

ДО ПИТАННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ СЛАБОЦЕМЕНТОВАНИХ І СИПКИХ ПОРІД

У зв'язку з тим, що останнім часом збільшено обсяги буріння на неглибокі горизонти мезозою, у керні частіше відбирають породи-колектори, представлені слабозцементованими і рихлими пісками і пісковиками. Слабка консолідація порід вельми ускладнює їх дослідження по причині неможливості застосування стандартних, зазвичай вживаних методик. Внаслідок цього загострився інтерес до методичної частини визначення колекторських властивостей таких порід. У цій роботі розглянуто методи визначення пористості, що застосовуються в інженерній геології та метод визначення загальної пористості сипких порід з використанням формули Ремньова і попереднього ущільнення сипких зразків під тиском, аналогічним ефективному на глибині відбору зразка. Розроблено пристосування для попереднього ущільнення і спосіб його застосування. Розглянуто питання про методику визначення значення ефективного тиску при ущільненні. На зразках різних родовищ виконана перевірка методик, зроблені висновки про можливість їх застосування в межах комплексу оперативних досліджень, найбільш відповідна методика рекомендована до впровадження в лабораторну практику.

Ключові слова: дослідження керну, слабозцементовані породи, сипкі породи, дослідження сипких порід, методика визначення пористості, пористість сипких порід, модель сипкої породи.

С. Ф. Поверенний, А. Й. Лур'є, О. В. Піддубна. К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫХ И СЫПУЧИХ ПОРОД. В связи с увеличившимся в последнее время объемом бурения на неглубоко залегающие горизонты мезозоя, в керне чаще стали отбирать породы-коллекторы, представленные слабозцементированными и рыхлыми песками и песчаниками. Слабая консолидация пород сильно затрудняет их исследование в виду невозможности применения стандартных, обычно употребляемых методик. Вследствие этого обострился интерес к методической части определения коллекторских свойств таких пород. В данной работе рассмотрены методики определения пористости, применяемые в инженерной геологии и методика определения общей пористости сыпучих пород с использованием формулы Ремнёва при предварительном уплотнении сыпучих образцов под давлением, аналогичным эффективному давлению на глубине отбора образца. Разработано приспособление для предварительного уплотнения и способ его применения. Рассмотрен вопрос о методике определения значения эффективного давления при уплотнении. На образцах различных месторождений выполнена проверка методик, сделаны выводы о возможности их применения в рамках комплекса оперативных исследований, наиболее подходящая методика рекомендована к внедрению в лабораторную практику.

Ключевые слова: исследования керна, слабозцементированные породы, сыпучие породы, исследование сыпучих пород, методика определения пористости, пористость сыпучих пород, модель сыпучей породы.

Постановка проблеми. Останнім часом, у зв'язку з постановкою буріння на відклади нижнього мезозою (Шебелинське родовище, Бригадирівська площа) збільшено відбір керну з відносно неглибоких (перші сотні метрів) горизонтів, де він представлений слабозцементованими і сипкими породами. У багатьох випадках одержати інформацію про їх колекторські властивості неможливо, оскільки вони руйнуються в процесі буріння і виносяться на поверхню у вигляді піску та шламу. Якщо міцність цементації дозволяє підняти на поверхню консолідований керн, його руйнування часто відбувається під час виготовлення з нього циліндрів та насичення пластовою водою чи газом. Слабозцементовані, сипкі породи зустрічаються і на більших глибинах у відкладах різного віку, наприклад візейські відклади Ливенського родовища на глибині 1445-1453 м, відклади C_3^3 Більського родовища на глибині 2407-2414 м та інші. Окремим питанням є методично близьке питання дослідження колекторських властивостей по шламу. Звичайні методики визначення колекторських властивостей (пористість, проникність) залежно від ступеню сипкості порід або зовсім не придатні, або дають викривлені результати.

Мета цієї роботи полягала у виборі найбільш підходящого для порід продуктивних товщ ДДз методу визначення пористості слабозцементованих і сипких порід і його освоєння.

Аналіз літературних джерел виявив, що методи, розроблені для роботи з сипкими породами, існують, але вони потребують попереднього формування моделі зразка у спеціальних пристосуваннях, у тому числі і під тиском, еквівалентним гірському. Насамперед, нас цікавило питання визначення пористості. З інженерної геології, яка часто має справу з сипкими породами, починаючи з [1] простежується два основних різновиди методів визначення пористості: «сухий» метод розрахунку по об'ємній і мінералогічній щільності з використанням відформованої моделі [2,3,4,5], і метод насичення рідиною [6,7,8,9], знову ж таки, заздалегідь відформованої моделі. При формуванні моделі в обох випадках можна ущільнювати породу або на око вручну [1,5], або з однаковою для усіх зразків зусиллям за допомогою гідравлічного пресу чи інших пристосувань, або спробувати відтворити ефективний тиск на глибині відбору конкретного зразка [2,6,7,8,10]. У третьому випадку є деяка основа для того, щоб казати про визначення пористості в пластових умовах. Основа ця досить спірна, оскільки ефек-

тивний тиск ми створюємо в умовах одновісного, а не всебічного стискання, нехтуємо процесами аутигенного мінералоутворення, ніяк не враховується чинник геологічного часу. Треба відмітити, що усі згадані методи призначалися для роботи з сипкими породами, тобто з пісками. Для сипких глинизованих порід методи лабораторного визначення пористості в інженерній геології відсутні, що підтверджує і робота [9].

Виклад основного матеріалу. В якості еталонного методу був прийнятий найбільш розповсюджений в лабораторній практиці метод насичення рідиною за [11], який сам по собі на сипких породах може дати велику похибку. Таким чином, ми не стільки намагалися визначити істинне значення пористості, скільки намагалися оцінити збіжність з результатами стандартного методу насичення в атмосферних умовах і можливість використання там, де метод насичення не застосовний.

Робота виконана на зразках свердловин №№ 900, 901 (J, T_{1sr}, T_{1dr}) Шебелинського, № 16 Кузьмичівського (C_{2b}), № 22 Ливенського (C_{1v1}), № 403 Більського (C₃³), № 26 Євгенівського (C_{2m}), № 31 Улянівського (C_{2b}) родовищ та свердловин №№ 10,12 (J_{3km}, T_{1dr}) Бригадирівської та № 663 Молодовської площ (C_{2m}). Вік відкладів від J до C_{1v1}, глибини відбору – від 330 до 2414 м, карбонатність зразків – від 0 до 6,5%, проникність – (де визначається) – від 6,0 до 16250×10⁻¹⁵ м², пористість – від 13,5 до 40%, об'ємна щільність – від 1,59 до 2,24 г/см³, питома мінералогічна щільність – від 2,56 до 2,78 г/см³.

При виконанні роботи для розрахунку абсолютних (з урахуванням Δ_{абс} та без урахування |Δ_{абс}| знаку) та відносних (Δ_{від}) розбіжностей між результатами різних методів використана методика, рекомендована [12, 13] для розрахунку похибок при здійсненні лабораторного контролю. Розрахунок виконувався за формулами:

$$\Delta_{абс} = x_1 - x_2; |\Delta_{абс}| = |x_1 - x_2|; \Delta_{від} = 2|x_1 - x_2| \times 100 / x_1 + x_2$$

де x₁ – результат стандартного методу, x₂ – результат випробуваного методу.

