

## Особливості визначення коефіцієнта газонасиченості порід-колекторів газових родовищ ДДЗ на основі петрофізичних досліджень

*Сергій Федорович Поверенний<sup>1</sup>*,

ст. наук. співробітник <sup>1</sup>Українського науково-дослідного інституту природних газів,  
Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна,

e-mail: [sergei-poverennyi@ukr.net](mailto:sergei-poverennyi@ukr.net), <https://orsid.org/0000-0002-7836-6278>;

*Анатолій Йонович Лур'є<sup>2</sup>*,

д. г.-м. н., професор, <sup>2</sup>Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна,  
майдан Свободи, 4, м. Харків, 61022, Україна,

e-mail: [anlure16@gmail.com](mailto:anlure16@gmail.com), <http://orcid.org/0000-0003-4836-5781>;

*Олександр Володимирович Чуєнко<sup>1</sup>*,

зав. лабораторії по дослідженню порід, мінералів і викопних організмів,

e-mail: [chuenko@karazin.ua](mailto:chuenko@karazin.ua), <https://orcid.org/0000-0001-6717-4695>;

*Олена Валеріївна Піддубна<sup>2</sup>*,

молодший наук. співробітник,

e-mail: [abit201087@gmail.com](mailto:abit201087@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0002-6966-3289>

Одним з найважливіших параметрів для підрахунку запасів газу є коефіцієнт газонасиченості, який може визначатися як геофізичними, так і лабораторними петрофізичними методами. Лабораторними методами він визначається через коефіцієнт залишкової водонасиченості, який, у свою чергу, визначається прямими та непрямими методами. На практиці можливість застосування прямого методу зустрічається вкрай рідко, зазвичай застосовуються непрямі методи та, серед них, методи напівпроникної мембрани та центрифугування. Основним, найбільш обґрунтованим вважається метод напівпроникної мембрани. При застосуванні даного методу основним питанням, що визначає результат, є питання встановлення максимального тиску витіснення, від якого залежить значення залишкової водонасиченості, а, отже, і значення коефіцієнта газонасиченості породи-колектора. У роботі розглянуті різні підходи до завдання цього максимального тиску, з них виділено два підходи: розрахунок максимального тиску по висоті покладу та розрахунок за максимальним радіусом пор, при якому ще може утворюватися меніск. Показано, що ці два підходи раціонально об'єднати в один, який дозволить отримувати достовірніші результати залишкової водонасиченості, а, отже і коефіцієнта газонасиченості. Визначено граничний максимальний тиск витіснення для методу напівпроникної мембрани, який може створюватися в ході експерименту, визначено максимальну висоту покладу, вище якої розрахунок не має сенсу. Звернено увагу на розбіжності між теоретичними розрахунками і висотами капілярного підняття, що фактично спостерігаються у природі, а також на вплив шаруватої будови колектору. Відзначено, що для практичного застосування методу необхідно, щоб дані про висоту покладу включалися до заявки на проведення досліджень. Застосування методу розрахунку максимального тиску витіснення по висоті покладу, обмеженого максимальними діаметрами пор, у яких ще може утворюватися меніск, безумовно підвищить достовірність підрахунків запасів газу в газових родовищах України.

**Ключові слова:** петрофізика; залишкова вода; лабораторні дослідження керну; коефіцієнт газонасиченості; напівпроникна мембрана; капіляриметр.

**Як цитувати:** Поверенний С. Ф. Особливості визначення коефіцієнта газонасиченості порід-колекторів газових родовищ ДДЗ на основі петрофізичних досліджень / С. Ф. Поверенний, А. Й. Лур'є, О. В. Чуєнко, О. В. Піддубна // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2022. – Вип. 56. – С. 76-87. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2022-56-05>

**In cites:** Povierennyi S. F., Lurye A. I., Chuienko O. V., Piddubna O. V. (2022). Special considerations of determining the gas saturation factor of reservoir rocks of Dnieper-Donets depression gas fields on the basis of petrophysical studies. Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology", (56), 76-87. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2022-56-05> [in Ukrainian]

**Вступ.** До комплексу петрофізичних досліджень порід-колекторів, що необхідні для проведення кількісної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, яка виконується як на стадії оперативних досліджень [1], так і на стадіях підрахунку запасів та проектування розробки, входить лабораторне визначення залишкової водонасиченості [2]. За допомогою цього параметру визначається один з основних підрахункових параметрів – коефіцієнт газонасиченості колектора [3]. Між тим, у професійному середовищі склалося досить скептичне відношення до

результатів лабораторного визначення залишкової води і це засноване на численних випадках, коли ці результати явно дисонували з усім комплексом геофізичних і геологічних даних. Можливою причиною цього є неправильний вибір режиму лабораторного визначення, а конкретно – максимального тиску, що утворюється у перебігу експерименту.

**Мета роботи.** Проаналізувати способи встановлення максимальних тисків витіснення води у перебігу експерименту відносно до базового непрямого методу визначення залишкової водонаси-

ченості – методу напівпроникної мембрани. Оцінити їх застосовність з урахуванням накопиченого досвіду та запропонувати їх оптимальне поєднання у практичній роботі.

**Методи визначення.** Залишкова вода, що розуміється як «вода свободная или связанная, локально сохранившаяся в порах коллектора после того, как он был заполнен нефтью и (или) газом» [4], визначається в лабораторних умовах прямими або непрямими методами. Серед непрямих методів найбільш розповсюдженими є методи напівпроникної мембрани (капіляриметр) та центрифугування. При цьому перший зазвичай визнається найбільш обґрунтованим, базовим [5,6,7,8]. Відразу зазначимо, що оцінка залишкової водонасиченості будь-якими непрямими методами (у тому числі і методом напівпроникної мембрани), дійсно достовірна тільки у випадку співставлення з результатами прямого метода [6,7], чого зазвичай не має. У лабораторіях фізики пласта метод напівпроникної мембрани, з'явився першим і довгий час був найбільш розповсюдженим, але в теперішній час все більшої популярності набуває метод центрифугування, переважно, через швидкість отримання результату. Однак, з погляду теорії, метод напівпроникної мембрани залишається найбільш обґрунтованим, а подібність процесів, що відбуваються у ньому з такими, що відбуваються в пласті, дозволяє говорити про моделювання природного процесу формування покладу. Тому в даній роботі питання методики завдання максимального тиску розглядаються переважно відносно до методу напівпроникної мембрани, метод центрифугування згадується тільки як допоміжний.

Режим визначення залишкової води у лабораторному експерименті містить два параметри: максимальний тиск витіснення, що утворюється у перебігу експерименту і час, протягом якого відбувається відтік води з капілярів відповідного діаметру. Стосовно методу напівпроникної мембрани питання часу вирішується порівняно просто – процес прямує до рівноважного стану, що фіксується за стабілізацією рівня води у мірній трубці. Складніше з максимальним тиском витіснення, що утворюється у перебігу експерименту. Можливі кілька підходів до завдання цього тиску [9].

**Аналіз можливих способів завдання максимального тиску.**

1) Намагаємося *моделювати процес* витіснення води газом, що відбувався у покладі. При цьому природно створювати ті ж тиски, що виникали в ході формування покладу. Складність такого підходу у тому, що тиск, який виникає при формуванні конкретного покладу, на момент лабораторного визначення нікому не відомий, ми маємо лише загальні вказівки на те, що звичайно при формуванні покладів нафти та газу сил

витіснення не вистачає для віджимання води з системи тонких пор (перетином менш ніж 2 мкм) [5]. Відповідний капілярний тиск складає 1,5 кгс/см<sup>2</sup>. Практика показує, що це замало для капіляриметра.

