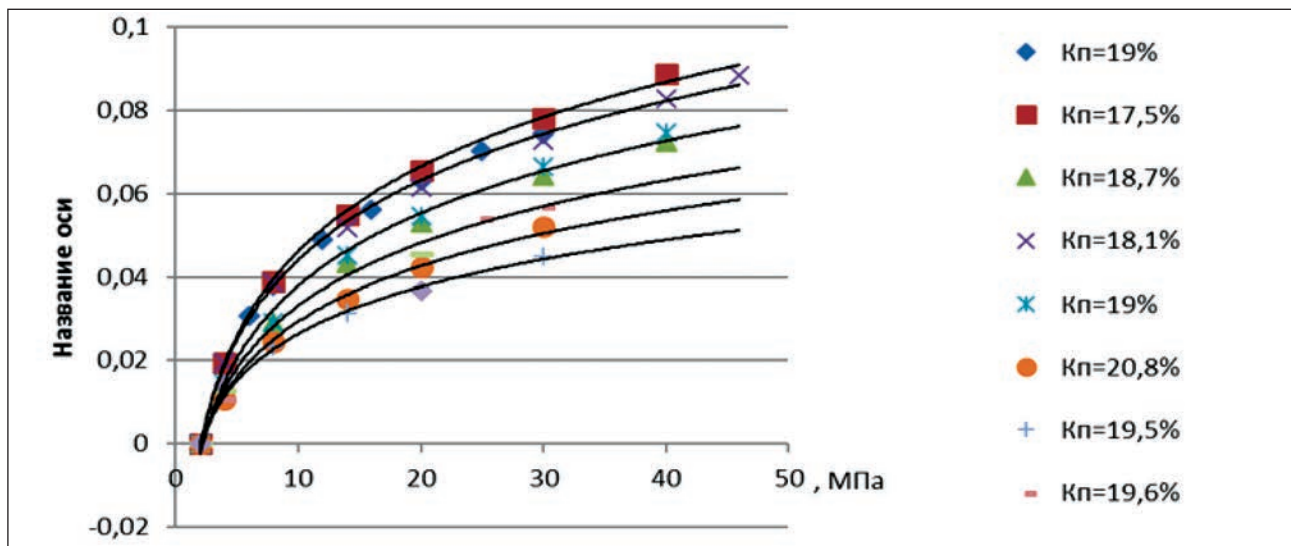


Рис. 1. Графік залежності поточного об'єму пор від ефективного тиску зразків керна Яблунівського та Кузьмичівського родовищ

Fig. 1. Graph of the dependence of the current pore volume on the effective pressure of the Yablunivsky and Kuzmichevsky fields