Методи насичення водою в редакціях [1,5,14,15] розглядалися першими. Пробували два варіанти методу: із заповненням склянки з сипкою породою за допомогою бюретки знизу [1] і за допомогою бюретки згори [5,15]. Обидва випадки пробували з різним ущільненням: з вільним трамбуванням і без нього. Відразу з'ясувалося, що метод в обох модифікаціях придатний для чистих, неглинистих пісків. Проблема полягала в тому, що практично усі відібрані зразки були різною мірою глинистими. При спробі насичення водою такого зразка знизу мали місце ефекти набухання, спливання, неможливість точно визна-

чити момент повного насичення, та інші незручності. При спробі насичення водою згори, до цього додавалося налипання породи на бюретку і похибка, пов'язана з урахуванням цієї налиплої породи. Трохи краще справи йшли при насиченні гасом і ймовірно, що тут ще є невикористані можливості на майбутнє. Проте, в результаті пробних визначень був зроблений висновок, що метод насичення рідиною працює на чистих пісках, але слабо придатний для пісків глинистих.

Після відбракування методу насичення випробовувався метод «наливання» [1], з групи «сухих», заснованих на розрахунку по об'ємній і мінералогічній щільності [1,2,3,4,5,14,15,16]. Метод, короткий опис якого наведено нижче, притягав своєю простотою і технічно був зручніший на глинистих пісках.

У циліндричну ємність насипають сухий пісок шаром в 1-2 см і ущільнюють постукуванням по боковим стінкам та трамбуванням дерев'яним товкачиком. Процес повторюють, поки ємність не буде завантажена повністю. Надлишок піску зрізається лінійкою. Об'єм піску має строго дорівнювати об'єму ємності, який або розраховується за результатами вимірів, або – прийнятніше – наливанням з бюретки. Зважуючи ємність спочатку без піску, потім з піском, шляхом віднімання першого з другого, отримуємо вагу піску. Об'єм піску дорівнює об'єму ємності. Розділивши перше на друге, отримуємо об'ємну вагу піску.

Для розрахунку пористості потрібно визначити мінералогічну щільність, тобто питому вагу зерен пікнометричним методом. Визначення істинної мінералогічної щільності (ІМЩ) пікнометричним методом досить трудомісткий процес і для розрахунку можна застосувати позірну мінералогічну щільність (ПМЩ), що розраховується при стандартному визначенні пористості методом насичення. Як впливає з роботи [17], зазвичай (у 94% випадків) ПМЩ дещо нижче ІМЩ, середнє відносне відхилення для піщаних порід склало 1,0 % по 116 зразках, варіюючи від - 3 до +3%. В абсолютних значеннях це означає, що ПМЩ зазвичай нижче ІМЩ на 0,02 г/см³. Пояснювалося це існуванням закритої пористості. Закрита пористість для сипких порід маловірогідна і для них можна прийняти ІМЩ = ПМЩ. Однак, використання ПМЩ можливо лише тоді, коли є можливість виконати визначення пористості стандартним методом. Тому замість мінералогічної щільності конкретної породи використовується щільність найбільш поширеного компонента [16] - кварцу - що має щільність 2,65 г/см³.

Пористість у відсотках розраховується по формулі:

$$m = \left(\frac{2.65 - \delta}{2.65} \right) \times 100$$

де δ - визначена набиванням об'ємна щільність. Наведена в [16] формула є видозміненим записом добре відомої формули для розрахунку пористості [5,18]:

$$m = \left(1 - \frac{\delta_{об}}{\delta_{мин}}\right)$$

Методом набивання отримані результати по 21 зразку стандартна пористість яких складає від 21,0 до 40,0 %. Зіставлення результатів методу набивання зі стандартним методом показало їх погану збіжність, результати значно відхилялися у більшу сторону, змінюючись від 34,3 до 51,5 % (розбіжності у табл. 1 ліворуч).

Таблиця 1

Зіставлення результатів методу «набивання» з результатами стандартного методу

Варіант методу	Розбіжність результатів					
	Без коефіцієнта			З поправочним коефіцієнтом		
	Δ абс	$ \Delta$ абс	Δ від	Δ абс	$ \Delta$ абс	Δ від
«набивання»	$\frac{(-25,9)-(-2,9)*}{-12,6}$	$\frac{2,9-25,9}{12,6}$	$\frac{8,8-76,3}{34,1}$	$\frac{(-12,3)-7}{0}$	$\frac{0,2-12,3}{3,0}$	$\frac{0,8-45,3}{10,2}$

*Примітка: у чисельнику значення від-до, у знаменнику – середнє значення розбіжності.

Положення дещо виправлялося введенням поправочних коефіцієнтів, подібних використаним у роботі [9]. Після введення коефіцієнтів середня абсолютна розбіжність складала усього 3,0 % (відносна 10,2 %), проте мали місце досить значні максимальні відхилення – до 12,3% абсолютних, 45,3 % відносних (табл. 1 праворуч).

Всупереч даних [9] в ході досліджень не відзначено залежності ступеню ущільнення від глинистості зразка. Можливо вплинуло те, що глинистість визначалася доволі орієнтовним польо-

вим методом Рутковського [14,15] по набуханню. На рис. 1 наведений зв'язок між глинистістю і значеннями розбіжностей визначень пористості стандартним методом і методом набивання (ряд 1) та між глинистістю і коефіцієнтом ущільнення, що визначається як відношення результату стандартного методу к результату методу набивання (ряд 2). Значення останнього використані без поправочного коефіцієнту. Як свідчить рис.1 і значення розбіжностей, і коефіцієнт ущільнення слабо залежать від глинистості.

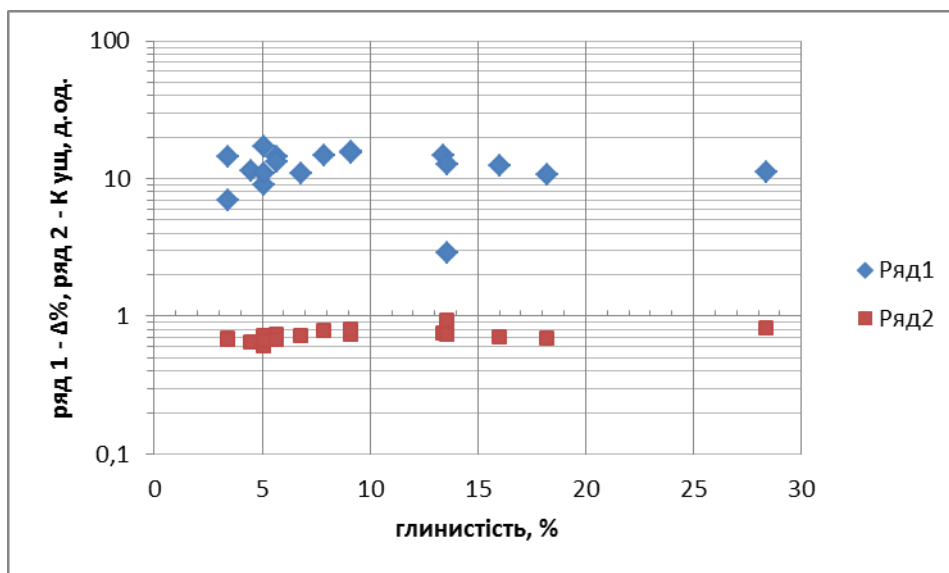


Рис. 1. Залежність від глинистості значень розбіжностей визначення пористості стандартним методом і методом набивання (ряд 1) та значень коефіцієнту ущільнення (ряд 2)

За результатами визначень цим методом був зроблений попередній висновок, що метод набивання може застосовуватися для оцінних експресних визначень, у разі попереднього визначення поправочного коефіцієнту на досить значній кількості зразків.

За даними [2,10] найбільш точним є спосіб, запропонований Б.Ф. Ремньовим [3]. Передбачалося, що отримана ним формула дає можливість визначати пористість сипких порід з абсолютною похибкою не більше 3-4 %.

