

УДК 553.98

**Сергій Федорович Поверенний,**

старший наук. співробітник 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 Іонович Лур'є,**

д. геол.-мінер. н., професор, 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>;

**Олена Валерівна Піддубна,**

молодший наук. співробітник Українського науково-дослідного інституту природних газів,  
e-mail: [abit201087@gmail.com](mailto:abit201087@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0002-6966-3289>;

**Олександр Ілліч Фик,**

д. техн. н., доцент, кафедра військового зв'язку та інформатизації,  
Національна академія Національної гвардії України,  
пл. Захисників України, 3, м. Харків, 61001, Україна,  
e-mail: [aifleks@ukr.net](mailto:aifleks@ukr.net), <https://orcid.org/0000-0001-6735-6229>

## ЩОДО МОЖЛИВОСТІ ОЦІНКИ ЗМОЧУВАНІСТІ НАФТОГАЗОНОСНИХ ПЛАСТІВ ЗА ЇХ ОСНОВНИМИ КОЛЕКТОРСЬКИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ

Одним з найважливіших параметрів продуктивних нафтогазоносних пластів представляється їх змочуваність. Ця характеристика має велике значення для визначення можливості просування пластових вод в нафтогазоносні горизонти, попередження вибіркового обводнення свердловин і зниження вмісту залишкової нафти в пласті. З'явилися роботи, в яких затверджується можливість оцінки змочуваності продуктивних пластів за даними про їх основні колекторські властивості, зокрема, залишкову водонасиченість і водоутримуючу здатність. Найбільше значення це має для промислової геофізики, яка отримує можливість оцінювати змочуваність продуктивного пласта за каротажним даними, використовуючи заздалегідь побудовану в лабораторних умовах залежність між показником змочування і фіктивної товщиною плівки залишкової води, яка розраховується за значеннями основних колекторських властивостей породи. Дана робота присвячена вивченню можливості побудови цієї залежності в лабораторних умовах за лабораторними даними. В якості контрольного показника змочування використовується кут змочування, який визначається за розробленим в Україні методом М. Ю. Нес-теренко, що стандартизований на рівні ГСТУ, а також показник змочуваності «М», який визначається за широко поширеним методом ОСТ 39-180-85. Наведено короткий опис запропонованої методики розрахунку фіктивної плівки, результати фактичних лабораторних визначень змочуваності зіставлені з результатами лабораторних визначень залишкового водонасичення і водоутримуючої здібності, а також з розрахунковими значеннями товщини фіктивної плівки, розрахованої за лабораторними даними. Побудовано графіки, що відображають зв'язки між основними колекторськими властивостями і розрахунковою товщиною фіктивної плівки залишкової води, зроблені висновки про можливість практичного застосування запропонованої методики.

**Ключові слова:** змочуваність, змочуваність порід-колекторів, змочуваність продуктивних колекторів, змочуваність за геофізичними даними, показники змочування, методи визначення змочуваності, залишкова вода, водоутримуюча здатність.

**С. Ф. Поверенний, А. І. Лур'є, Е. В. Піддубная, А. І. Фик. О ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ СМАЧИВАЕМОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПО ИХ ОСНОВНЫМ КОЛЕКТОРСКИМ СВОЙСТВАМ.** Одним из важнейших параметров продуктивных нефтегазоносных пластов представляется их смачиваемость. Эта характеристика имеет большое значение для определения возможности продвижения пластовых вод в нефтегазоносные горизонты, предупреждения избирательного обводнения скважин и снижения содержания остаточной нефти в пласте. Появились работы, в которых утверждается возможность оценки смачиваемости продуктивных пластов по данным об их основных колекторских свойствах, в частности, остаточной водонасыщенности и водоудерживающей способности. Наибольшее значение это имеет для промышленной геофизики, которая получает возможность оценивать смачиваемость продуктивного пласта по каротажным данным, используя заранее построенную в лабораторных условиях зависимость между показателем смачивания и фиктивной толщиной плёнки остаточной воды, рассчитываемой по значениям основных колекторских свойств породы. Данная работа посвящена изучению возможности построения этой зависимости в лабораторных условиях по лабораторным данным. В качестве контрольного показателя смачивания используется угол смачивания, определяемый по разработанному в Украине методу М.Ю. Нес-теренко, стандартизованному на уровне ГСТУ, а также показатель смачиваемости «М», определяемый по широко распространённому методу ОСТ 39-180-85. Приведено краткое описание апробированной методики расчёта фиктивной плёнки, результаты фактических лабораторных определений смачиваемости сопоставлены с результатами лабораторных определений остаточной водонасыщенности и водоудерживающей способности, а также с расчётными значениями толщины фиктивной плёнки, рассчитанной по лабораторным данным. Построены графики, отражающие связи между основными колекторскими свойствами и расчётной толщиной фиктивной плёнки остаточной воды, сделаны выводы о возможности практического применения предложенной методики.

**Ключевые слова:** смачиваемость, смачиваемость пород-колекторов, смачиваемость продуктивных колекторов, смачиваемость по данным геофизики, показатели смачивания, методы определения смачиваемости, остаточная вода, водоудерживающая способность.