2) Намагаємося визначити *незнижувальну водонасиченість* – термін виник як лабораторний аналог терміна «залишкова водонасиченість», але останнім часом проник і у нормативні документи, підмінюючи собою «залишкову воду» [10]. Жоден із словників цей термін не визначає. Скористаємося визначенням, наведеним у [5]: «В ходе опыта наступает момент, когда с повышением капиллярного давления водонасыщенность не снижается. Эту неснижающуюся водонасыщенность называют остаточной». Тобто, у даному джерелі «залишкова водонасиченість» розуміється як синонім терміна «незнижувальна водонасиченість». Для лабораторної практики головний плюс цього у тому, що ми отримуємо чіткий лабораторний критерій досягнення. Якщо ми у перебігу експерименту відбудуємо криву капілярного тиску (ККТ), то ця крива асимптотично наблизиться до горизонтальної прямої, що проведена через точку на ординаті, яка відповідає незнижувальній водонасиченості. Відомо, що в практичному експерименті вихід на математично правильну асимптоту малоімовірний, звичайно мова йде про деяку стабілізацію нахилу ККТ. Частково у цьому можна звинувачувати ваговий метод зняття показників – кожний раз, при зважуванні зразка, ми втрачаємо воду на випаровування. Але і без цього вміст залишкової води з підвищенням тиску у розумних для даного приладу межах буде потроху знижуватися – для повного відтиснення хоча б рихлозв'язаної води потрібні сотні атмосфер. Для дуже доброго колектора така стабілізація іноді можлива у капіляриметрі і на низькооборотних центрифугах (до 6000 об/хв.). Гірші колектори потребують для виходу на асимптоту частот обертання, що можуть створювати тільки ультрацентрифуги. Однак, як свідчать дослідження [11], навіть при роботі з ультрацентрифугою, навіть з виключенням вагового методу за допомогою стробоскопу, строго на асимптоту зразки не виходять – аж до граничних частот відзначається повільне (але вимірюване) зниження водонасиченості, яким просто нехтують. Для прикладу, на рис. 1 наведена ККТ, отримана по зразку № 27338, відібраного з відкладів горизонту С-5 серпуховського ярусу Малороганської площі в інтервалі 2235-2243 м.

Синя суцільна лінія відповідає дренаванню, червона пунктирна – зворотному просоченню. Зразок являє собою середньозернистий пісковик з регенераційно-кварцовим і, в підлеглий кількості, з глинистим цементом, має проникність 3749,2 мД,

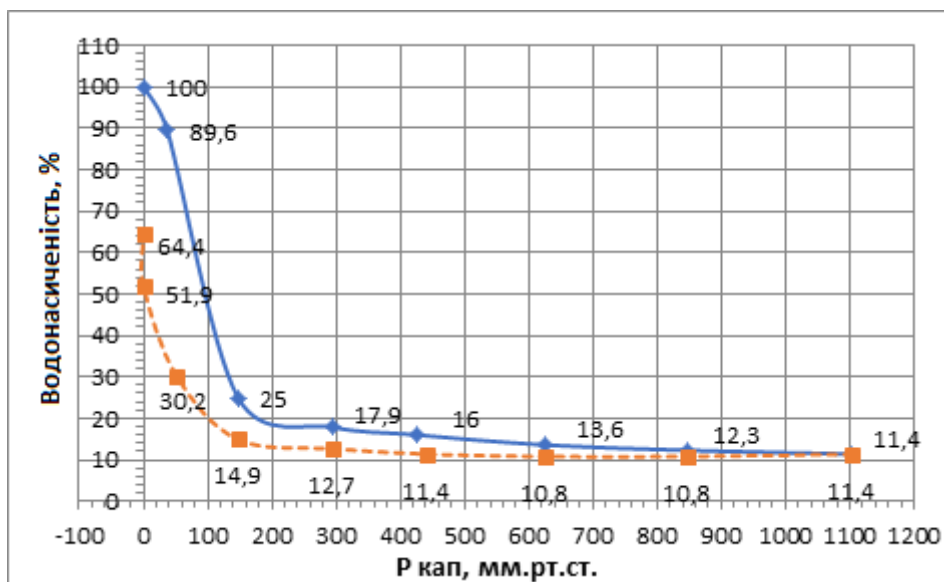


Рис. 1. Водонасиченість залежно від тиску витіснення для зразка №27338.  
 Fig. 1. Water saturation depending on displacement pressure for sample #27338

відкриту пористість 26% і медіанний діаметр 18,5 мкм, тобто класифікується як поровий колектор I класу. На рис. 1 видно, що вже при тисках в 1100 мм.рт.ст. помітна відносна стабілізація нахилу кривої. На рис. 2 наведена порометрична діаграма

по цьому зразку. Синя суцільна лінія – диференціальна крива, червона суцільна – кумулятивна крива, сіра пунктирна – роль кожної групи пор в забезпеченні проникності зразка.

Враховуючи, що у продуктивних відкладах



Рис. 2. Порометрична діаграма по зразку №27338.  
 Fig. 2. Porometric diagram for sample #27338

ДДЗ колектори першого класу зустрічаються дуже рідко, ясна мета, що з'явилася в результаті прагнення до створення у перебігу експерименту незнижувальної водонасиченості, виявляється в більшості випадків недосяжною.

3) Можливе **експресне визначення** [5] з використанням центрифуги як допоміжного приладу. У такому разі, режим центрифугування задається виходячи із співставлення з результатами

основного методу – методу напівпроникної мембрани. Кілька зразків з різними властивостями з даної партії визначаються на капіляриметрі, отримуємо результат, і при центрифугуванні створюємо такі частоти обертання, при яких результати максимально близькі до результатів еталонного методу [5,6]. Питання про достовірність результатів центрифугування переходить у питання про достовірність результатів капіляриметру. Зрозум-

міло, цей різновид методики може застосовуватися тоді, коли є велика колекція зразків будь якого пласта або горизонту і потрібно обґрунтувати параметри, скажімо, для підрахунку. У випадку оперативних досліджень це найчастіше не застосовується – дуже довго і у поточній партії керну може не бути потрібної кількості зразків.

4) Визначаємо воду як *водоутримуючу здатність*, як деяку властивість породи, що не залежить від реальних умов утворення покладу. У такому випадку встановлюємо якийсь один режим для всіх зразків (будь-якого родовища, будь-якого віку, з будь-яких глибин) і оцінюємо для кожного з них цю властивість. Вона характеризує породу відносно її водних властивостей, але не являється залишковою водонасиченістю у загальноприйнятому сенсі, хоча і може чисельно співпадати з нею в окремих випадках. Тут особливо важливо, щоб цей режим був загальноприйнятим, стандартним. Фактично за таким принципом визначалась залишкова вода у роботах А.А. Ханіна [5], незважаючи на ідеологію досягнення незнижувальної водонасиченості. За таким принципом визначалась залишкова вода в практиці капілярметричних досліджень УкрНДІгаз. Особливо часто визначення залишкової води, як деякої водоутримуючої здатності породи, практикується при застосуванні метода центрифугування. Наприклад, такий підхід пропонувався В.М. Корчемкіним (СибНИИП) в середині 70-х років [11], який шляхом зіставлення результатів центрифуги з прямим методом обґрунтував стандартну швидкість 5000 об/хв (2,7 атм). За такою методикою працював і УкрНДІгаз в 60–х – 70–х роках, коли практично будь-які зразки визначалися на одному режимі – 3800 об/хв і 30 хвилин для теригенів і 4200 об/хв для карбонатів. При цьому створювався тиск витіснення близько 3 кгс/см<sup>2</sup>.

Працюючи по діючому ГСТУ [2], ми також фактично визначаємо водоутримуючу здатність. Оскільки саме по ньому зараз виконуються масові аналізи, розглянемо його трохи докладніше. ГСТУ [2], що регламентує методику визначення залишкової води, є результатом досить серйозних методичних досліджень, свого часу виконаних у Львівському відділенні УкрДГРІ під керівництвом М.Ю. Нестеренко [12].

Розробники ГСТУ, задаючи режим центрифугування, реалістично оцінювали можливість існуючих лабораторій і максимальні частоти обертання обмежили 6000 об/хв (на той час у жодній профільній лабораторії не було ультрацентрифуги). Задаючи час центрифугування, залишили тільки дві градації часу: для зразків з проникністю більше 50 мД – 10 хв, для зразків з проникністю менше 50 мД – 20 хв. Всі зразки центрифугуються до однієї максимальної частоти 6000 об/хв.