Б. Ф. Ремньов вирахував відношення пористості m_1 незруйнованої породи до пористості m_2 породи після руйнування (сипкого піску), а потім, розглядаючи відношення m_1/m_2 як функцію пористості m_1 незруйнованої породи, знайшов, що

$$m_1 = \frac{0,42 \times m_2}{1 - 1,22 \times m_2} \quad (1)$$

Оскільки піски, дані для яких були використані при складанні емпіричного рівняння (1), мали найрізноманітніший гранулометричний склад, допускалося що це рівняння справедливе для усіх сипких нафтовмісних і газовмісних кварцових пісків. Цей метод був попередньо оцінений як самий перспективний і йому було приділено найбільше уваги.

Згадка формули Ремньова зустрічається в літературі досить часто, причому в різних редакціях. Наприклад, за даними [2] формула виглядає так, як вона написана вище, а за даними [10]:

$$m_1 = \frac{0,42 \times m_2}{1 - 0,22 \times m_2}$$

Різниця полягає в одному з коефіцієнтів знаменника (1,22 або 0,22).

Згадуючи формулу Ремньова, зазвичай умовчують про те, яким методом отримують початкову пористість непорушеної і порушеної породи. Виключенням є робота [2]. Незрозуміло також, формула повинна привести до пористості в атмосферних або в пластових умовах. Природно було спробувати знайти першоджерело [3] чи хоча би роботу [4], що наслідує принципи першоджерела. На жаль, після довгих пошуків, роботу [4] знайти не вдалося, а посилання на роботу [3] виявилось помилковим. По цьому посиланню дійсно знаходиться стаття Б. Ремньова «Расчёты по номограммам при исследовании кернов», проте присвячена вона номограммам при визначенні крайового кута змочування і номограммам для визначення карбонатності. Ні шукана формула, ні пористість взагалі там не згадуються. Таким чином, орієнтуватися можна було тільки на [2], де методика описана якнайповніше.

Згідно [2], користуючись формулою (1), пористість сипких, зруйнованих порід визначають таким чином. Досліджуваний зразок піску, висушений при 105-107°C, зважують у склянці і частково засипають в ступку Абіха (діаметром 17 мм) нижче за плічки. Залишок піску в склянці зважують. Віднімаючи з маси всього піску масу залишку, визначають масу піску в ступці. Зі вставленим в ступку товкачиком, пісок піддають стискуванню гідравлічним пресом. Необхідний тиск обчислюють з урахуванням глибини залягання пласта, причому щільність перекриваючих порід приймають рівною 2 г/см³. Під тиском пісок витримують 20-25 ч. Після закінчення цього часу за

допомогою штангенциркуля вимірюють висоту ступки з товкачиком і ущільненим піском. Висоту піску в ступці визначають, віднімаючи з отриманої висоти відому заздалегідь висоту ступки з товкачиком. Коефіцієнт пористості стислого піску m_2 визначається по формулі

$$m_2 = \left(1 - \frac{P}{h \times f \times \rho_{\mu}}\right) - 0,005 \quad (2)$$

де P — маса піску в ступці, г; h — висота стовпчика піску в ступці, см; f — площа внутрішнього поперечного перерізу ступки, см²; ρ_{μ} — щільність мінеральних часток піску, визначувана пікнометричним методом; 0,005 — середня поправка на реактивну пружність піску.

Щоб розкрити сенс формули (2) розглянемо дробовий вираз у дужках. Твір висоти стовпчика на площу поперечного перерізу дає нам об'єм піску. Частка від поділу ваги піску на його об'єм дасть нам об'ємну вагу піску. Отримавши відношення об'ємної ваги ρ_0 до мінералогічної щільності ρ_{μ} ми надійдемо до відомої [18] формули визначення абсолютної пористості, до якої додається емпірична поправка на пружність піску.

$$m_2 = \left(1 - \frac{P}{v \times \rho_{\mu}}\right) - 0,005 = \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho_{\mu}}\right) - 0,005$$

Отримавши таким чином значення m_2 , тобто пористість стисненого піску у ступці, визначають пористість пласта по формулі (1).

Пізніше, для визначення пористості незцементованих порід, інші дослідники [4] розробили прилад, що давав можливість відтворювати гірський тиск від 1 до 1200 кгс/см², температуру від 20 до 100°C. Для виміру висоти досліджуваного зразка породи при різних тисках на приладі були змонтовані лінійка з покажчиком і індикатор усадки породи. Перевага цього приладу в порівнянні зі ступкою Абіха полягає в тому, що на ньому можна визначати одночасно газо- і водопроникність досліджуваного зразка, що важливо для вивчення різних залежностей, пов'язаних з пористістю і проникністю. Заявлена похибка визначень на вказаному приладі не перевищує 0,5-1 %. Тривалість стискування породи при кожному новому тиску приймалася авторами рівної 60 хв. Гірський тиск в приладі відтворюється гідравлічним і гвинтовим пресами, температура пласта — термостатом. Температура вимірюється електротермісторами типу ТММ-1 або лабораторними термодарами. Як і в методі із ступкою Абіха, пористість стислого піску підраховується по формулі (2), а пористість незруйнованої породи в природних умовах — по формулі (1).

Принципово прилад подібний до установки Львівського комплексного науково-дослідного центру УкрНДІгазу, працівники якого останнім часом багато займалися питаннями досліджень колекторських властивостей слабозцементованих

і сипких порід [6,7,8]. В процесі робіт ними була розроблена спеціальна установка і методичне забезпечення для визначення комплексу петрофізичних властивостей слабозцементованих, розсипчастих і сипких порід. Наскільки можна судити за схемою, що наведена у роботі [6], в основі розробленої установки лежить кернотримач і інші блоки загально відомої установки УДПК-1М. Втім, фторопластова втулка у корпусі кернотримача навряд чи дозволяє утворення бокового тиску на зразок і визначення скоріш від усього виконується в умовах одноосового стиснення, а не трьохосового, як у базовому приладі. Виміри змін довжини зразка і вихідні з цього виміри модуля Юнга виконуються за допомогою механічних індикаторів, кількість і підключення яких з наведеної схеми не зрозумілі. Як показав наш досвід, необхідно підключення двох паралельно працюючих індикаторів з двох сторін зразка та суттєва переробка кернотримача УДПК для зме-

нення люфтів в його вузлах і отримання більш-менш достовірної інформації. В усякому разі, вищезгадані роботи вельми цікаві і представляють собою певну ступінь в організації досліджень кернового матеріалу.

Авторів даної роботи цікавили більш прості варіанти досліджень, які можна було б застосувати у межах оперативного комплексу досліджень в будь-якій виробничій лабораторії. Основною колекторською властивістю порід є пористість, на визначенні якої ми і зосередилися.

Повернемося до формули Б. Ремньова. Для перевірки можливості використання вищезгаданої методики досліджень необхідним є використання ступки Абіха і гідравлічного пресу. Замість ступки авторами було розроблено спеціальне пристосування, яке являє собою модифіковану ступку Абіха, пристосовану для роботи у складі кернотримача і гідросистеми УДПК (рис. 2, 3).

Основною частиною пристосування є верти-



Рис. 2. Пристосування в розібраному вигляді

кальний товстостінний металевий циліндр, нижній кінець якого закритий підставою, що знімається. Після засипання породи, у верхній отвір циліндру встановлюється товкач, через який плунжер преса УДПК ущільнює сипку породу.

Після ущільнення, як і вказано вище, за допомогою штангенциркуля вимірюється висота стовпчика породи у циліндрі і, з урахуванням відомої площі перетину, розраховується її об'єм, по якому знаходиться пористість. Пристосування розраховане на тиски до 300 кгс/см^2 , що приблизно відповідає глибинам біля 3 км, оскільки на більших глибинах поява сипких зразків малоімовірна.

Зразки, пористість яких попередньо була визначена насиченням рідиною, руйнувалися до стану сипкого піску і ущільнювалися в пристосу-

ванні згідно з наведеною вище методикою, та з наступним розрахунком пористості за формулою Б. Ремньова. Щільність перекриваючих порід була прийнята рівною $2,0 \text{ г/см}^3$. Розрахунок ефективного тиску виконувався за формулою

$$P_3 = P_d - P_r, \quad (3)$$

де P_3 – ефективний тиск, прикладений до зразка, кгс/см^2 , P_d – літостатичний тиск на глибині відбору зразка, кгс/см^2 , P_r – умовний гідростатичний тиск на глибині відбору зразка, кгс/см^2 .