**Постановка проблеми.** Змочуваність порід-колекторів є важливим параметром, від якого залежать основні показники розробки родовищ вуглеводнів. Так, гідрофобна характеристика

пластів переводить запаси, які вони містять, в розряд важковидобувних. Нехтування оцінкою змочуваності колектора призводить до небажаних наслідків при видобутку, таких як різка обводненість видобутої продукції, високе значення залишкової нафти в пласті, і, як наслідок, до низької виробки вуглеводнів і значних економічних втрат.

На даний момент багато нафтогазових компаній відчують складнощі при розробці нафтових і газових родовищ, експлуатація яких ведеться багато років. Основні складності пов'язані з проривом води при заводненні, виборчому обводненні свердловин і збільшенню гідрофобізації колектора внаслідок адсорбції компонентів нафти у вигляді смол, асфальтенів і бітумів в процесі розробки. Все це призводить до зниження темпу відбору вуглеводнів, значного збільшення обводнення і в підсумку до зниження кінцевих показників вилучення вуглеводнів. Існує багато методів впливу на нафтогазовий колектор з метою отримання економічно вигідного припливу вуглеводневої сировини. Але який би метод не був застосований, виникає завдання з контролю і коригування змочуваності, вирішення якої неможливо без визначення реальної відносної змочуваності колектора водою і вуглеводнями.

Останнім часом в роботах російських геологів [1,2,3,4] з'явилися публікації, присвячені визначенню змочуваності продуктивних пластів за відомими значеннями основних колекторських властивостей порід, зокрема, водоутримуючої здатності (ВУЗ) або залишкової водонасиченості (ЗВ) які, в свою чергу, визначені за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Приклади використання ЗВ або коефіцієнта газонасичення ( $K_g$ ) для оцінки змочуваності за даними ГДС описані в літературі і раніше [5,6,7,8], проте вони ґрунтувалися на емпіричному правилі: колектор, що містить залишкову воду в кількості до 10-15%, переважно гідрофобний, що містить залишкову воду в кількості більшій 10-15% - переважно гідрофільний. Таким чином, в якості показника змочуваності напряму виступало значення залишкового водонасичення. В роботах [1,2,3,4] в якості основного показника змочуваності використовується товщина фіктивної плівки залишкової води.

Лабораторні визначення змочуваності за стандартними методиками [9,10] досить трудомісткі і, якщо ці визначення дійсно можливо замінити розрахунком на основі визначення вмісту залишкової води або навіть комплексу основних колекторських властивостей - пористості, проникності і залишкової водонасиченості, це б значно полегшило, спростило, прискорило процес досліджень порід-колекторів нафти і газу. Однак,

головне, що дозволяє запропонована методика - це прогноз змочуваності продуктивних пластів за даними промислової геофізики на основі попередньо встановлених в лабораторних умовах залежностей між показником змочуваності і основними колекторськими властивостями. У даній роботі ми не торкаємося проблем, пов'язаних з інтерпретацією каротажу (зокрема, визначення за його даними проникності), а зосереджуємося на залежності між показником змочуваності і основними колекторськими властивостями, що має бути побудована на підставі даних, отриманих в лабораторних умовах.

**Мета даної роботи** – апробувати запропоновану авторами робіт [1,2,3,4] методику розрахунку змочуваності, перевірити в лабораторних умовах можливість встановлення залежності між показником змочуваності, що розраховується за запропонованою методикою (товщина фіктивної плівки залишкової води) і медіанним кутом змочування, який є показником змочуваності, згідно стандартного методу [10], який використовується в Україні, а також оцінити можливість практичного застосування методики

**Аналіз попередніх робіт по темі.** Перш за все, відзначимо, що в різних роботах [1,2,3] методика називалася по-різному. В роботі [1] йшлося про зв'язок змочуваності з колекторськими властивостями продуктивних пластів, робота [2] називалася «водуотримуюча здатність і змочуваність продуктивних пластів», в роботі [3] йшлося про прогноз змочуваності по об'ємному вмісту залишкової води. На наш погляд, в основі методики лежить зв'язок змочуваності із залишковою водонасиченістю, але сама методика у всіх трьох випадках зводиться до розрахунку за наявними значеннями основних колекторських властивостей (пористості, проникності, залишкової водонасиченості). Відзначимо так само, що під водоутримуючою здатністю в роботах [2,3] розуміють комплексний показник - твір пористості на залишкову водонасиченість ( $K_p \cdot K_{зв}$ ). Наше розуміння терміна «водуотримуюча здатність» не збігається з точкою зору авторів робіт [1,2,3,4], але в рамках даної статті ми разом з ними будемо використовувати термін в цьому сенсі ( $K_p \cdot K_{зв}$ ).

Опишемо коротко методику розрахунку, що підлягає апробації і покладені в основу вихідні положення. Можна прийняти, що до виникнення покладів і надходження нафти в резервуар більшість пластів є гідрофільними, нафтоматеринські – гідрофобні. Основна причина зміни змочуваності - гідрофобізації – полярні сполуки, що містяться в смолах і асфальтенах. Мікрокапіляри залишаються такими, що змочуються водою (туди не надходить нафта), а макрокапіляри, що

складають ефективну пористість, стають частково або повністю гідрофобними. Розподіл гідрофільних і гідрофобних ділянок фільтруючої порової поверхні в типовому випадку носить мозаїчний характер.