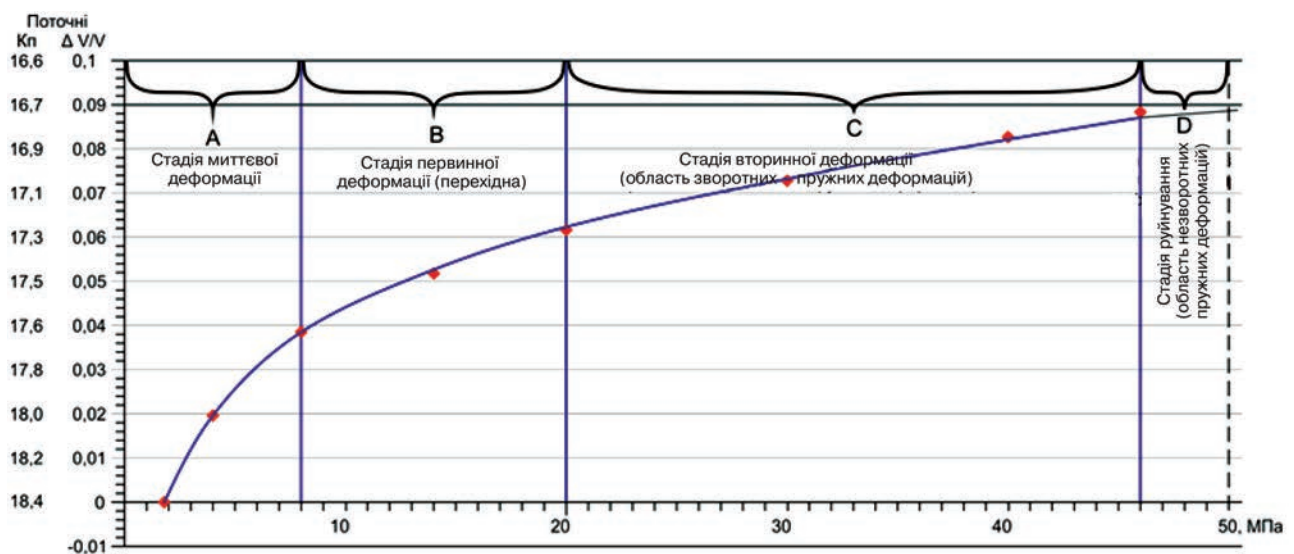


Рис. 2. Інтерпретація ділянок узагальненої компресійної кривої

Fig. 2. Interpretation of sections of the generalized compression curve

Залежність $\frac{\Delta V}{V} = f(P_{\text{еф}})$ теж є логарифмічною, але вже значно з меншою інтенсивністю зменшення $K_{\text{п}}$ від $P_{\text{еф}}$. Друга стадія напруження зразка (17-22 МПа) несе найбільший масив інформації. В її межах виділяється діюче значення ефективного тиску і саме дана ділянка є ключовою в розумінні напруженого стану ГП.

У зміні значень діючих ефективних тисків другої ділянки прослідковуються певні тенденції. Так, величина діючого $P_{\text{еф}}$ поступово збільшується із глибиною залягання відкладів. У керні, відібраному з глибини 1500 м з відкладів башкирського ярусу на Кузьмичівському родовищі, це значення $P_{\text{еф}}$ становило 17 МПа; з глибини 2200 м з відкладів серпуховського ярусу на Володарському родовищі – 20 МПа; з глибини 3500 м з відкладів башкирського ярусу на Яблунівському родовищі – 22 МПа. Тобто значення діючого ефективного тиску залежить від глибини залягання відкладів, але практично не корелюється з їх віком. Щонайменше, такий висновок справедливий для родовищ ДДЗ, а саме для відкладів середньо- та ранньокам'яновугільного віку.

Друга тенденція, яка прослідковується при аналізі графіків залежності $\frac{\Delta V}{V} = f(P_{\text{еф}})$, полягає в тому, що на близьких гіпсометричних рівнях глибин залягання відкладів максимальне значення діючого ефективного тиску збільшується в розрізах родовищ, які характеризуються більшою глинистістю відкладів по вертикалі. Встановлено, що в напрямку з бортових та прибортових ділянок до осьової частини западини ефективний тиск у ГП зростає при однакових глибинах залягання відкладів.

Другий, «перехідний», ділянці на кривій напруження властива ще одна тенденція. На рис. 1 наведено декілька кривих залежності, які характеризуються широким діапазоном (від 17 до 21%) значень відкритої пористості в поверхневих умовах. Як видно на рис. 1, при досягненні ефективного тиску в 20-21 МПа в усіх зразках спостерігається різкий перехід до третьої прямолінійної ділянки. Тобто, незважаючи на різні значення відкритої пористості, величина діючого ефективного тиску для певних пластових умов є близькою (або константою). Даний висновок узгоджується з попередніми тенденціями.

Третя ділянка кривих залежностей (стадія С на рис. 2) є практично прямолінійною та знаходить пояснення в рамках теорії пружності.

На цьому етапі дослідження зразок ГП поводить себе як класичне пружно-деформоване тіло. Існуючі методичні вказівки рекомендують визначення коефіцієнтів стиснення та інших пружних параметрів здійснювати саме в діапазоні третьої прямолінійної ділянки напруження.

При збільшенні ефективного тиску вище 17-22 МПа, що відповідає третій ділянці графіка, порода переходить у пружно-деформований стан, який можна створити лише штучно при зниженні тиску в процесі розробки покладів ВВ.

Відповідно до моделі ущільнення ГП за рівняннями (1), (5) [Добрынин, 1970; Добрынин, Серебряков, 1978], діючі значення ефективного тиску практично завжди знаходяться на межі між стадією С (вторинних деформацій) та стадією D (незворотних деформацій). Тобто пружний потенціал порового середовища практично реалізований, і при подальшому зменшенні пластового тиску, який відбувається, в процесі розробки покладів ВВ (збільшенні ефективного діючого тиску) порода буде руйнуватись, що не відповідає фактичним даним.

Згідно з нашими уявленнями, діючі значення ефективного тиску знаходяться на початку прямолінійної ділянки (точка 2), не досягаючи цієї ділянки кривих.

При подальшому зростанні ефективних тисків крива залежності переходить у четверту ділянку (стадія D на рис. 2), яка відповідає області розвитку незворотних деформацій з подальшим руйнуванням породи.

Пропозиція авторів

З розглянутих вище тенденцій випливає, що значення діючого ефективного тиску при певних пластових умовах не є випадковими. Вважається, що в діапазоні значень $P_{\text{еф}} = 17-22$ МПа (рис. 1) порові канали знаходяться в стані, найбільш близькому до пластових умов залягання гірських порід, які не порушені розробкою. Тобто це стан рівноваги порового середовища та скелета породи, який сформувався протягом значного терміну геологічного часу. Значення ефективного тиску другої перехідної ділянки слід розглядати як максимально можливий ефективний тиск, під яким знаходиться порове середовище, у конкретних пластових умовах. Підтвердженням цьому є значна кількість досліджень, виконаних на керновому матеріалі на родовищах Якутії. Так, М.І. Ситніковим [Граусман, 1984] доведено, що це саме той ефективний

тиск, перевищення якого виходить за межі природної рівноваги системи «пора – скелет».