Типовий процес ущільнення моделі зразка у пристосуванні з підвищенням ефективного тиску ілюструється рис. 4 та рис. 5. У загальних рисах перебіг процесу подібний до деформації під зростаючим ефективним тиском непорушеного зразка і також апроксимується логарифмічною залежністю.



Рис. 3. Пристосування у робочому стані

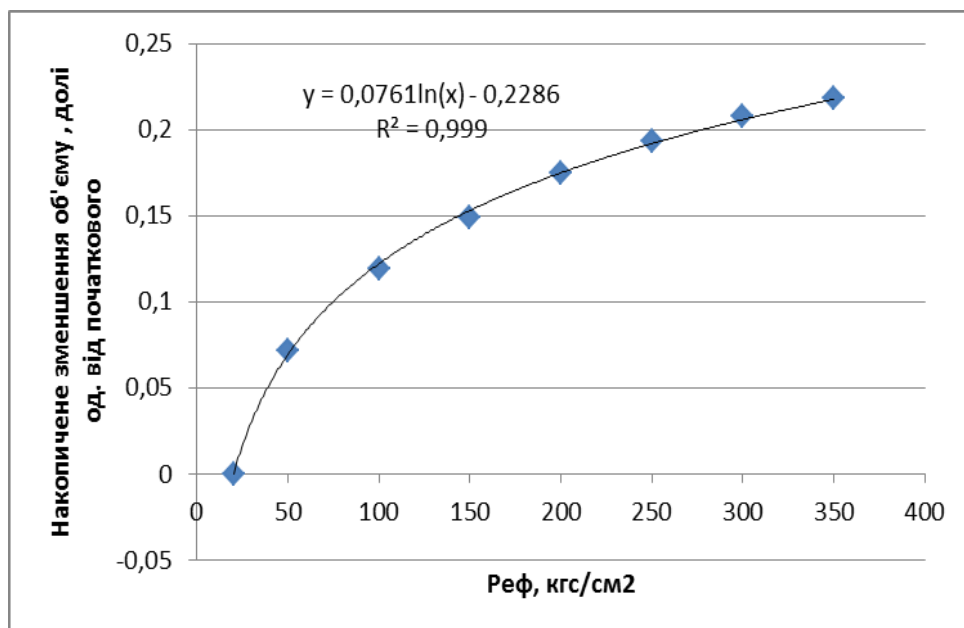


Рис. 4. Графік зниження об'єму моделі зразка з наростанням ефективного тиску для зразка 49341(Ш-900)

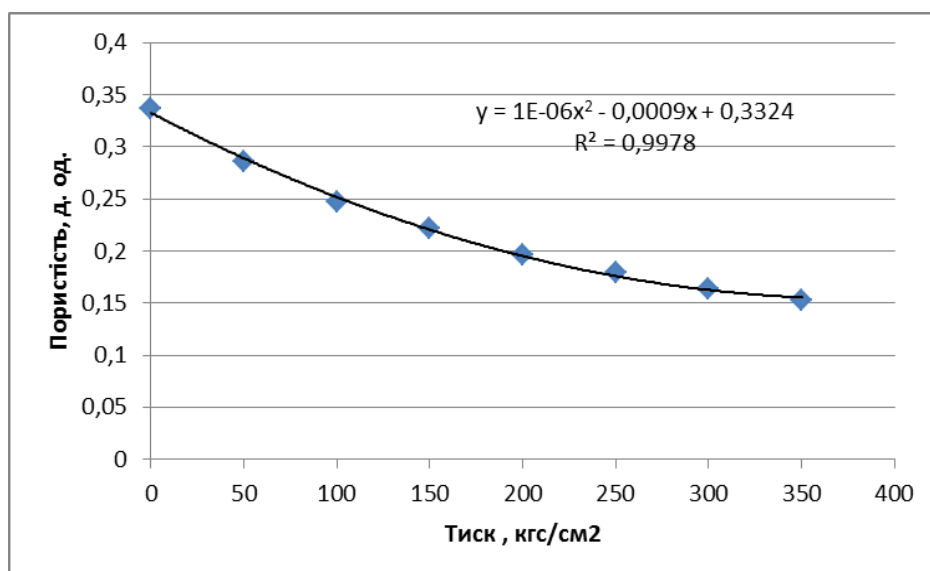


Рис. 5. Залежність пористості моделі від ефективного тиску для зр. 49341

Результати визначень цим методом отримані по 30 зразках, що мають стандартну пористість від 13,5 до 40,0%. Як і раніше, висновки робилися за співвідношенням результатів випробовуваної і стандартної методик, при цьому за істинне значення пористості приймалося значення, отримане стандартним методом насичення. Попередня оцінка основних варіантів методу можлива на

основі даних таблиці 2. В першому стовбчику – варіант досліду. Тобто фактичний вимір у пристосуванні (умовно «в Абіху») з розрахунком по ПМЩ або по щільності кварцу і перерахунок по формулі Ремньова в обох редакціях, з метою вибору більш підходящої. Три стовпчика праворуч містять значення розбіжностей зі стандартним методом насичення.

Таблиця 2

Попередня оцінка основних варіантів методу

Варіант методу	Розбіжність результатів		
	$\Delta_{\text{абс}}$	$ \Delta_{\text{абс}} $	$\Delta_{\text{від}}$
Вимір в Абіху, розрахунок за ПМЩ	<u>(-9,4)-6,9</u> -0,6	<u>0,8-9,4</u> 4,7	<u>2,8-26,0</u> 16,6
Вимір в Абіху, розрахунок за 2,65	<u>(-9,1)-7,1</u> -0,9	<u>0,2-9,1</u> 4,2	<u>0,7-31,8</u> 14,8
Перерахунок по формулі з 0,22	<u>5,3-20,7</u> 14,5	<u>5,3-20,7</u> 14,5	<u>18,2-98,3</u> 71,4
Перерахунок по формулі з 1,22	<u>(-6,6)-16,8</u> 7,8	<u>1,1-16,8</u> 8,6	<u>3,9-89,4</u> 39,8

*Примітка: у чисельнику значення від-до, у знаменнику – середнє значення розбіжності

Перегляд таблиці 2 свідчить, що найменші абсолютні і відносні розбіжності отримані при фактичному вимірі у пристосуванні без будь-яких перерахунків. При цьому, використання при розрахунку щільності кварцу призвело до зменшення середніх розбіжностей, правда, при деякому підвищенні крайніх значень. В цілому, можна зробити висновок, що при проведенні масових аналізів цілком можливо позбавитися від трудомістких визначень мінералогічної щільності пікнометричним методом і для розрахунків використовувати щільність найбільш поширеного породоутворюючого мінералу – кварцу. Щодо перерахунків за формулою в різних редакціях, виявилось, що більш правильною є редакція (1),

при використанні якої розбіжності значно менші, хоча можливо, що це залежить від конкретного масиву порід, з яким буде використовуватися формула. Після виділення двох найбільш перспективних варіантів досліду, можна спробувати відкорегувати їх результати за допомогою поправочного коефіцієнту, що дорівнює середньому відношенню пористості, визначеної стандартним методом до пористості, визначеної випробуванням методом і подібний застосованому у роботі [9]. Результати вводу цього коефіцієнту наведені у таблиці 3, де зібрані основні результати кращих методів таблиці 2 і додані основні результати методу набивання.