На думку авторів методики, що апробується, ступінь гідрофільності продуктивного пласта можна **якісно** оцінити вмістом залишкової води: чим вище її вміст - тим вище гідрофільність. Для **кількісної** характеристики ступеня гідрофільності пропонується використовувати товщину ефективною (швидше фіктивної, так і будемо називати) плівки залишкової води на поверхні фільтраційних каналів. У різних роботах [1,2,3] теоретичне обґрунтування і розрахункові формули дещо змінюються, найбільш детально питання опрацьовано в роботі [2], по якій воно і викладено нижче.

Для частково гідрофільного колектору весь об'єм залишкової води можна уявити як площу гідрофільних ділянок ( $F_v$ ), помножену на товщину шару води, що покриває ці ділянки ( $\sigma$ ). Можна записати:

$$F_v \cdot \sigma / V_{зр} = S_v \cdot \sigma,$$

де  $S_v$  – питома поверхня, покрита залишковою водою,  $V_{зр}$  - об'єм зразка.

При цьому

$$F_v \cdot \sigma / V_{зр} = S_v \cdot \sigma = V_{зв} / V_{зр}$$

де  $V_{зв}$  - об'єм залишкової води.

Останнє співвідношення можна представити у вигляді добутку значень двох основних параметрів колекторських властивостей – коефіцієнтів пористості ( $K_n$ ) і залишкової водонасиченості ( $K_{зв}$ ):

$$K_{зв} \cdot K_n = (V_{зв}/V_{пор}) \cdot (V_{пор}/V_{зр}) = V_{зв} / V_{зр},$$

де  $V_{пор}$  - об'єм пор зразка.

Якщо подумки поширити даний об'єм залишкової води по всій площі поверхні порового простору ( $S$ ), отримаємо деяку фіктивну товщину плівки залишкової води ( $\sigma_f$ ), тоді:

$$S_v \cdot \sigma = S \cdot \sigma_f = K_{зв} \cdot K_n$$

Визначаємо показник гідрофільності ( $M$ ) як відношення частини поверхні, покритої залишковою водою, до всієї поверхні, тоді:

$$M = S_v / S = \sigma_f / \sigma$$

Якщо в цьому виразі прийняти, що товщина плівки на гідрофільних ділянках не змінюється, то  $M$  буде залежати від  $\sigma_f$ . Тобто, чим більше  $\sigma_f$ , тим більше частина площі, зайнята водою, тим більше  $M$ , тим більш гідрофільною є порода.

Знайти товщину фіктивної плівки можна через колекторські властивості порід:

$$\sigma_f = K_n \cdot K_{зв} / S. \quad (1)$$

Для знаходження  $S$  використовується формула Козені–Кармана [11]:

$$K_{пр} = K_n^3 / (f \cdot T^2 \cdot S^2),$$

тут  $K_{пр}$  – коефіцієнт газопроникності,  $f$  – коефіцієнт форми, для циліндричних каналів рівний 2,  $T$  – коефіцієнт гідравлічної звивистості, який визначається з наступного виразу:

$T^2 = R_p \cdot K_n = K_n / K_n^m$ , де  $R_p$  – параметр пористості, а  $m \approx 2$ . тоді:

$$K_{пр} = K_n^3 / (2 \cdot K_n^{-1} \cdot S^2),$$

$$S = K_n^2 / \sqrt{2K_{пр}} = K_n^2 / (2K_{пр})^{0.5}$$

Тепер з (1) знаходимо  $\sigma_f$ :

$$\sigma_f = (K_n \cdot K_{зв}) / \{K_n^2 / (2K_{пр})^{0.5}\} = K_{зв} \cdot (2K_{пр})^{0.5} / K_n,$$

де  $K_{зв}$  – частки одиниці,  $K_n$  – частки одиниці,  $K_{пр}$  – Дарсі.

Таким чином, отримана розрахункова формула для обчислення товщини фіктивної плівки, за якою можна оцінити ступінь гідрофільності пласта. Тепер, в лабораторних умовах, одним із спеціально застосовуваних для цього методів, визначаємо змочуваність зразків керна та зіставляємо з товщиною фіктивної плівки, розрахованої за відомими значеннями колекторських властивостей цих же зразків. Товщина плівки повинна бути прямо пропорційна показнику змочуваності, який змінюється від 0 до 1 так, що 1 відповідає повністю гідрофільній породі (впливає з визначення показника, як  $M = S_v / S$ ). Варто зазначити, що у виведенні розрахункової формули міститься досить багато спрощень і припущень. Для прикладу можна вказати на те, що важко розраховувати на постійну товщину плівок залишкової води у формулі  $M = \sigma_f / \sigma$ ; у формулі Козені–Кармана мова йде про питому поверхню фільтрації, а не питому поверхню взагалі; гідравлічна звивистість не рівнозначна електричній і т.п. Однак, все це не має значення, якщо дійсно є прямий зв'язок розрахованої за цією формулою фіктивної товщини плівки залишкової води і показника змочуваності.