Щоб обійти відсутність стабілізації ККТ, застосований прийом визначення залишкової води, як ординати точки відхилення дотичної, проведеної до кінцевої ділянки ККТ від самої ККТ. Варто відмітити, що прийом досить суб'єктивний і, на практиці, його використання зазвичай призводить до того, що береться передостаннє значення поточної водонасиченості.

Тиск витіснення, (Р, МПа), що створюється у перебігу центрифугування, розраховується за формулою:

$$P = 0,11 \times 10^{-8} \times (\rho_1 - \rho_2) \times n^2 \times R \times h \times \cos \varphi, \quad \{1\}$$

де  $\rho_1$  – густина моделі пластової води, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_2$  – густина сухого повітря, г/см<sup>3</sup>;

$n$  – частота обертання ротору, об/хв;

$R$  – радіус обертання зразка керну, см;

$h$  – висота зразка, см;

$\varphi$  – кут нахилу зразка до горизонту, градуси.

Методика заявлена як моделювання процесу, однак, її навряд чи можна розглядати як моделювання, оскільки до будь-яких зразків застосовується практично один і той же режим, який не має обґрунтування в процесі формування конкретних покладів. Тиски, що виникають при центрифугуванні і розраховуються за наведеною вище формулою {1}, фактично не служать для обґрунтування режиму центрифугування, а забезпечують відтвореність результатів і дозволяють розраховувати діаметри пор, що звільняються від води на кожній частоті, з виходом на побудову ККТ.

Таким чином, по факту ми повертаємось до ідеології підходу, який раніше охарактеризований нами як визначення водоутримуючої здатності породи-колектору [9]. Проте, режим непогано підходить до умов ДДЗ, нічого кращого для застосування під час оперативних досліджень поки немає, для масових аналізів необхідна однаковість і максимально можлива простота умов експерименту.

5) Задаємо максимальні тиски витіснення, *виходячи з розмірів пор*, при яких ще можливо утворення меніска. Межа обумовлена співвідношенням діаметра капіляра і товщиною плівки зв'язаної води. Плівка води, що покриває поверхню порового простору, скоріше за все не суцільна, утворена водою, що покриває гідрофільні центри породи. В ході експерименту об'єм води, що утворює цю плівку, перераховується на повну площу поверхні пор, тобто отримуємо деяку середню товщину плівки, що нібито покриває всю поверхню. Згідно з даними, прийнятими у роботах по фізиці пласта, середня товщина плівки зв'язаної води для гідрофільної породи складає 0,45 мкм за [13] і 0,48 мкм (від 0,22 до 0,62 мкм) за [14], для гідрофобної – від 0,02 до 0,24 мкм [14]. Якщо прийняти за основу середній радіус –

зручніше 0,45 мкм (середній діаметр 0,9 мкм) – максимальний тиск витіснення в ході експерименту складе 3,3 кгс/см<sup>2</sup>. Насправді питання товщини плівки складне, вона залежить від багатьох факторів і більш надійним представляється з виснаведених брати не середню, а найменшу товщину, тим більше, що деякі автори приймають товщину плівки у межах 0,0001-0,1 мкм (0,1-100 нм), не вказуючи, щоправда, відноситься це до гідрофільної або гідрофобної породи [7].

б) Задаємо максимальні тиски витіснення, **виходячи з висоти покладу**. Існують роботи, що пов'язують капілярні тиски з висотою покладу і обґрунтовують можливість розрахувати по ній максимальний тиск витіснення, який треба створити у перебігу лабораторного експерименту [11,16]. На можливість цього було вказано вже у роботі [17], де відмічено, що «в гидростатических условиях капиллярное давление в гипсометрически наиболее высокой точке залежи является максимальным для данной залежи». Дійсно, висота покладу обмежує стовп води, який врівноважує водопідйомну силу капілярів і тиск якого чисельно дорівнює капілярному тиску. Методика розрахунку заснована на тому, що максимально можливий капілярний тиск обумовлений максимально можливою висотою капілярного підняття, а максимальна висота капілярного підняття обмежена висотою покладу. Згідно [5,15], для практичних розрахунків величини капілярного тиску можна використовувати формулу

$$P_c = \frac{h(d_1 - d_2)}{10}, \quad \{2\}$$

де:  $P_c$  – капілярний тиск, кгс/см<sup>2</sup>;

$h$  – висота покладу, м;

$d_1$  – густина води, г/см<sup>3</sup>;

$d_2$  – густина газу, г/см<sup>3</sup>.

**Виклад основного матеріалу.** Розглянемо останній варіант більш детально і спробуємо скористатися формулою {2}.

Для **першого** прикладу візьмемо "водоплавний" поклад горизонту Б-2 Улянівського родовища [18]. Висота покладу 42 м, газоводяний контакт (ГВК) на глибині 1525,6 м (а.в. – 1379 м). Середня густина води за різними вимірами – 1,06 г/см<sup>3</sup>, пластовий тиск 153 кгс/см<sup>2</sup>, наближений до регіонального гідростатичного. Пластова температура дорівнює 314,5°К (41,5°С). Значення поверхневого натягу води зі збільшенням тисків і температур знижуються. Точні дані знайти складно, але за даними [19], він складає близько 44 дин/см. Густину метану при стандартних умовах прийmemo за 0,668 кг/м<sup>3</sup>. Наведемо густину метану до пластових умов (приблизно, без урахування надстикування та ін.) і за формулою  $\rho_{пл} = \rho_{ст}(T_{ст} \cdot P_{пл}) / (P_{ст} \cdot T_{пл})$ , отримаємо 0,095 г/см<sup>3</sup>. Розра-

хуємо максимальний капілярний тиск в покладі за формулою {2}, він складе 4,05 кгс/см<sup>2</sup> в пластових умовах. Перерахуємо до лабораторних умов за відомою формулою [5,15]:

$$P_k^{лаб} = P_k^{пл} \cdot \sigma_{лаб} / \sigma_{пл} \quad \{3\}$$

де:  $P_k^{лаб}$  і  $P_k^{пл}$  – капілярний тиск в лабораторних і пластових умовах відповідно;

$\sigma_{лаб}$  і  $\sigma_{пл}$  – поверхневий натяг в лабораторних і пластових умовах відповідно.

Отримаємо 6,66 кгс/см<sup>2</sup>. Згідно цьому розрахунку, максимальний тиск витіснення у перебігу лабораторного визначення залишкової води для даного покладу не має перевищити 6,7 кгс/см<sup>2</sup>. Оцінимо радіус капілярів, що відповідають даному капілярному тиску, розрахувавши його за формулою Лапласа:

$$r = 2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta / P_k \quad \{4\}$$

де:  $r$  – радіус капіляра, см;

$\sigma$  – поверхневий натяг, дин/см;

$\theta$  – кут змочування, градус;

$P_k$  – капілярний тиск, дин/см<sup>2</sup>.

Кут змочування приймаємо за 0, тоді косинус кута змочування дорівнює одиниці. Згідно розрахунку, даним тискам відповідає залишкова вода, яку містять пори діаметром менш ніж 0,44 мкм (радіус менш ніж 0,22 мкм), як в пластових умовах, так і в лабораторних.

Оцінимо висоту капілярного підняття в капілярі радіусом 0,22 мкм, розрахувавши її за формулою Жюрена для пластових умов:

$$h = 2 \cdot \sigma \cdot \cos\theta / r \cdot g \cdot (\rho_p - \rho_g) \quad \{5\}$$

де:  $h$  – висота капілярного підняття, см,

$\sigma$  – поверхневий натяг, дин/см,

$\theta$  – кут змочування, градуси,

$r$  – радіус капілярів, см,

$g$  – прискорення вільного падіння, см/сек<sup>2</sup>,

$\rho_p$  – густина рідини, г/см<sup>3</sup>,

$\rho_g$  – густина газу, г/см<sup>3</sup>.