Оцінка впливу поправочних коефіцієнтів

Варіант методу	Розбіжність результатів					
	Без коефіцієнта			З поправочним коефіцієнтом		
	Δ абс	$ \Delta$ абс	Δ від	Δ абс	$ \Delta$ абс	Δ від
1	2	3	4	5	6	7
Фактич. вимір з розрахунком по 2,65	$\frac{(-9,1)-7,1}{-0,9}$	$\frac{0,2-9,1}{4,2}$	$\frac{0,7-31,8}{14,8}$	$\frac{(-8,7)-7,3}{-0,6}$	$\frac{0,3-8,7}{4,1}$	$\frac{1,4-30,8}{14,7}$
Перерахунок по формулі з 1,22	$\frac{(-6,6)-16,8}{7,8}$	$\frac{1,1-16,8}{8,6}$	$\frac{3,9-89,4}{39,8}$	$\frac{(-29,2)-9,3}{-2,9}$	$\frac{0,3-29,2}{7,8}$	$\frac{1-56,7}{24,1}$
«Набивання»	$\frac{(-25,9)-(-2,9)}{-12,6}$	$\frac{2,9-25,9}{12,6}$	$\frac{8,8-76,3}{34,1}$	$\frac{(-12,3)-7}{0}$	$\frac{0,2-12,3}{3,0}$	$\frac{0,8-45,3}{10,2}$

*Примітка: у чисельнику значення від-до, у знаменнику – середнє значення розбіжності

Перегляд таблиці 3 по-перше дозволяє зробити висновок, що введення коефіцієнтів помітно зменшує розбіжності зі стандартним методом, по-друге – найменші середні розбіжності після введення коефіцієнтів притаманні простому та швидкому методу набивання, який до того ж лише трохи уступає у граничних значеннях методу виміру в ступці Абіха. Перерахунки за формулою Б. Ремньова призводять до найбільших похибок як по середніх, так і по граничних значеннях і у подальшому не розглядаються.

Для більш детального опрацювання методу набивання розглянемо його на прикладі семи зразків, відібраних з одного шару слабозцементованих пісковиків горизонту Б-6 Кузьмичівського родовища в інтервалі 2014-2025 м. Пісковики однорідні, середньо-дрібнозернисті і дрібнозернисті, з глинистим цементом, цементация слабка,

що дозволяє легко диспергувати зразок, але достатня для того, щоб з пісковика був виготовлений якісний циліндр. Діапазон пористостей, визначених стандартним методом – від 25,7 до 31,2%. Визначення методом набивання виконані однією людиною, в один день, за однією методикою ущільнення. Результати наведені в таблиці 4. Легко побачити, що не дивлячись на те, що стандартна пористість змінюється від 25,7 до 31,2, відповідні значення пористості набиванням коливаються від 40,2 до 42,9. Рис. 6 показує добре виражену закономірність у розбіжностях між стандартною пористістю і пористістю набивання – чим більше стандартна пористість, тим менше її розбіжність з пористістю набивання при тому, що усі значення отримані методом «набивання» коливаються у районі 40,2- 42,9%.

Таблиця 4

Зразки Кузьмичівського родовища

Лаб. №	Літотип	Кп стандарт, %	Кп набиванням, %	Розбіжність, абс., %	Розбіжність відносна, %	Кп в «Абіху», %
48499	п-к др/з	25,7	42,7	17	66,1	21,7
48500	п-к др/з	27,8	42,3	14,5	52,2	
48501	п-к с-др/з	29,6	40,6	11	37,2	
48502	п-к с-др/з	28,6	42,9	14,3	50,0	
48504	п-к с-др/з	29,7	41,2	11,6	38,9	25
48506	п-к с-др/з	31,2	40,2	9	28,8	24,1
48513	п-к с-др/з	30,2	41,2	11	36,4	

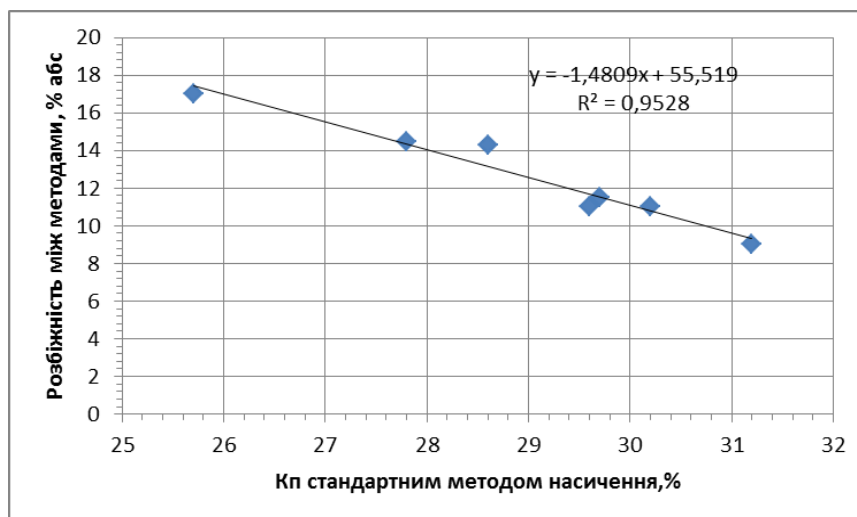


Рис. 6. Залежність розбіжності від результатів стандартного методу

З розгляду цієї добірки був зроблений висновок, що в даному випадку ми визначаємо не так пористість породи, як пористість упаковки, тобто пористість, що утворилася в ході штучного ущільнення. Мінералогія і структурно-текстурні особливості породи впливають на результат, але вплив цей затушовується впливом міри і якості ущільнення. Іншими словами, усі визначення тяжітимуть до області 40-45%, і положення їх в цій області залежатиме не стільки від властивостей породи, скільки від методу і міри ущільнення її моделі. Стає зрозумілим, чому в інженерній геології застосовуються пристрої постійного ущільнення – вони дозволяють різні зразки ущільнювати однаково.

Проте для нафтової і газової геології такий підхід непридатний: зразки відібрані з відкладів різних горизонтів, що залягають на різних глибинах, і ущільнені різною мірою. Слабозцементовані породи навряд чи можна зустріти на глибинах, що перевищують 2,5-3 км, проте область їх розповсюдження є областю найбільш інтенсивного механічного ущільнення і саме тут найбільш великий розкид значень пористості, обумовлений гравітаційним ущільненням. З цієї точки зору, прийнятнішим видається метод визначення за допомогою ступки Абіха, де ми тиск формування моделі зразка задаємо відповідно до глибини його відбору. Проте, розбіжності зі стандартним методом тут виявилися більшими, ніж у методі набивання.

Розглянемо ті ж зразки Кузьмичівського родовища (таблиця 4). Значення пористості «по Абіху» завжди менші за стандартних, тобто модель ущільнена більше, ніж вихідна порода. Породи має пористий каркас, цецементований глинистим цементом, упаковка його кластичних зерен далека від найщільнішої. Пориста природна упаковка створена з одного боку механічним ущільненням, з іншого – консолідуючою, структурот-

ворною дією аутигенного цементу, який після утворення схильний протидіяти подальшому ущільненню. У нашому випадку карбонатний або кременистий матеріал в цементі практично відсутній, цемент глинистий, механічним впливам протидіє слабо. Приймаючи, що основним діючим чинником утворення породи є гравітаційне ущільнення, ми повинні визнати, що в процесі формування моделі попередньо дезінтегрованого зразка, ми створюємо більш щільну упаковку, ніж природна. Отже, тиск формування моделі не повинний перевищувати того, при якому утворена порода.

Як розраховувався тиск формування? Літостатичний тиск (P) розраховувався за формулою $P = \gamma h$, при цьому γ (питома вага) приймалася рівною $2,0 \text{ г/см}^3$ [2], а h (глибина) – розраховувалась на середину інтервалу відбору керн. Умовний гідростатичний тиск ($P_{\text{г}}$) – за тією ж формулою, але $\gamma = 1,0 \text{ г/см}^3$. Ефективний тиск (P_3), рівний тиску формування моделі зразка розраховувався по формулі $P_3 = P - P_{\text{г}}$ і склав 200 кг/см^2 . Чи дійсно на глибині відбору зразків Кузьмичівського родовища був такий ефективний тиск?