Якщо в роботах [1,2] тільки викладається методика визначення, то в роботі [3] наводяться зіставлення даних лабораторного визначення показника гідрофільності з результатами розрахунку по відомим колекторським властивостям і запропонованим формулам. В роботі використані зразки з карбонатних та теригенних різновікових нафтогазоносних відкладів Євразії. Залишивши карбонати в спокої, оскільки в нашій колекції їх немає, розглянемо наведену в тексті таблицю по пісковиках, де зібрані дані зіставлень для теригенних зразків газового родовища Середній Тюнг (Якутія), газоконденсатного родовища Новий Уренгой (Зах. Сибір) і нафтового Ромашкинсько-

го родовища (Волго-Уральська нафтогазоносна провінція). Всього було досліджено 220 зразків з відкладів віком від нижнього тріасу до девону. Таблиця побудована з розбивкою по родовищах та класах колекторів (згідно з класифікацією А.А. Ханіна [12,13], по кожному родовищу містить середні для класів значення основних колекторських властивостей ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{зв}$ ), відповідні середні значення показника гідрофобізації (що розуміється як відношення площі поверхні пор зайнятої вуглеводнями, до загальної площі поверхні порового простору), товщини фіктивної плівки і значення ВУЗ.

З таблиці можна зробити наступні висновки: з підвищенням ступеню гідрофобізації товщина плівки зменшується, по відношенню до ЗВ і ВУЗ ситуація неоднозначна: в двох родовищах зі зменшенням товщини плівки і ЗВ і ВУЗ ростуть, в одному – знижуються. Так само неоднозначний зв'язок товщини плівки з проникністю: у двох родовищах зі збільшенням проникності товщина плівки зростає, в одному – знижується. На жаль, в таблиці наведені тільки середні і дисперсію значень оцінити неможливо.

Причиною того, що автори акцентують увагу саме на творі  $K_p \cdot K_{зв}$ , при тому, що для розрахунку треба знати і значення  $K_{пр}$ ,  $\epsilon$ , мабуть, те, що обидва ці параметри стійко визначаються за даними геофізичних досліджень свердловин, а необхідна для розрахунку проникність по каротажу «визначається лише побічно». З огляду на це, автори наводять узагальнену формулу для розрахунку проникності пластів по визначеним в комплексі ГДС значенням  $K_p$  і  $K_{зв}$ , забезпечуючи все необхідне для розрахунку змочуваності за даними промислової геофізики. Однак, попередньо зв'язок показника змочуваності з фіктивною товщиною плівки і ВУЗ передбачається встановити шляхом лабораторних досліджень зразків ядра продуктивного пласта, де змочуваність визначається одним із загальноприйнятих методів [9,10], а абсолютна газопроникність визначається на пермеаметрі згідно [14]. Якщо цей зв'язок буде надійно встановлено в лабораторних умовах, його можна застосовувати і для оцінки змочуваності за даними промислової геофізики.

**Виклад основного матеріалу.** В Україні діє ГСТУ 41-32-2002 [10], який регламентує методику визначення змочуваності. Ця методика принципово відмінна від тієї, що використовується в Росії – методики ОСТ 39-180-85 [9]. Для оцінки можливості практичного застосування запропонованого розрахункового методу визначення змочуваності по колекторським властивостям, необхідно було зіставити його результати з результатами визначення змочуваності по ГСТУ 41-32-2002.

В ході роботи використані 83 визначення змочуваності зразків піщаних колекторів різних родовищ центральної і південно-східної частини ДДЗ, виконані в рамках детальних досліджень ядерного матеріалу [15]. Пористість використаних зразків варіює від 1,4 до 25,5%; газопроникність – від  $<0,01$  до 1409,51 мД; залишкова водонасиченість – від 6,2 до 83,6%; структури пісковиків характеризуються медіанними діаметрами від 0,5 до 37 мкм. Розрахунки товщини фіктивної плівки проводилися за формулами, наведеними в роботах [2,3]. Однак, оскільки найбільш обґрунтованою представляється формула, наведена в роботі [2], саме по ній і виконані основні розрахунки, результати яких використані в даній статті.

Визначення змочуваності, виконані за ГСТУ 41-32-2002, показали, що серед 83 досліджених зразків присутні 61 істотно гідрофільний (ГФЛ) зразок, 19 зразків з мікрогетерогенною змочуваністю (МГЗ) і 3 гідрофобних (ГФБ) зразка. Для кожного була розрахована товщина фіктивної плівки і порівняна з результатом прямого визначення. В результаті з'ясувалося, що гідрофільним зразкам відповідають товщини плівок від 0,11 до 2,29 мкм, зразки з мікрогетерогенною змочуваністю мають плівки товщиною 0,13-1,24 мкм, а гідрофобні зразки – 0,065-0,17 мкм (табл.1). Враховуючи, що останніх лише три, і вони володіють не найкращими колекторськими властивостями, не можна бути впевненим у тому, що гідрофобні зразки не матимуть і більш товстих плівок, а значить, робити будь-які висновки з їх участю треба дуже обережно.