Автори пропонують наступне. В кожному конкретному випадку, при інтерпретації компресійних кривих, діюче значення ефективного тиску, який відповідає пластовим умовам залягання пластів-колекторів, отримувати з графіків на межі переходу кривої залежності з логарифмічної у лінійну функцію. Технічно його визначають за ординатою точки відхилення дотичної, проведеної до кінцевої ділянки кривої. Це значення ефективного тиску буде враховувати як геостатичну, так і геодинамічну складові гірського тиску і відповідати значенню відкритої пористості в непорушеному розробкою середовищі.

Отримане графічним методом середнє значення діючого ефективного тиску еквівалентне аналітичному розрахунку частини вертикального головного нормального напруження σ_z , яка приймається за скелет породи, тобто врахуванню коефіцієнта розвантаження геостатичного тиску ($a = \frac{1 + 2K}{3}$). В цьому випадку значення ефективного тиску, що діє на пори, розраховується за рівнянням:

$$P_{\text{еф}} = \frac{1 + 2K}{3} \cdot P_{\text{гео}} - P_{\text{пл}}. \quad (7)$$

Однак розрахунок за формулою (7) потребує попереднього визначення коефіцієнта бокового розпору за формулою (4), для чого потрібно оцінити середнє значення коефіцієнта Пуассона по розрізу у цілому. Розв'язуючи зворотню задачу, за допомогою інтерпретації компресійних кривих можна обчислити середнє значення коефіцієнта Пуассона для подальших розрахунків та інших практичних потреб, наприклад для визначення тисків гідророзриву.

Отримане середнє значення діючого ефективного тиску за графічним методом можна застосовувати для розрахунків початкових та поточних коефіцієнтів відкритої пористості та інших пружних констант лише в межах певного покладу або ділянок (площ) родовища з близькими літолого-фаціальними властивостями.

Для визначення диференціації діючого ефективного тиску по розрізу окремих родовищ та районів розроблено аналітичний метод.

На підставі масиву даних, отриманих графічним методом, встановлюється закономірність зміни значень ефективних тисків по розрізу конкретних родовищ певного району та визначається коефіцієнт розвантаження геоста-

тичного тиску (а). За допомогою даного методичного підходу проведено районування, визначено зони з різними значеннями а.

Наприклад, по розрізу родовищ центральної частини Північного борту ДДЗ коефіцієнт розвантаження геостатичного тиску описується рівнянням:

$$a = \frac{(0,0035 \cdot (H_x - 2000) + 14 + P_{\text{пл}})}{P_{\text{гео}}}, \quad (8)$$

де H_x – глибина залягання покладу, м; $P_{\text{гео}}$, $P_{\text{пл}}$ – відповідно геостатичний та пластовий тиски на глибині H_x , МПа.

На підставі отриманих результатів значення коефіцієнта розвантаження геостатичного тиску змінюється від 0,739 (на глибині 2000 м) до 0,663 (на глибині 4000 м). Розраховане за коефіцієнтом розвантаження (а) значення коефіцієнта бокового розпору (К) становить 0,472-0,495, що за класифікацією [6, с. 48] відповідає піщано-алевролітовим з глинистим цементом, тобто саме тим пластам-колекторам, які розповсюджені в районі дослідження.

Висновки

У результаті проведених досліджень доведено, що застосування методики В.М. Добриніна є не придатною для інтерпретації результатів лабораторних досліджень кернавого матеріалу в умовах, що імітують пластові. Запропоновано графічний та аналітичний способи визначення ефективного тиску, які базуються на теорії пружності з урахуванням реальних результатів лабораторних досліджень та багаторічної практики розвідки та розробки родовищ ВВ.

Застосування запропонованої авторами методики інтерпретації лабораторних досліджень порушують ряд питань, які потребують подальшого дослідження. По-перше, значення межі кондиційності відкритої пористості завищено, а по факту вони повинні бути меншими (питання на скільки в абсолютному виразі потребує подальшого дослідження). По-друге, за рахунок зниження межі кондиційності відкритої пористості збільшуються ефективні товщини та площі нафтогазоносності в покладах ВВ. По-третє, за рахунок збільшення значень підрахункових параметрів початкові запаси ВВ повинні бути більшими на 20-30%, ніж ті, що оцінюються на сьогодні. По-четверте, параметри та інші емпіричні залежності, що використовуються при інтерпретації геофізичних досліджень, а саме керна – геофізика, керна – керна у пластових умовах – геофізика та ін., потребують докорінного переосмислення.