По 4 зразках з цього шару була визначена пористість в пластових умовах зі зняттям компресійних кривих, по яких побудована усереднена крива і по цій усередненій кривій, згідно [19, 20] визначений ефективний тиск, що діяв на ці зразки в природних умовах (рис. 7). Як видно з побудов на цьому рисунку, ефективний тиск не перевищує 110 кг/см^2 .

По трьох зразках Кузьмичівського родовища було виконано визначення пористості моделі, відформованої тиском 110 кг/см^2 . Середнє відхилення від стандартного результату склало $1,4\%$ абсолютних при варіаціях від $0,5$ до $2,7\%$. Середнє відносне відхилення склало $5,1\%$. Відхилення від стандарту як в «плюс», так і в «мінус», тобто один зразок ущільнений трохи сильніше,

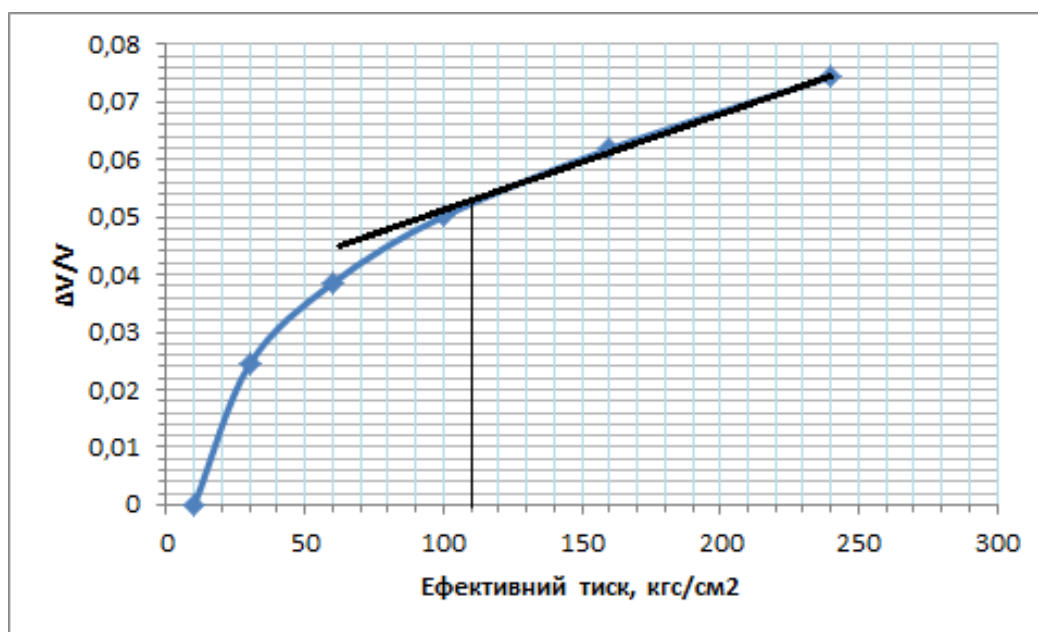


Рис. 7. Усереднена компресійна крива і визначення ефективного тиску для умов залягання горизонту Б-6 Кузьмичівського родовища

інший трохи слабкіше, але в цілому міра ущільнення, мабуть, відповідає природній і результат значно краще за усі отримані раніше будь-якими методами (таблиця 5).

Як впливає з таблиці 5, результат можна ще трохи поліпшити шляхом введення поправочного коефіцієнта, але поліпшення це незначне і не представляється обов'язковим, досить результату прямого виміру.

Для перевірки результатів, отриманих на зразках Кузьмичівського родовища, аналогічні досліди виконані на зразках Улянівського родовища. Попередньо на двох зразках були виконані визначення з тиском формування моделі 190 кг/см², розрахованим по формулі (3), де $P_d = \gamma h$.

Після цього по 4 зразках з цього шару була визначена пористість в пластових умовах зі зняттям компресійних кривих, по яких побудована усереднена крива і по цій усередненій кривій, згідно [19, 20] визначений ефектний тиск, що дорівнює 120 кг/см². По тих же двох зразках виконані визначення з тиском формування моделі 120 кг/см². Результати наведені в таблиці 6.

Як свідчить ця таблиця, розбіжності визначення пористості при формуванні моделі тиском, визначеним по компресійній кривій, також помітно менші, і знаходяться в межах допустимих похибок визначення пористості по паралельних зразках стандартним методом насичення.

Таблиця 5

Співставлення результатів, отриманих раніше і результатів, отриманих при формуванні моделі уточненим тиском

Варіант методу	Розбіжність результатів					
	Без коефіцієнта			З поправочним коефіцієнтом		
	Δabc	$ \Delta \text{abc} $	$\Delta \text{вд}$	Δabc	$ \Delta \text{abc} $	$\Delta \text{вд}$
Фактич. вимір з розрахунком по 2,65	$\frac{(-9,1)-7,1}{-0,9}$	$\frac{0,2-9,1}{4,2}$	$\frac{0,7-31,8}{14,8}$	$\frac{(-8,7)-7,3}{-0,6}$	$\frac{0,3-8,7}{4,1}$	$\frac{1,4-30,8}{14,7}$
«Набивання»	$\frac{(-25,9)-(-2,9)}{-12,6}$	$\frac{2,9-25,9}{12,6}$	$\frac{8,8-76,3}{34,1}$	$\frac{(-12,3)-7}{0}$	$\frac{0,2-12,3}{3,0}$	$\frac{0,8-45,3}{10,2}$
Фактич. вимір з розрахунком по 2,65 і тиском 110 атм	$\frac{(-1)-(+2,7)}{0,7(3)}$	$\frac{0,5-2,7}{1,4(3)}$	$\frac{1,7-10,5}{5,1(3)}$	$\frac{(-2)-(+1,8)}{0,03(3)}$	$\frac{0,3-2,0}{1,4(3)}$	$\frac{1-7,8}{4,9(3)}$

*Примітка: у чисельнику значення від-до, у знаменнику – середнє значення розбіжності

Співставлення результатів визначення пористості зразків Улянівського родовища при тисках формування моделі 190 і 120 кг/см²

Лаб. №	Літотип	Кп, % стандарт	Кп, %, 190 ат.	Розбіжність абс, %	Розбіжність відносна, %	Кп, %, 120 ат.	Розбіжність абс, %	Розбіжність відносна, %
51064	п-к р-с/з	24,7	22,8	1,9	7,7	25,1	0,4	1,6
51068	п-к р-с/з	24,6	21,2	3,4	13,8	24,1	0,5	2,0
Середні:				2,65	10,75		0,45	1,8

У разі виконання оперативних досліджень по сипких зразках важко розраховувати на наявність відбудованих компресійних кривих і можливість визначення по них ефективного тиску. В такому разі могла б допомогти можливість розрахунку ефективного тиску ($P_{\text{еф}}$) по формулі, наведеній в роботах [19, 20]:

$$P_{\text{еф}} = \frac{1+2k}{3} P_z - P_{\text{уг}} \quad (1)$$

У цій формулі $(1+2k)/3$ – коефіцієнт розвантаження, k – коефіцієнт бічного розпору, P_z – вертикальна складова гірського тиску, $P_{\text{уг}}$ – умовний гідростатичний тиск.

Відносно коефіцієнту розвантаження (n), який часто вводять в формулу (1) в якості множника до величини пластового тиску, можна відмітити, що чим більше пористість, тим більше і його значення, яке прагне до одиниці [22]. У даному випадку слабозцементованих і сипких порід з великими значеннями пористості, цей коефіцієнт можна вважати близьким до одиниці і знехтувати його впливом.