З таблиці 1 видно, що середні товщини фіктивних плівок гідрофільних зразків більші, ніж середні товщини плівок зразків з мікрогетерогенною змочуваністю і гідрофобних. Однак, діапазон товщин фіктивних плівок для гідрофільних зразків повністю перекриває діапазон плівок зразків з гетерогенною змочуваністю і частково - зразків гідрофобних. Тобто, товщина плівок гідрофільних зразків варіює в таких межах, що відрізнити їх від зразків з МГЗ та ГФБ зразків неможливо. Те ж саме з ВУЗ, але відмінність середніх значень виражена менш чітко. За змістом ЗВ на перше місце виходять гідрофобні пісковики, які мали б містити її мінімальну кількість.

Згадаємо таблицю роботи [3], де наведені дані зіставлень для теригенних зразків і побудуємо подібну. Наявні в нашому розпорядженні 83 зразка розсортуємо по класах А.А. Ханіна [12,13] з доповненнями І.О. Мухаринської [16], розрахуємо середні для класів значення товщини плівки, кута змочування, ЗВ і ВУЗ (табл. 2). Масив зразків представлений зразками колекторів

семи класів. З поліпшенням класу колектора збільшується товщина плівки і зменшується кут змочування, тобто порода стає більш гідрофільною. Оскільки розподіл по класах є, перш за все, розподіл по проникності, це узгоджується з гра-

фіками рис. 4 і рис. 8. Виключення становить перший клас, але це можна пояснити як малим числом зразків, що усереднено, так і тим, що товщина плівки перестає рости при проникності більше 1 Дарсі (рис. 4).

Таблиця 1

Характеристики зразків різних груп по гідрофільності

Група по гідрофільності	ГФЛ	МГЗ	ГФБ
Товщина фіктивної плівки, мкм	0,11-2,29 (1,2)*	0,13-1,24 (0,68)	0,065-0,17 (0,12)
Водоутримуюча здатність, $K_p \cdot K_{зв}$	0,01-0,084 (0,047)	0,01-0,076 (0,043)	0,038-0,046 (0,042)
Залишкова вода	6,2-65,6 (35,9)	11,95-83,58 (47,8)	77,91-81,42 (79,8)
Всього зразків 83	61	19	3

\*Значення від–до, в дужках середні значення

Таблиця 2

Усереднені характеристики змочуваності порід-колекторів різних класів збірної колекції

Клас колектора	Товщина фіктивної плівки, мкм	Кут змочування	ЗВ,%	ВУЗ
7	0,204	88,3	65,7	0,04
6	0,215	88,2	28,8	0,031
5	0,225	85,9	28,8	0,031
4	0,407	77,4	25,1	0,04
3	0,733	75,2	18,1	0,034
2	2,09	72,2	14,4	0,028
1	1,33	72,2	15,2	0,031

Чітко видно, що зі збільшенням товщини фіктивної плівки знижуються значення інтегрального кута змочування, тобто, **порода стає більш** гідрофільною. Але при цьому зі збільшенням товщини плівки знижується значення ЗВ, а значення ВУЗ розташовані хаотично, без видимої закономірності.

В роботах [1,2,3,4] йшлося про прогноз змочуваності **продуктивних** відкладів. В нашій колекції не всі 83 зразка взяті з продуктивних пластів. Розглянемо колекцію з 20 зразків, відібраних з продуктивного горизонту С-5 Чкалівського родовища. За даними свердловинної геофізики в розрізі продуктивним є інтервал 2839-2856 м, який включає в себе інтервал відбору ядра 2839-2854,4 м. Винос ядра складає без малого 90%. Спочатку нижня частина розрізу була інтерпретована як насичена нафтою, що має більшу гідрофобізуючу здатність порівняно з вуглеводневим газом. Пізніше, при переінтерпретації матеріалів ГДС до підрахунку, весь розріз був інтерпретований як газоносний, що і було підтверджено випробуванням. Проте, всі 20 зразків за даними фактичних визначень методом ГСТУ [10] виявилися гідрофільними, з інтегральними кутами змочування 59,8-89,8 °. Єдиний зразок показав слабку гідрофобізацію великих порових

каналів. Ці зразки представлені всього трьома класами колекторів (табл. 3). Як і в таблиці 2, з підвищенням класу колектора збільшується товщина плівки, але зі збільшенням товщини плівки кут змочування росте, тобто порода стає більш гідрофобною. З ростом товщини плівки зменшується ЗВ і ВУЗ.

З метою співставлення наших результатів і результатів, наведених у роботі [3], побудовано таблицю 4, в котру зведені якісні дані про те, як змінюються показники гідрофобізації, ЗВ, ВУС і газопроникності ( $K_{пр}$ ) зі зміною товщини фіктивної плівки. Перший рядок таблиці містить інформацію, почерпнуту з таблиць роботи [3], інші – з таблиць 1,2,3 даної роботи. Як видно з таблиці, в тих випадках, коли досліджується збірна колекція з 83 зразків, наші результати в головному підтверджують результати, отримані в роботі [3]: з потовщенням плівки порода стає більш гідрофільною. За всіма іншими параметрами в усякому разі немає явного протиріччя.