Згідно розрахунку, висота капілярного підняття в умовах даного покладу складає 42,2 м.

Таким чином, ми розрахували максимальний капілярний тиск, що можливий у цьому покладі, по цьому тиску визначили діаметри пор, які заповнені водою при цих тисках, а потім перевірили, чи дійсно висота капілярного підняття в цих порах відповідає висоті покладу.

Для **другого прикладу** візьмемо умовний поклад з тими же Р-Т параметрами, але висотою, кажімо, 100 м. Таких багато, наприклад, Березівське родовище, пласт Т-1, розбитий тектонічними порушеннями на окремі блоки. Блок свердловини 200 знаходиться у склепінній частині. Поклад пластовий, тектонічно та літологічно обмежений, висота 271,1 м. Трохи вище пласт В-26г. У межах

Західно-Березівського підняття поклад в блоці св. № 200 – висота 286,6 м, в блоці св. № 71 – 252,9 м. В обох випадках пластові тиски надгдростатичні, тому, щоб не ускладнювати, беремо умовні поклади з тими же параметрами. Максимальний капілярний тиск у такому умовному покладі складе  $9,65 \text{ кгс/см}^2$ , у перерахунку на лабораторні умови  $15,9 \text{ кгс/см}^2$ . Тобто, максимальний тиск витіснення при лабораторному визначенні залишкової води не повинний перевищувати  $15,9 \text{ кгс/см}^2$ , при цьому вода і в пластових, і в лабораторних умовах міститься в порах діаметром менш ніж  $0,19 \text{ мкм}$  (радіус менш ніж  $0,093 \text{ мкм}$ ).

Для **третього прикладу** візьмемо умовний поклад з тими же Р-Т параметрами, але збільшимо висоту покладу до 200 м і розрахуємо капілярний тиск. В пластових умовах він складе  $19,3 \text{ кгс/см}^2$ , в лабораторних –  $31,7 \text{ кгс/см}^2$ . Тобто,

максимальний тиск витіснення при лабораторному визначенні залишкової води у даному випадку не повинний перевищувати  $31,7 \text{ кгс/см}^2$ , при цьому вода і в пластових, и в лабораторних умовах буде міститься в порах діаметром менш ніж  $0,093 \text{ мкм}$  (радіус менш ніж  $0,0465 \text{ мкм}$ ).

З використанням даних подібних розрахунків, можна побудувати графік (рис. 3), що показує зміну капілярного тиску у залежності від висоти для нашого умовного покладу. Пряма ряду 1 (синя) відповідає пластовим, пряма ряду 2 (червона) – лабораторним умовам. На графіку по осі абсцис відкладені відстані від ГВК, по розташованій ліворуч осі ординат – відповідний капілярний тиск; по осі ординат, розташованій праворуч – діаметри пор, що заповнені водою при капілярному тиску, який відповідає лабораторним умовам.

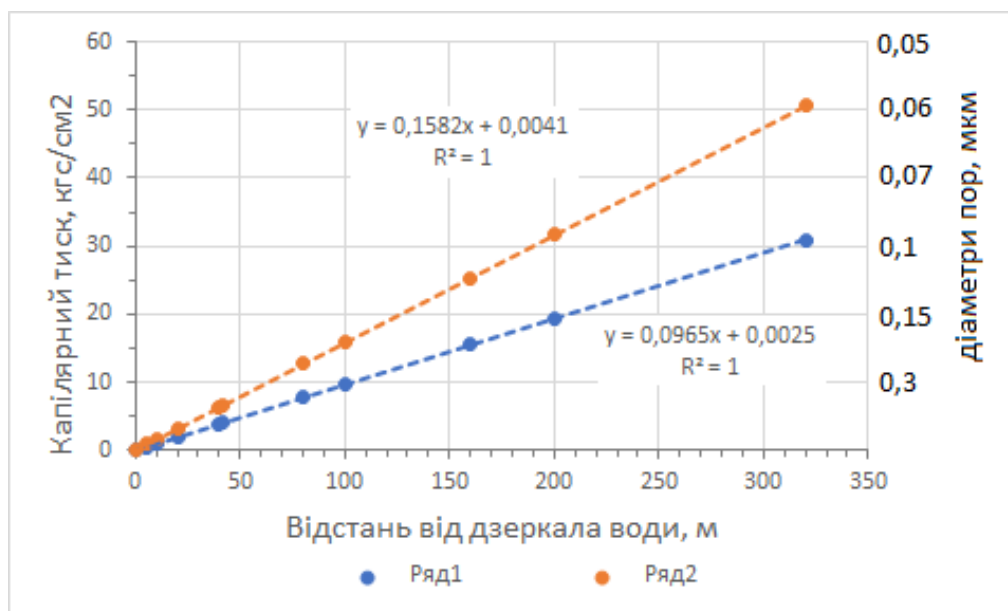


Рис. 3. Залежність максимально можливого капілярного тиску від висоти покладу і діаметрів пор, що заповнені залишковою водою при цих тисках.

Fig. 3. Dependence of the maximum possible capillary pressure on the deposit height and the diameters of the pores filled with residual water under the specified pressure

Очевидний швидкий зріст капілярного тиску (особливо в лабораторних умовах) и, відповідно, зменшення діаметру капілярів зі збільшенням відстані від ГВК.

Для **четвертого прикладу** візьмемо ще більш складний випадок – умови основного (Рікт-С<sub>3</sub><sup>3</sup>) масивно-пластового покладу Шебелинського родовища на початковій стадії розробки. Висота покладу 1180 м, ГВК відбитий на відмітці 2270 м [20, 21], на глибині 2200-2500 м. Три експлуатаційних об'єкта – НАГ, СМП и АСК – зв'язані між собою тектонічними порушеннями. Якщо слідувати цій методиці, максимальний капілярний тиск складе  $113,9 \text{ кгс/см}^2$ , що змусить нас в лабораторії створити тиск в  $187,1 \text{ кгс/см}^2$ , при цьому вода

буде міститься в порах діаметром менш ніж  $0,016 \text{ мкм}$  (16 нм). Принципово, такий тиск створити можна, але в порах такого діаметра знаходиться вже зв'язана вода, меніск в них утворитися не може.

Всі ці приклади підводять до того, що виходити з висоти покладу можна до певної межі. Наші міркування побудовані на законах капілярних процесів, усі вищезгадані формули справедливі для капілярних тисків і капілярного підняття, що обумовлені утворенням меніска, який розділяє фази. В процесі формування покладу перехідна зона – капілярна облямівка над ГВК – утворюється внаслідок подолання капілярних сил и віджимання води з дедалі більш тонких капілярів.

В ході розробки покладу і падіння тиску газу, відбувається підняття капілярної води за рахунок природної водопідйомної сили капілярів, тобто за рахунок тих же капілярних сил [22].

Висота капілярного підняття розраховується за формулою Жюрена {5}. Формула справедлива для капілярної води, тобто застосовна до пор, в яких може утворитися меніск достатньої кривизни, бо власне від цього залежить водопідйомна сила капілярів. Основним параметром, що відбиває властивості породи, в цій формулі є середній радіус пор породи. Виникає питання: для яких радіусів справедлива формула Жюрена, тобто пори яких радіусів можна відносити до капілярних.

У літературі, що присвячена питанням ґрунтознавства, де капілярні властивості життєво важливі, вважається що капілярні властивості не виражені в порах з діаметром більш ніж 8 мм, тому що в них вже не утворюється суцільний увігнутий меніск і в порах с діаметром меншим, ніж 3 мкм, у яких меніск також не утворюється, оскільки вони заповнені, переважно, зв'язаною водою. При цьому, капілярні сили максимально проявлені в інтервалі діаметрів від 100 до 3 мкм [23]. Інше джерело [24] вважає, що нижня границя діаметрів пор, до якої застосовна формула Жюрена, лежить у межах 0,01-0,005 мм, тобто 5-10 мкм. Ми вертаємось до розглянутого вище варіанту, де фактором, що обмежує, є розмір порових каналів, при якому вони заповнені вже зв'язаною водою.