Практичним розрахункам по цій формулі заважає невизначеність з коефіцієнтом Пуасона, знання якого необхідно для розрахунку коефіцієнту бічного розпору. Можливість прямого лабораторного визначення дуже обмежена, а літературні та довідкові дані суперечливі. Так, наприклад, за даними [12] коефіцієнт Пуасона для пісковиків складає 0,30-0,35, а за даними [21] – 0,06-0,29. У розглянутому випадку із зразками Кузьмичівського родовища, для отримання $P_{\text{еф}} = 110$ кгс/см² k повинен бути рівним 0,56, тобто коефіцієнт Пуасона повинен дорівнювати 0,36. Ситуація ускладнюється тим, що за експериментальними даними [22] коефіцієнт бічного розпору швидко зростає із збільшенням літостатичного тиску, прагнучи до одиниці. Швидше всього коефіцієнт бічного розпору зростає в області порівняно невеликих тисків, де до 800-1000 кгс/см² досягаючи значень 0,95, потім вже поступово збільшується до одиниці. В області невисоких тисків відзначається також залежність від пористості: чим більша пористість, тим менше коефіцієнт бічного розпору. Правда, досліді, з яких зроблені ці висновки, виконані в умовах одноосьового стиску.

Так чи інакше, у випадку із зразками Кузьмичівського та Улянівського родовищ отримано дуже непоганий результат, проте розраховувати на отримання такого ж результату в усіх випадках необачно. Перегляд співвідношень пористості породи і пористості її моделі по інших свердловинах свідчить, що при максимальних розрахункових тисках виникає як переущільнення (13 зразків), так і недоущільнення (17 зразків). Тобто навіть частіше потрібно не зменшення, а збільшення тиску формування проти розрахункового за формулою $P = \gamma h$. Наприклад, для зразків св. № 901 Шебелинського родовища максимальні розрахункові тиски складають 80 кгс/см², визначені по компресійній кривій – 40 кгс/см², фактичний тиск формування моделі – 75 кгс/см² і при цьому модель недоущільнена.

Можливо справа в тому, що у зразку зафіксованим є максимальний рівень безповоротних деформацій, тобто максимальне напруження, яке порода зазнала за час свого існування. Цей максимальний рівень залежить не лише від максимального літостатичного тиску, тобто ваги розташованих вище товщ, але і від результуючої тектонічної напруги, міри розвитку епігенетичних процесів, тривалості процесу ущільнення. Поточний ефективний тиск без урахування геологічного часу, який тільки і відтворюється в процесі експерименту, може бути набагато менше колишнього існувавшего палеотиску, не кажучи вже про інші чинники ущільнення. Так, для зразків згаданого вище Шебелинського родовища надто значний літостатичний палеотиск маловірогідний (ймовірні потужності розмиву надто малі), але значні тектонічні напруження мали місце. Можна припустити, що порода колишнього відчула значно вищі геодинамічні палеотиски, які призвели до значніших безповоротних деформацій.

Оскільки мова йде про оперативні визначення пористості, під час яких невідомо, чи відчула порода тиски, що перевищують поточні літостатичні, даний метод визначення тиску формування моделі поки не можна рекомендувати до впровадження.

Таким чином, повертаючись до таблиці 5, виключаємо метод набивання і метод з формуванням під тиском, розрахованим по компресій-

ній кривій. Тоді, як свідчить таблиця, найбільш точним методом є метод прямого виміру в пристосуванні по зразку, що відформований під пластивим тиском, з результатом, розрахованим по щільності кварцу ($2,65 \text{ г/см}^3$) і з введенням поправочного коефіцієнта. Середня абсолютна розбіжність 4,1 %, відносна 14,7 %. Величина максимальних відхилень може скласти до 8,7 % абсолютних.

Поправочні коефіцієнти можуть бути точно розраховані тільки за наявності великої партії зразків і для цієї партії зразків, тому практично більш надійним є метод безпосереднього визна-

чення. При безпосередньому визначенні у пристосуванні (табл. 5) середня абсолютна розбіжність 4,2 %, відносна 14,8 %. Величина максимальних відхилень може скласти до 9,1 % абсолютних. Розподіл абсолютних розбіжностей по частотах наведений на рис.8. Як свідчить графік розподілу, найбільш часто зустрічаються розбіжності від 2 до 4 %. Основні статистики розподілу: середнє 4,15, медіана 4, мода 3,7, стандартне відхилення 2,477.

Розподіл розбіжностей відносно значень пористості хаотичний, без наявної закономірності (рис. 9).

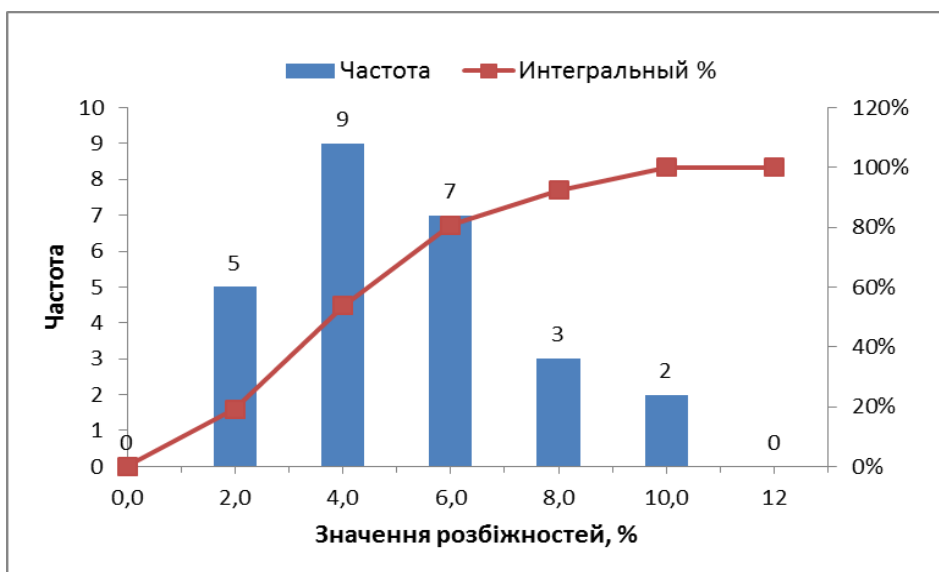


Рис. 8. Розподіл частот абсолютних розбіжностей («Абіх»; 2,65)

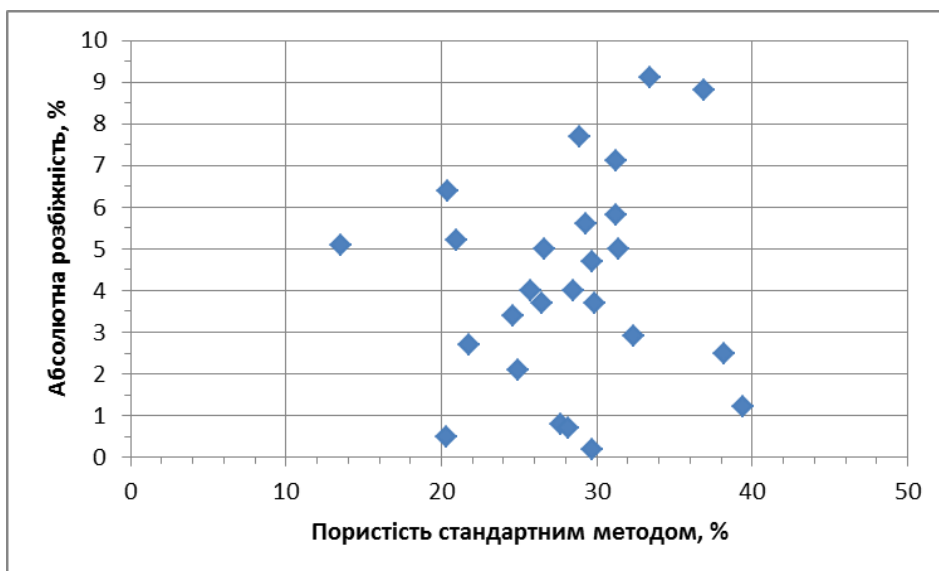


Рис. 9. Розподіл абсолютних розбіжностей відносно пористості («Абіх»; 2,65)

Метод прямого виміру з розрахунком по $2,65 \text{ г/см}^3$ без введення поправочного коефіцієнта можна визнати практично найбільш надійним і рекомендувати до впровадження.