У випадку, коли розглядається невелика за обсягом вибірка таблиці 3 з одного продуктивного горизонту, ми отримуємо зворотну залежність: з потовщенням плівки порода стає більш гідрофобною і, відповідно, менш гідрофільною. За іншими показниками явних протиріччя з роботою

Усереднені характеристики змочуваності порід-колекторів різних класів горизонту С-5 Чкалівського родовища

Клас колектора	Товщина фіктивної плівки	Кут змочування	ЗВ	ВУЗ
4	0,367	66,5	18,9	0,0286
3	0,755	68	13,9	0,0251
2	2,102	69,6	10,8	0,0219

Таблиця 4

Співставлення якісних зв'язків товщини фіктивної плівки з основними колекторськими властивостями за даними роботи [3] і нашими даними

Джерело інформації	Б <sub>ф</sub> , мкм	ГФБ	ГФЛ	ЗВ, %	ВУЗ, %	К <sub>пр</sub> , мД
Таблиця з роботи [3]	↑	↓	↑	↑↓	↑↓	↑↓
Табл. 1 по 83 зразках	↑	↓	↑	↓	↑	-
Табл. 2 по 83 зразках	↑	↓	↑	↓	↑↓	↑
Табл. 3 по 20 зразках	↑	↑	↓	↓	↓	↑

Примітки: ↑ - значення зростають, ↓ - значення убавають, ↑↓ - присутні обидва варіанти, ↓↑ - хаотичний розподіл значень.

[3] немає, а з результатами таблиць 1 і 2 зазначається розбіжність за характером зміни значень ВУЗ.

Отже, за умови великого числа зразків якісний зв'язок між ЗВ і ВУЗ та ступенем гідрофільності неоднозначний, якісний зв'язок товщини плівки і ступеня гідрофільності зразка підтверджується. Для оцінки сили цього зв'язку побудуємо графіки залежностей всіх розглянутих раніше параметрів від товщини плівки.

Для кожного зразка був визначений інтегральний кут змочування, в тих випадках, коли він не міг бути визначений, розраховувався середній кут змочування. Обидва кути зіставлялися з товщиною плівки (рис. 1). З рисунка видно, що намічається слабо виражений зв'язок між товщиною плівки і інтегральним кутом змочування:

чим товще фіктивна плівка, тим менше кут змочування, тобто тим більше зразок гідрофільний. Такий же, але трохи гірше виражений зв'язок між товщиною плівки і середнім кутом. Шуканий зв'язок для окремо взятої групи гідрофільних зразків виражений дещо гірше, для групи зразків з МГЗ – дещо краще. Отже, зв'язок показника змочуваності, в ролі якого виступає інтегральний кут змочування, визначений за ГСТУ 41-32-2002, з товщиною фіктивної плівки існує, але він мінімальний.

Для перевірки положення про те, що товщина плівки пов'язана зі значенням ВУЗ, побудований графік, рис. 2. Як видно з графіка, згаданий зв'язок якщо і є, то виражений він дуже слабо, причому товщина плівки зі збільшенням ВУЗ повинна збільшуватися, а вона зменшується.

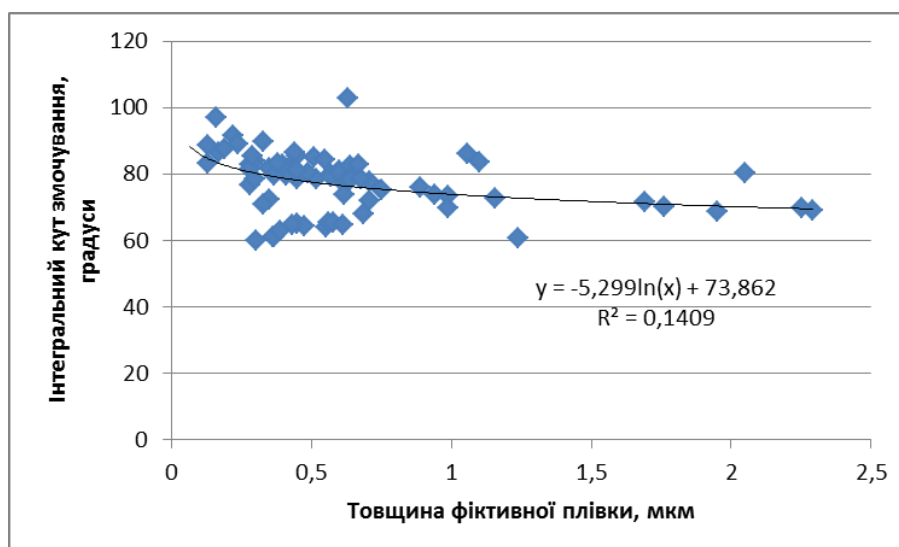
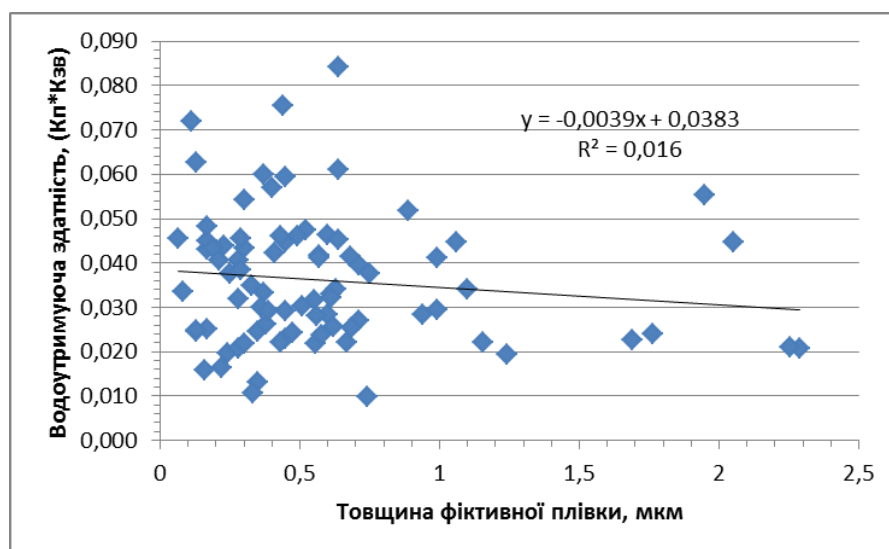