Між ґрунтознавством з одного боку та геологією і фізикою пласта з іншого боку є та відмінність, що перша вивчає процеси тривалістю кілька років, максимум десятиріччя, а другі мають справу з геологічним часом. Правда, коли йдеться про розробку покладів, відмінність нівелюється – тут також рахунок йде на десятиріччя. В основі як тих, так і других даних лежить, загалом, той самий експериментальний матеріал, а поправка на час заснована, в основному, на інтуїції. Проте, звернемося до літератури з фізики пласта.

Межа обумовлена співвідношенням діаметру капіляру і товщиною плівки зв'язаної води. Згідно з даними, прийнятими у роботах з фізики пласта, середня товщина плівки зв'язаної води для гідрофільної породи складає 0,45 мкм за даними [13] і 0,48 мкм (від 0,22 до 0,62 мкм) за даними [14]. Для гідрофобної породи товщина плівки складає від 0,02 до 0,24 мкм [14]. Як показує наш досвід визначення змочуваності за діючим ГСТУ [25], більшість теригенних колекторів, що утворюють продуктивні на газ пласти, приблизно однаково змочуються як водою, так і гасом, але водою зазвичай трохи краще. Тому, в типовому випадку, розглядаючи породу як гідрофільну, можна прийняти граничним радіусом капіляра, у якому ще може утворитися меніск, тобто який ще

містить капілярну воду – 0,22 мкм, відповідно граничний діаметр – 0,44 мкм. Округлимо до 0,25 і 0,5 відповідно. Прийнемо, що більш дрібні пори повністю заповнені зв'язаною водою, капілярної (= меніскової) води вони не містять. Тиск визначимо за відомою формулою [5]:

$$P_k = 2\sigma \cdot \cos\theta / r \quad \{6\}$$

де  $P_k$  – капілярний тиск, дин/см<sup>2</sup>,  
 $\sigma$  – поверхневий натяг, дин/см,  
 $\theta$  – кут змочування, градуси,  
 $r$  – радіус капіляру, см.

В пластових умовах він складе 3,589 кг/см<sup>2</sup> (при  $\sigma=44$  дин/см). Перерахуємо до лабораторних умов за формулою {3} і отримаємо, що в лабораторних умовах шуканий тиск складе 5,898 кгс/см<sup>2</sup>. Тобто, для очищення пор діаметром 0,5 мкм у перебігу лабораторного досліду не потрібно створювати тиски витіснення більші, ніж 5,9 кгс/см<sup>2</sup>. Для порівняння – застосовуючи метод центрифугування згідно діючому ГСТУ з центрифугою РС-6, ми створюємо тиски трохи більші, ніж 10 кгс/см<sup>2</sup>, яких теоретично повинно вистачити для очищення від води пор діаметром до 0,3 мкм включно.

У міру збільшення відстані від дзеркала води водонасиченість породи буде знижуватися, вода буде утримуватися у дедалі дрібніших порах і, на якомусь рівні від дзеркала, всі наявні пори діаметром більш ніж 0,5 мкм будуть заповнені газом. У породі залишиться тільки плівкова вода, що включає міцно- і рихлозв'язану. У великих порах вона буде у вигляді плівкової води в прямому сенсі, тобто в вигляді тонкої, скоріш від усього переривистої плівки, що покриває усі гідрофільні центри поверхні. В порах, менших від 0,5 мкм – переважно у вигляді суцільного заповнення, утвореного злиттям поверхневих шарів. Плівкова вода у нашому розумінні утворена двома шарами: вода міцнозв'язана (= гігроскопічна) і вода рихлозв'язана. Міцнозв'язана вода нерухома, вірніше, вона переміщається тільки у вигляді пари. Це та вода, яку можна видалити нагріванням до 105-110°C. Рихлозв'язана вода рухома, вона може переміщатися від місць із більшою товщиною плівки до місць с меншою товщиною плівки, але швидкість цього переміщення дуже мала. Якщо мова йде про вже сформований поклад і геологічний час, то останнього вистачить для вирівнювання товщини цієї плівки у всьому об'ємі вище капілярної облямівки. Іншими словами, у просторі вище перехідної зони, водонасиченість повинна бути постійною і дорівнювати залишковій водонасиченості, що визначена непрямими лабораторними методами. Коли у перебігу лабораторного досліду ми створюємо тиски більші ніж ті, які потрібні для віджимання води з пор діамет-

рами менш ніж 0,5 мкм, ми віджимаємо вже рихлозв'язану воду.

Отже межу висоті покладу, до якої доцільно розраховувати капілярний тиск, встановлюють граничні розміри пор, у яких ще може утворюватися меніск і проявляються капілярні процеси, для яких справедливі наші розрахункові формули. Розрахуємо за формулою {2} капілярний тиск і за формулою {5} висоту капілярного підняття в порах радіуса 0,25 мкм.

Капілярний тиск дорівнює 3,589 кгс/см<sup>2</sup> для пластових умов та 5,898 кгс/см<sup>2</sup> для лабораторних умов. Тобто, для очищення пор радіусом 0,25 мкм в будь-якому випадку не потрібно створювати тиски витіснення більших, ніж 5,9 кгс/см<sup>2</sup>. Зрозуміло, це відноситься до метода напівпроникної мембрани.

Висота капілярного підняття в пластових умовах дорівнює 37,2 м – згадаймо приклад того ж "водоплавного" покладу горизонту Б-2 Ульяновського родовища. Висота капілярного підняття і капілярні тиски в пластових умовах помітно менші, ніж в лабораторних, внаслідок зменшення поверхневого натягу з підвищенням тиску і температури. Зміни густини впливають слабо. У даному випадку теоретична висота капілярного підняття, розрахована за формулою Жюрена {5}, для пластових умов складає 37,2 м. Тобто, строго кажучи, навіть для нашого горизонту Б-2 висота покладу (42 м) трохи велика для того, щоб по ній задати тиск під час лабораторного дослідження.

Таким чином, визначилася висота покладу, до якої можна по ній розраховувати тиск, що утворюється у перебігу лабораторного дослідження.

Як приклад наведемо визначення, виконані по горизонту Г<sub>6</sub><sup>2</sup> Кобзівського родовища. Визначення залишкової води були зроблені в св. № 26 в інтервалі 3616,5-3624 м, та в св. № 28, в інтервалі 3750-3765 м. В обох випадках це продуктивні інтервали, з яких отримано приплив газу з дебітами 662,7 и 425 тис. м<sup>3</sup>/добу відповідно. Колектор представлений коричнюватобурими, середньо- и крупно-середньозернистими, полі- і олігоміктовими пісковиками. Проникність 72,2 – 201,04 мД, пористість 13,6 - 14,2 %, медіанні діаметри 5,5-8 мкм, залишкова вода 22,9 – 31,1%. Висоту покладу знаходимо по [26], вона дорівнює 350,7 м. У такому випадку, максимальний тиск, що утворюється в досліді, обмежується діаметром пор і повинний складати 5,9 кгс/см<sup>2</sup>. У визначеннях по Кобзівці створювався тиск всього в 1,5 кгс/см<sup>2</sup>, тобто, визначена по керну залишкова вода істотно завищена, а коефіцієнт газонасиченості істотно занижений. Така ж картина і по інших зразках, по яких виконані визначення залишкової води на цьому родовищі.