Список літератури / References

1. **Абеленцев В.М., Лур'є А.Й., Міщенко Л.О.** Геологічні умови вилучення залишкових запасів і до-розвідки родовищ вуглеводнів північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Харків: Вид-во ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2014. 192 с.
Abyelyentsev V.M., Lurie A. J., Myshchenko L.A., 2014. Geological conditions of extracting residual and additional exploration of hydrocarbon deposits of the northern near edge zone Dnieper-Donets. Kharkov: Vydavnytstvo V.N. Karazin Kharkov National University, 192 p. (in Ukrainian).
2. **Александров Б.Л.** Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. Москва: Недра, 1987. 216 с.
Alexandrov B.L., 1987. Abnormally high reservoir pressures in the oil and gas basins. Moscow: Nedra, 216 p. (in Russian).
3. **Вавилин В.А., Романов Ю.К., Галиев Т.Р., Сулейманов Р.Ф.** Об альтернативном способе определения предела упругости горных пород в условиях адекватных пластовым. *Георесурсы*. 2008. № 5 (28). С. 58-69.
Vavilin V.A., Romanov Yu.K, Galiev T.R., Suleymanov R.F., 2008. On an alternate technique to determine elasticity limit of the rocks under simulated reservoir conditions. *Georesourcy*, № 5 (28) p. 58-69 (in Russian).
4. **Войтенко В.С.** Прикладная геомеханика в бурении. Москва: Недра, 1990. 252 с.
Voitenko V.S., 1990. Applied Geomechanics in Drilling. Moscow: Nedra, 252 p. (in Russian).
5. **Галузевий** стандарт України. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів. Київ, 2000. 78 с.
Industry standard of Ukraine. Determination of oil extraction coefficients for geological and economic estimation of resources and reserves of predicted and detected deposits. Kyiv, 2000, 78 p. (in Ukrainian).
6. **Граусман А.А.** Закономерности изменения поровых коллекторов при погружении. Якутск, 1984. 136 с.
Grausman A.A., 1984. Laws of change of pore collectors immersion. Yakutsk, 136 p. (in Russian).
7. **Дашко Р.Э.** Механика горных пород: Учебник для вузов. Москва: Недра, 1987. 264 с.
Dashko R.E., 1987. The rocks mechanics: Textbook for Universities. Moscow: Nedra, 264 p. (in Russian).
8. **Добрынин В.М.** Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. Москва: Недра, 1970. 239 с.
Dobrynin V.M., 1970. Deformations and changes in the physical properties of oil and gas collectors. Moscow: Nedra, 368 p. (in Russian).
9. **Добрынин В.М., Серебряков В.А.** Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. Москва: Недра, 1978. 232 с.
Dobrynin V.M., Serebryakov V.A., 1978. Forecasting methods of abnormally high reservoir pressures. Moscow: Nedra, 232 p. (in Russian).
10. **Євдощук М.І., Єсипович С.М.** Нові уявлення про формування покладів нафти та природного газу. *Доп. НАН України*. 2002. № 1. С. 125–128.
Yevdoschuk M.I., Yesypovych S.M., 2002. New ideas of the formation of oil and natural gas. *Dopovidi NAN Ukrainy*, № 1, p. 125-128 (in Ukrainian).
11. **Лукин А.Е.** Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 224 с.
Lukin A.E., 1997. Lithogeodynamic factors in the oil and gas basins aulacogen Kyiv: Naukova Dumka, 224 p. (in Ukrainian).
12. **Методичні** вказівки. Обґрунтування кондичійних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керна). Київ; Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. 58 с.
Guidance. Argumentation of conditioned filtration-capacitive value parameters terrigenous reservoir rocks for calculation of total hydrocarbons (for laboratory research of bore core). Kyiv; Lviv: LV UkrDGRI 2005, 58 p. (in Ukrainian).
13. **Нестеренко М.Ю.** Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Київ: УкрДГРІ, 2010. 224 с.
Nesterenko M. Ju., 2010. Petrophysical basis of the justification of fluid saturation of reservoir rocks. Kyiv: UkrDGRI, 224 p. (in Ukrainian).
14. **Поверенний С.Ф., Абеленцев В.М., Лур'є А.И., Поддубная Е.В.** Методика определения открытой пористости и коэффициента сжатия пор в пластовых условиях. *Вісн. Харків. нац. ун-ту імені В.Н. Каразіна*. 2016. Вып. 44. С. 44-54.
Poverrenniy S.F., Abyelyentsev V.M., Lurye A.I., Poddybnaja H.V., 2016. Determination method of the open porosity and pores compression ratio under bedded condinions. *Visnyk Kharkivskogo Nationalnogo University imeni V.N. Karazina*, № 44, p. 44-54 (in Ukrainian).

Стаття надійшла
29.06.2017