Рис. 1. Зв'язок розрахованої товщини фіктивної плівки і інтегрального кута змочування

Рис. 2. Зв'язок товщини фіктивної плівки з водоутримуючою здатністю ( $K_{п} \cdot K_{зв}$ )

Для перевірки положення про те, що товщина плівки пов'язана зі значенням ЗВ, побудовано графік, рис. 3. Як видно з графіка, зв'язок виражений помітно краще, але зв'язок зворотній: чим більше товщина фіктивної плівки, тобто чим більш гідрофільна порода, тим менше ЗВ. Виходимо в протиріччя з вихідним положенням: чим більше гідрофільна порода, тим вищий вміст ЗВ.

Порівняно добре виражений зв'язок товщини плівки з абсолютною газопроникністю зразків (рис.4). Чим більше газопроникність зразків, тим товще розрахункова плівка залишкової води, тим більш гідрофільною є порода. Однак, це справедливо до певних значень проникності: при досягненні проникності близько 1 Дарсі зростання товщини плівки припиняється. Цей зв'язок виражений навіть краще, ніж зв'язок проникності із залишковою водонасиченістю, який апроксимується рівнянням  $y = 42,926x^{-0,167}$  при  $R^2 = 0,7147$ .

Отже, на колекції з 83 зразків, відібраних з різних горизонтів різних родовищ, встановлено мінімальний прямий зв'язок кута змочування і товщини фіктивної плівки залишкової води.

Розглянемо колекцію з 20 зразків, відібраних з продуктивного горизонту С-5 Чкалівського родовища. Як показує рис. 5, для даної вибірки зразків безумовно продуктивного пласта (продуктивність підтверджена випробуванням) зв'язок кута змочування і товщини плівки виражений ще слабше, ніж для колекції в цілому, причому, зв'язок має зворотну спрямованість: чим товще фіктивна плівка залишкової води, тим більше кут змочування, тим більш гідрофобна порода.

До слова сказати: можна сперечатися щодо класифікації порід за змочуваністю, наведеної в ГСТУ [10]. Згідно з цим документом, до порід з нейтральною змочуваністю відносять породи з інтегральним кутом змочування рівним  $90^\circ$ . На

нашу думку, повинен бути певний діапазон кутів змочування, при якому порода характеризується як порода з нейтральною (або проміжною) змочуваністю. Наприклад, можна взяти градації К.І. Багрінцевої [17] і виділяти як гідрофільні породи з кутом змочування  $0-75^\circ$ , як нейтральні - з кутом  $75-105^\circ$ , а як гідрофобні - з кутом більше  $105^\circ$ . Однак, навіть в цьому випадку, породи Чкалівського родовища що розглядаються, за інтегральним кутом змочування будуть віднесені до гідрофільних, за винятком одного зразка, який буде мати нейтральну змочуваність.

Порівняно з колекцією в цілому, дещо краще виражений зв'язок товщини плівки з ВУЗ (рис. 6), ЗВ (рис. 7) і абсолютною газопроникністю (рис. 8).

Однак, як і в попередньому випадку, зв'язок товщини плівки з ВУЗ і ЗВ зворотний: чим більше ВУЗ і ЗВ – тим тонше фіктивна плівка. Як і на графіках основної колекції зразків, найкраще виражений зв'язок товщини плівки з проникністю: чим вище газопроникність, тим більше товщина фіктивної плівки залишкової води, тобто тим більш гідрофільною є порода.

Складемо таблицю 5, де крім якісних зв'язків, відповідних таблиці 4, наведені коефіцієнти апроксимації, використані в якості характеристики сили зв'язку.