Інший приклад – Скворцівське родовище, га-

зоносний горизонт С-5, що залягає в інтервалі 2725-2754 м. В св. № 25 відібраний керн в інтервалі 2742-2752 м. Пісковики від дрібно- до середньо-крупнозернистих, проникність 201,8 - 1728,9 мД, пористість – 19,1-20,5%. Медіанний діаметр 6,3-31,0 мкм, залишкова вода – 19,0-30,8%. Висота покладу 7,0 м [27], густина води для С-5 не приведена, візьмемо найближчий горизонт, де вона є – В-15 і 1,09 г/см<sup>3</sup>. Пластовий тиск 264 кгс/см<sup>2</sup>, пластова температура біля 75°С. Якщо висота покладу визначена вірно, то максимум капілярного тиску, розрахований за формулою {2} складе 0,76 кгс/см<sup>2</sup>. Екстраполюючи дані [20], отримуємо для вказаних Р и Т поверхневий натяг біля 37 дин/см. Перерахувавши капілярний тиск у лабораторні умови за формулою {3} отримуємо 1,5 кгс/см<sup>2</sup>. Саме при цьому тиску були зроблені ці визначення, тобто вони коректні, у перебігу дослідження не потрібно було піднімати тиск вище цього значення.

Варто окремо зазначити, що існує велика різниця між теоретичною висотою капілярного підняття, розрахованою за формулою Жюрена і висотою капілярного підняття в реальних ґрунтово-породних шарах, де її можна безпосередньо спостерігати. Реальні висоти капілярного підняття для тонкопористих порід (глини, суглинки) не перевищують 6-7 метрів [23,24]. Пояснюється це тим, що, по-перше, використана для розрахунків формула має на увазі ідеальне змочування, чого насправді не має, по-друге, тим, що реальні капіляри порід далекі від ідеальних правильних, прямолінійних, циліндричних форм. Рано чи пізно рідина в капілярі зустрінеється з його розширенням, сплюсненням меніска і втратою водопідйомної сили. Це справедливо і для порід-колекторів газових покладів, поровий простір яких являє складну, хаотично побудовану систему пор різних розмірів і каналів, що їх поєднують. У цій системі існують численні анастомози між окремими каналами, що дозволяють рідині обійти деякі розширення, але, у міру підйому над дзеркалом води і виключенням з руху все більш дрібних капілярів, можливість водопідйому падає. Резюмуючи сказане, можна очікувати, що в реальних умовах покладу висота капілярної оторочки буде меншою, ніж розрахована за формулою Жюрена.

Слід також зазначити, що метод можна упевнено застосовувати у випадку відносно однорідних пластів, чого до речі важко очікувати при висоті покладу в 100 і 200 метрів. Колектор таких покладів звичайно неоднорідний, містить глинисто-алевритові прошарки або просто прошарки пісковика різної крупності і, відповідно, має різні по висоті покладу переважаючі розміри пор. У цьому випадку природно очікувати прояву капілярно-посадженої води в більш дрібнозернистих



різницях та спотворення картини розподілу води у перехідній зоні і вище. Зокрема, по Шебелинському родовищу, приклад якого ми наводили вище, гідродинамічний зв'язок за розривними порушеннями скоріш від усього не забезпечує капілярного зв'язку між підрахунковими об'єктами, та й самі підрахункові об'єкти є складно побудованою системою перешарування піщаних, алевритових та глинистих порід. Дрібнопористі різниці повинні утворювати лінзи з підвищеним вмістом залишкової води, крупнопористі різниці повинні розривати капілярний зв'язок між прошарками і роз'єднувати окремі капілярні системи.

Два останніх застереження ми можемо ураховувати лише якісно, кількісні розрахунки, подібні до виконаних вище, ми можемо робити поки тільки на основі відомих нам формул, що виведені з експериментів з капілярними трубками.

Окрема частина проблеми – можливість використання цієї методики у практичній лабораторній роботі. Передусім, щоб визначити висоту покладу, потрібно щоб цей поклад був – далеко не весь kern відбирається з продуктивних відкладів. Далі, потрібно мати кілька групових капіляриметрів, здібних забезпечити потрібну продуктивність. Далі, у перебігу оперативних досліджень, які виконуються на нових свердловинах і недостатньо вивчених площах, дуже часто параметри покладу і, зокрема його висота, точно не відомі. Справжній ГВК покладу часто не визначений або взятий умовно з якихось міркувань. Його можна розрахувати, але для цього потрібно знати розріз, пластові тиски, густину пластових вод та інше, що також проблематично.

До речі, стосується це не лише стадії оперативних досліджень. Щоб не бути голосливим, візьмемо звіт під назвою "Геолого - економічна оцінка запасів газу і конденсату візейських (В-21-26) та турнейських (Т-1) відкладів Березівського ГКР Харківської області" станом на 01.01.2012 р [27].

Знаходимо розділ "Газоносність та обґрунтування контурів і категорій запасів", підрозділ "характеристика покладів". З'ясуємо, що по усім 7 газовим та газоконденсатним покладам, по яких іде підрахунок, фактичний ГВК не встановлений, мова йде про нижню границю встановленої продуктивності (НГВП), розрахунок контакту графоаналітичним методом, умовний контакт по перетіканню з іншого пласта і тільки в одному випадку – про умовний контакт з урахуванням величини дренажних запасів. У такому разі, розрахунок капілярних тисків за цією методикою перетворюється в самостійну проблему, вирішення якої аж ніяк не входить в обов'язки співробітників лабораторії, які виконують визначення залишкової води. Про практичне використання методу можна казати у випадку, коли геометрія покладу вже встановлена, відомий фактичний ГВК і висота покладу приведена у складі заявки на проведення досліджень.

**Висновки:** 1) Визначення максимального тиску по висоті покладу доцільно проводити в рамках планових досліджень, які мають метою підготовку параметрів до підрахунку запасів або переінтерпретацію матеріалів геофізики до підрахунку запасів, або в будь-якому іншому випадку, коли маємо досить повну інформацію про геометрію покладу.

2) У всіх означених випадках визначення залишкової води методом напівпроникної мембрани максимальний тиск не повинний перевищувати 5,9 кгс/см<sup>2</sup>.

3) Якщо висота покладу не перевищує 37 м, ми маємо можливість обґрунтувати більш низький тиск витіснення, використовуючи розрахунки, подібні до наведених вище.

4) На стадії оперативних досліджень, внаслідок багатьох причин геологічного і організаційного характеру, оптимальною є розглянута вище методика з використанням центрифуги.

#### Список використаної літератури

1. СОУ 09.1-30019775-218:2013. Дослідження керн нафтових і газових свердловин. Порядок проведення [Текст]. – Київ: ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
2. ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. Методичні вказівки [Текст]. – Київ-Львів: 2010. – 42 с.
3. СОУ 09.1-30019775-233:2014. Визначення коефіцієнтів газонасиченості і вилучення газу на зразках порід-колекторів. Порядок проведення [Текст]. – Київ: ПАТ «Укргазвидобування», 2014. – 24 с.
4. Словарь по геологии нефти и газа [Текст] / Под ред. Черникова К.А. – Л.: Недра, 1988. – 680 с.
5. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
6. Гороян В. И. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами [Текст] / В.М. Гороян и др. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 380 с.
7. Добрынин В.М. Петрофизика [Текст]: уч-к для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
8. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. Миннефтепром СССР [Текст], 1987. – 23с.
9. Поверенний С.Ф. До питання вибору методики лабораторного визначення залишкової водонасиченості [Текст] / С.Ф. Поверенний, В.М. Бухтатий, О.В. Піддубна // Питання розвитку газової промисловості