Заключення

Проміжні висновки, отримані у перебігу роботи.

1. Метод насичення рідиною працює на чистих пісках, але слабо придатний для пісків гли-

нистих, до яких призводить дезінтеграція реальних слабозцементованих порід.

2. Метод набивання може застосовуватися для оцінних експресних визначень сипких порід. Визначається не так пористість породи, як пористість упаковки, тобто пористість, що утворилася в ході штучного ущільнення, але у випадку, коли пористість сипких порід прагне до 35-40%, похибка стає відносно невеликою.

3. Єдиною прийнятною альтернативою стандартному методу насичення є метод визначення пористості по моделі, що відформована тиском, рівним пластовому.

4. Перерахунки за формулою Ремньова призводять до найбільших похибок в обох редакціях формули як по середніх, так і по граничних значеннях і навряд чи доцільні.

5. Найбільш надійним є метод прямого виміру в пристосуванні по моделі зразка, що відформована під пластовим тиском і з розрахунком по щільності кварцу (2,65), без введення поправочного коефіцієнта. При цьому середня абсолютна розбіжність – 4,2 %, середня відносна – 14,8 %, найбільш часто зустрічаються розбіжності в 3-4 %.

6. Розрахунок пластових тисків для визначень у межах оперативного комплексу потрібно вести по формулі $P=\gamma h$. Розрахунок пластових тисків за компресійними кривими доцільний

(якщо є обумовлена наявністю часу і достатньою міцністю цементациї можливість побудувати компресійну криву), але дає позитивний результат тільки коли породи не зазнали палеотисків, що перевищують поточні.

Остаточні висновки щодо найбільш підходящих методів визначення пористості сипких порід у межах оперативного комплексу такі:

1. До тих пір, поки це технічно можливо, у межах оперативного комплексу визначення пористості слабозцементованих порід краще робити стандартним методом насичення [11].

2. В інших випадках на слабозцементованих і завжди на сипких породах потрібно використовувати метод прямого виміру по моделі, відформованій під пластовим тиском, розрахованим по формулі (3), де літостатичний тиск розраховано за формулою $P=\gamma h$. Розрахунок пористості виконувати за формулою (2) з використанням питомої ваги кварцу $= 2,65 \text{ г/см}^3$.

3. З метою подальшого доопрацювання методу бажано з методичної сторони продовжити роботу по розробці методики визначення тиску формування моделі, а з технічної сторони – переробити пристосування на більший діаметр (під стандартний зразок) і змінити робочу частину товчачика на конусну для більш рівномірного ущільнення моделі.

Література

1. Васильев, А. М. Лабораторные исследования физических и водных свойств грунтов [Текст] / А. М. Васильев. – М.-Л. : Госгеоллиздат, 1941. – 152 с.
2. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф. И. Котяхов. – М. : Недра, 1977. – 287 с.
3. Ремнев, Б. Ф. Расчеты по номограммам при исследовании кернов [Текст] / Б. Ф. Ремнев // Новости нефтяной техники. Нефтепромышленное дело. – 1953. – Вып. 3. – С. 29–32.
4. Аванесов, В. Т. Прибор для определения проницаемости и пористости сыпучих пород при различных горных давлениях и температурах (ПСР-АРТ2) [Текст] / В. Т. Аванесов, З. Ф. Рзабеков, В. Р. Товарян // Новости нефтяной и газовой техники. Нефтепромышленное дело. – 1962. – № 11. – С. 41–43.
5. Ломтадзе, В. Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород [Текст] / В. Д. Ломтадзе // Л. : Недра. – 1972. – 312 с.
6. Владика, В.М. Методика досліджень і тестові експерименти з вивчення петрофізичних властивостей слабобоконсолідованих і сипучих порід [Текст] / В. М. Владика, М. Ю. Нестеренко, Р. С. Балацький // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 3-5.
7. Владика, В. М. Моделювання процесу ущільнення слабозцементованих і сипучих піщано-алевритових порід [Текст] / В.М. Владика //Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 1. – С. 8-11.
8. Владика, В. М. Удосконалення методологічних основ вивчення фільтраційних властивостей та газовіддачі порід-колекторів у різних геологічних умовах [Текст] : автореф. дис. канд. геол. наук / В.М. Владика. – Львів., 2015. – 23 с.
9. Бортницкая, В. М. Определение кондиционных значений параметров сыпучих песчано-глинистых коллекторов [Текст] / В. М. Бортницкая, Т. С. Изотова, Ю. С. Губанов // Геология нефти и газа. – 1978. – №4. – С. 48-54.
10. Ковалёва, Л. А. Физика нефтегазового пласта [Текст] : учеб.пособие / Л. А. Ковалёва. – Уфа : РИО БашГУ, 2008. – 110 с.
11. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостена-сыщением [Текст]. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 8 с.
12. Методичні вказівки. Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керн) [Текст]. – Київ-Львів : ЛВ УкрДГРІ, 2005. – 58 с.

13. СОУ 09.1-30019775-218:2013 Дослідження керна нафтових і газових свердловин. Порядок проведення [Текст]. – Київ, ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
14. Чаповский, Е. Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов [Текст] / Е. Г. Чаповский. – Изд. 4-е. М. : Недра, 1975. – 304 с.
15. Фролов, А. Ф. Инженерная геология [Текст] : учеб. / А. Ф. Фролов, И. В. Коротких. – М. : Недра, 1990. – 412 с.
16. Таранов, В. Г. Учебно-методический комплекс дисциплины «Механика грунтов, основания и фундаменты» [Текст] / В. Г. Таранов, А. А. Набока, В. А. Александрович. Харьк. нац. акад. гор. хоз-ва. – Х. : ХНАГХ, 2012. – 160 с.
17. Лагутин, А.А. Научная обработка геолого-геофизических материалов и результатов опробования параметрической скважины 800 Шебелинская с подготовкой заключительного отчёта [Текст] / А.А. Лагутин, О.Б. Горайнова, С.Ф. Поверенный и др. // Отчёт о НИР. Заключительный договор 52.49/98-98. – Х. : УкрНИИГаз, 1998. – 245 с.
18. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А. А. Ханин. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
19. Абеленцев, В. М. Інтерпретація результатів лабораторних досліджень ємнісних та пружних властивостей гірських порід відносно пластових умов [Текст] / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, С. Ф. Поверенний, Т. Я. Сусяк // Матеріали наук.- практ. конф., «Сучасні проблеми нафтогазової геології», ІГН НАН України. – Київ, 16-17 червня 2016. – С. 26-30.
20. Абеленцев, В. М. Нова методика інтерпретації результатів лабораторних досліджень гірських порід при моделюванні пластових умов [Текст] / В. М. Абеленцев, А. Й. Лур'є, С. Ф. Поверенний, Т. Я. Сусяк // Геологічний журнал. – 2017. – №3. – С.23-30.
21. Белоусов, В. В. Структурная геология [Текст] / В.В. Белоусов. – Изд.3-е. – М. : Изд-во Моск. Ун-та, 1986. – 248 с.
22. Александров, Б. Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах [Текст] / Б. Л. Александров. – М.-Л. : Недра, 1987. – 216 с.