- України. Розробка газових і газоконденсатних родовищ. Зб. наук. праць. – УкрНДІгаз. – Харків, 2021. – Вип. XLIX. – С.10-20.
10. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом [Текст] / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороксуна, Г.Г. Яценко. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, Тверьгеофизика, 2003.
  11. Зубков М.Ю. Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи. [Текст] / М.Ю. Зубков, В.В. Колпаков // Горные ведомости. – 2010 – №7 – С. 20-27.
  12. Нестеренко. М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. Монографія. [Текст] / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
  13. Мухаринская И.А. Определение остаточной воды в песчаных коллекторах продуктивной толщи Апшеронского полуострова [Текст] / И.А. Мухаринская. – Азерб. нефтяное хозяйство, 1955. – №8.
  14. Лукин А.Е. Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал, №1. – Т. 33. – 2011. – С. 3-27.
  15. ГСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 15 с.
  16. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта [Текст] / Дж.Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
  17. Орлов. Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа [Текст] / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
  18. Леворсен А. Геология нефти и газа. [Текст] / Арвилл Леворсен. – Изд-во «Мир», Серия «науки о земле». – Т. 22. – 638 с.
  19. Геолого-економічна оцінка Ульянівського родовища вуглеводнів Дніпропетровської області України. Книга 3. [Текст]. НАК Нафтогаз України, ДК «Укргазвидобування», Флія «Укрбургаз». – Красноград, 2007.
  20. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
  21. Фик І.М. Шебелинське газоконденсатне родовище. Відновлення запасів чи обводнення? [Текст] / І.М. Фик, М.І. Фик, І.М. Фик // Нафтогазова галузь України, 2018. – №6. – С 3-9.
  22. Застежко Ю.С. Гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристики Шебелинского газового месторождения [Текст] / Ю.С. Застежко, А.С. Тердовидов, В.А. Терещенко // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. – Киев, 1963. – С. 68-81.
  23. Поверенный С.Ф. Метод полупроницаемой мембраны в режиме дренирование – пропитка при исследовании нефтегазовых коллекторов [Текст] / С.Ф. Поверенный, И.М. Фык, Е.П. Варавина, Е.А. Яцкевич // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: хімія, хімічні технології та екологія, №2(4). – 2020. – С. 80-85.
  24. Клебанович Н.В. Гидрофизика почв [Текст] / Н.В. Клебанович. – Минск: БГУ, 2016. – 41 с.
  25. Роде А.А. Избранные труды. Т. 3. Основы учения о почвенной влаге [Текст] / А.А. Роде. – М.: Почвенный ин-т им. В. В. Докучаева Россельхозакадемии, 2008. – 664 с.
  26. Геолого-геологічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (Р1-С33) Кобзівського ГКР, Кн. 3 [Текст]. Наряд-заказ №100 ШГВ 2010-2010, тема 52.413/2006-2011. – Харків, 2011.
  27. Геолого-геологічна оцінка Скворцівського нафтогазоконденсатного родовища. – Том 1 [Текст]. Наряд-замовлення №100 ХГВ/2008-2008 (тема № 52.203/2007-2008). – Харків, 2008.
  28. Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату візейських (В-21-26) та турнейських (Т-1) відкладів Березівського ГКР Харківської області (станом на 01.01.2012 р.) [Текст] (договір № 1457/11 від 14.11.2011 р.), (договір № 31/12 від 02.07.2012 р.). Н. Овчаренко та ін. – ТОВ «Геосфера». – Полтава, 2012.

**Внесок авторів:** Поверенний С.Ф. – аналіз літературних і фактичних даних, постановка проблеми, концепція роботи, методологія, складання таблиць і побудова графіків, написання тексту; Піддубна О.В. і Чуєнко О.В. – виконання аналізів, розрахунки, підготовка даних, написання тексту; Лур'є А.Й. – аналіз, оцінка і обговорення вихідних матеріалів і отриманих результатів, написання тексту

## Special considerations of determining the gas saturation factor of reservoir rocks of Dnieper-Donets depression gas fields on the basis of petrophysical studies

*Sergey Poverenniy*<sup>1</sup>,

Senior Researcher, <sup>1</sup>Ukrainian Scientific Research Institute for Natural Gases,  
20 Gimnaziyna naberejna, Kharkiv, 61010, Ukraine;

*Anatoliy Lurye*<sup>2</sup>,

Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), Professor,

<sup>2</sup>V. N. Karazin Kharkiv National University, 4 Svobody Sq., Kharkiv, 61022, Ukraine;

*Oleksandr Chuienko*<sup>2</sup>,

Head of laboratory for the study of rocks, minerals and fossil organisms;

*Olena Piddubna*<sup>1</sup>,

Junior Researcher

### ABSTRACT

**Introduction.** The gas saturation coefficient is one of the most important parameters for calculating gas reserves. The parameter can be determined by laboratory petrophysical methods applying the residual water saturation coefficient. The latter, in turn, is determined by direct or indirect methods. The direct method is used extremely rarely, while indirect methods are very common - primarily the methods of a semipermeable membrane and centrifugation. The first method is considered the most reliable.

**Formulation of the problem.** When applying the semi-permeable membrane method, the issue of setting the maximum displacement pressure is the key factor that determines the result, as it determines the value of the residual water saturation, and, consequently, the value of the gas saturation coefficient of the reservoir. There are numerous cases when the results of laboratory studies of residual water, and hence the gas saturation coefficient, are clearly discordant with the whole set of geophysical and geological data. This problem is possibly caused by the wrong choice of the laboratory research modes, and specifically, the maximum pressure that is created in the course of the experiment.

**The research objective** is to analyze the ways of setting the maximum water displacement pressures during the experiment in terms of the most reasonable, basic method of a semipermeable membrane; to evaluate their applicability taking into account the best practices and propose their optimal combination for practical work.

**Previous research.** The paper considers various approaches to setting the maximum pressure, including an attempt to model the process of deposit formation, achieving irreducible water saturation, an express method using a centrifuge, determining water-holding capacity, limiting pressures by the size of filter pores, and calculating pressures on the basis of the deposit height.

**Main material.** Two approaches have been distinguished from the considered ones: calculation of the maximum pressure on the basis of the deposit height and calculation on the basis of the maximum pore radius, at which a meniscus can be formed. It is shown that it is rational to combine these two approaches into one, which will allow obtaining more reliable values of the residual water saturation, and hence the gas saturation coefficient. The ultimate maximum displacement pressure for the semi-permeable membrane method, which should be created during the experiment, has been determined. The limiting height of the deposit has also been determined. Any calculation above this parameter does not make sense. The discrepancies between theoretical calculations and actually observed heights of capillary rise and the influence of the layered structure of the reservoir have also been considered. The area of possible practical application of the method has been determined. It is noted that extensive knowledge of the reservoir geometry is crucial for the practical application of the method. Besides, the data on the deposit height should be included in the research proposal.

**Practical value.** The application of the method of calculating the maximum displacement pressure on the basis of the deposit height, taking into account the restrictions on the maximum pore diameters, at which a meniscus can be formed, will certainly increase the reliability of gas reserves calculations in the gas fields of Ukraine.

**Keywords:** residual water, gas saturation coefficient, petrophysical studies of core, laboratory research of core, semi-permeable membrane, capillarimeter.

### References

1. SOU 09.1-30019775-218:2013 (2013). *Doslidzhennia kerna naftovykh i hazovykh sverdlodyn. (Investigation of the core of oil and gas wells) Poriadok provedennia.* Kyiv: PAT «Ukrhazvydobuvannia». [in Ukrainian]
2. HSTU 41-00032626-00-025-2000 (2010). *Koefitsient zalyshkovoho vodonasychennia hirskykh porid (Residual water saturation coefficient of rocks. Methods of performing measurements by centrifugation of samples). Metodyka vykonannia vymiriuvan metodom tsenryfuhuvannia zrazkiv. Metodychni vказivky.* Kyiv-Lviv. [in Ukrainian]
3. SOU 09.1-30019775-233.2014 (2014). *Vyznachennia koefitsientiv hazonasychenosti i vyluchennia hazu na zrazkakh porid-kolektoriv (Determination of gas saturation coefficients and gas extraction on samples of reservoir rocks). Poriadok provedennia.* Kyiv: PAT «Ukrhazvydobuvannia». [in Ukrainian]
4. *Slovar po heolohyy nefty y haza (Dictionary of oil and gas geology)*, (1988). Pod red. Chernykova K.A., L., Nedra. [in Russian]
5. Hanin A.A. (1969). *Porody-kollektory nefti i gaza i ih izuchenie (Oil and gas reservoir rocks and their study)*, M., Nedra, 368. [in Russian]

6. Horoian V. Y. (1978). *Metodycheskye rekomendatsyy po yssledovaniyu porod-kollektorov nefty y haza fizycheskymy y petrografycheskymy metodamy (Guidelines for the study of oil and gas reservoir rocks by physical and petrographic methods)*. M., VNYHNY, 380. [in Russian]
7. Dobrynin V.M., Vendelshtejn, D.A. Kozhevnikov. (1991). *Petrofizika (Petrophysics)*. Uch-k dlya vuzov M., Nedra, 368. [in Russian]
8. OST 39-204-86 (1987). *Neft. Metod laboratornogo opredeleniya ostatochnoy vodonasysyennosti kollektorov nefti i gaza po zavisimosti nasyshennosti ot kapillyarnogo davleniya (Oil. Method for laboratory determination of residual water saturation of oil and gas reservoirs by dependence of saturation on capillary pressure)* Minnefteprom SSSR, 23. [in Russian]
9. Poveriennyi S.F., Bukhtatyi V.M., Piddubna O.V. (2021). *Do pytannia vyboru metodyky laboratornogo vyznachennia zalyshkovoї vodonasychenosti (Prior to feeding the choice of methods for laboratory determination of excess water content)*. Pytannia rozvytku hazovoї promyslovosti Ukrainy. Rozrobka hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch. Zb. nauk. prats UkrNDIhaz, Kharkiv, XLIX, 10-20. [in Ukrainian]
10. *Metodicheskie rekomendacii po podschyotu geologicheskikh zasobov nefti i gaza obyomnym metodom. (2003). (Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method)*. Pod red. V.I. Petersile, V.I. Poroskuna, G.G. Yacenko. Moskva-Tver., VNIGNI, Tvergeofizika. [in Russian]
11. Zubkov M.Yu., Kolpakov V.V. (2010). *Ostatochnaya vodonasysyennost i kapillyarnoe davlenie v uglevodorodnoj zalezhi (Residual water saturation and capillary pressure in a hydrocarbon reservoir)*, Gornye vedomosti, 7, 20-27. [in Russian]
12. Nesterenko. M.Iu. (2010). *Petrofizychni osnovy obruntuvannia fluidonasychennia porid-kolektoriv (Petrophysical bases of substantiation of fluid saturation of reservoir rocks)*. Monohrafiia. K., UkrDHRI, 224. [in Ukrainian]
13. Muharinskaya I.A. (1955). *Opredelenie ostatochnoy vody v peschanykh kollektorah produktivnoy tolshei Apsheron'skogo poluostrova (Determination of residual water in sandy reservoirs of the productive strata of the Apsheron Peninsula)*. Azerb. Neftyanoe hozyajstvo, 8. [in Russian]
14. Lukin A.E., Shukin N.V., Lukina O.I., Prigarina T.M. (2011). *Neftegazonosnye kollektory glubokozalegayushih nizhekamennougolnykh kompleksov centralnoj chasti Dneprovsko-Donckoj vpadiny (Oil and gas reservoirs of deep-seated Lower Carboniferous complexes in the central part of the Dnieper-Donetsk depression)*. Geofizicheskij zhurnal 1, 33, 3-27. [in Russian]
15. HSTU 41-32-2002 (2002). *Vyznachennia zmochuvanosti porid-kolektoriv metodom tsenstryfuhuvannia zrazkiv (Determination of wettability of reservoir rocks by centrifugation of samples)*. K., Minekoresursiv Ukrainy, 15. [in Ukrainian]
16. Amiks Dzh, Bass D., Uajting R. (1962). *Fizika neftyanogo plasta (Reservoir Physics)* Gostoptehizdat, 572. [in Russian]
17. Orlov. L.I., Karpov E.I., Toporkov V.G. (1987). *Petrofizicheskie issledovaniya kollektorov nefti i gaza (Petrophysical studies of oil and gas reservoirs)*. M.: Nedra, 216. [in Russian]
18. Levorsen A. (1970). *Geologiya nefti i gaza (Geology of oil and gas)*. Izd-vo «Mir», Seriya «nauki o zemle», 22, 638. [in Russian]
19. «Heoloho-ekonomichna otsinka Ulianivskoho rodovyshcha vuhlevodniv Dnipropetrovskoi oblasti Ukrainy» (Geological and economic assessment of the Ulyanovsk hydrocarbon deposit in the Dnipropetrovsk region of Ukraine) (2007). Knyha 3. NAK Naftohaz Ukrainy, DK «Ukrhazvydobuvannia», Filiia Ukrburhaz», Krasnohrad.
20. Gimatudinov Sh.K. (1971). *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta (Physics of the oil and gas reservoir)*. M.: Nedra, 312. [in Russian]
21. Fyk I.M., Fyk M.I., Fyk I.M. (2018). *Shebelynske hazokondensatne rodovyshche. Vidnovlennia zapasiv chy obvodnennia? (Shebelinske gas condensate field. Stock recovery or flooding?)* Naftohazova haluz Ukrainy, 6, 3-9. [in Ukrainian]
22. Zastezhko Yu.S., Terdovidov A.S., Tereshenko V.A. (1963). *Gidrogeologicheskaya i gidrogeohimicheskaya harakteristiki Shebelinskogo gazovogo mestorozhdeniya (Hydrogeological and hydrogeochemical characteristics of the Shebelinsky gas field)*. Voprosy razvitiya gazovoj promyshlennosti Ukrainskoj SSR, Kiev, 68-81 [in Russian]
23. Poverennyj S.F., Fyk I.M., Varavina E.P., Yackevich E.A. (2020). *Metod polupronicaemoj membrany v rezhime drenirovaniya - impregnacii pri issledovanii neftegazovykh kollektorov (Method of a semi-permeable membrane in the mode of drainage - impregnation in the study of oil and gas reservoirs)*. Visnik Nacionalnogo tehničnogo universitetu «HPI». Seriya: himiya, himichni tehnologii ta ekologiya», 2(4), 80-85. [in Russian]
24. Klebanovich N.V. (2016). *Gidrofizika pochv (Soil hydrophysics)*. Minsk: BGU, 41. [in Russian]
25. Rode A.A. (2008). *Izbrannye trudy. T. 3. Osnovy ucheniya o pochvennoj vlage (Fundamentals of the doctrine of soil moisture)*. M.: Pochvennyj in-t im. V. V. Dokuchaeva Rosselhozakademii, 664. [in Russian]
26. *Heoloho-heolohichna otsinka nyzhnopermsko-verkhnokamianovuhilnykh vidkladiv (R1-S33) Kobzivskoho HKR (Geological and geological assessment of Lower Permian-Upper coal deposits (P1-C33) of the Kobziv GCR)*, (2011). Kn. 3, tema 52.413/2006-2011, Kharkiv. [in Ukrainian]
27. «Heoloho-heolohichna otsinka Skvortsivskoho naftohazokondensatnogo rodovyshcha» (Geological and geological assessment of the Skvortsy oil and gas condensate field), (2008), Tom 1, tema № 52.203/2007-2008, Kharkiv. [in Ukrainian]
28. «Heoloho-ekonomichna otsinka zapasiv hazu i kondensatu vizeiskyykh (V-21-26) ta turneiskyykh (T-1) vidkladiv Berezivskoho HKR Kharkivskoi oblasti» (stanom na 01.01.2012 r.), (Geological and economic assessment of gas and condensate reserves of Viseu (B-21-26) and Tournai (T-1) deposits of Berezivka GKR of Kharkiv region), (2012). (dohovir № 31/12 vid 02.07.2012), N. Ovcharenko ta in. TOV «Heosfera», Poltava. [in Ukrainian]

**Authors Contribution:** Poveriennyi S.F. – literature and factual data analysis, problem statement, work concept, methodology, tables and graphs, text writing; Piddubna O.V. and Chuienko O.V. – analyses, calculations, data preparation, text writing; Lurye A.Y. - analysis, assessment and discussion of source materials and obtained results, text writing

Received 2 April 2022

Accepted 23 May 2022