Як видно з таблиці 5, сила зв'язку товщини фіктивної плівки і крайового кута змочування дуже слабка і легко може бути нейтралізована іншими, більш сильними зв'язками, наприклад впливом переважаючого розміру пор або глинистості [18,19]. Інакше кажучи, у загальному випадку зв'язок існує, але для конкретного пласта його можна і не помітити. Слабким є і зв'язок товщини фіктивної плівки з ВУЗ, порівняно непогано виражений зв'язок товщини фіктивної плівки

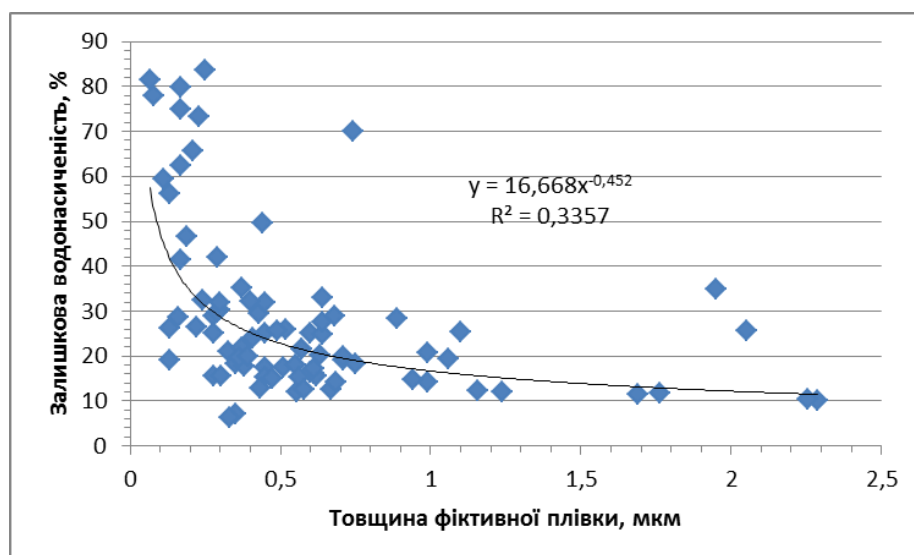


Рис. 3. Зв'язок товщини фіктивної плівки із залишковою водонасиченістю

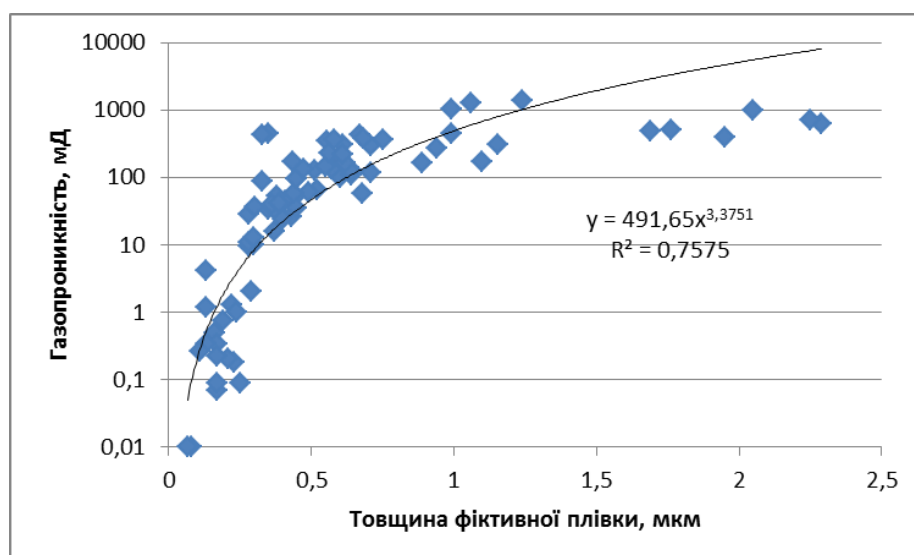


Рис. 4. Зв'язок товщини фіктивної плівки з газопроникністю зразків

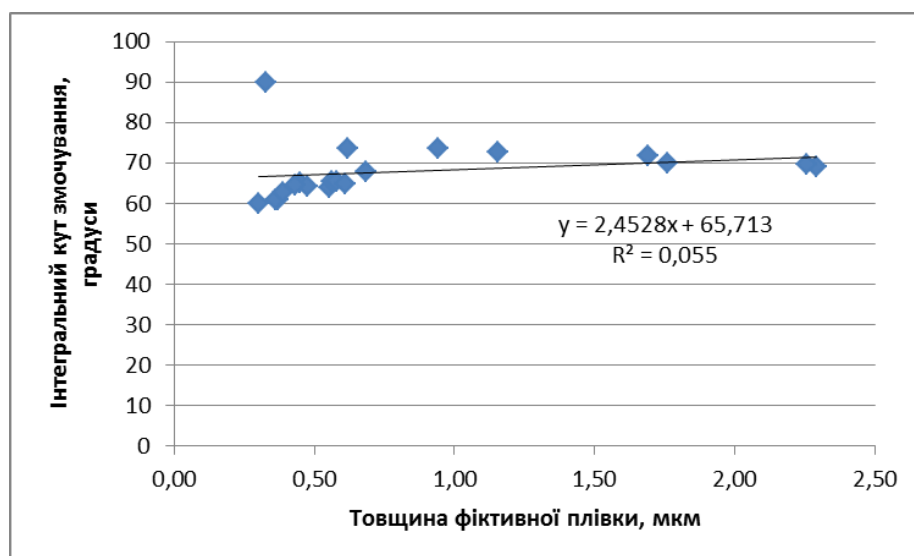


Рис. 5. Зіставлення інтегрального кута змочування і розрахункової товщини фіктивної плівки для зразків Чкалівського родовища



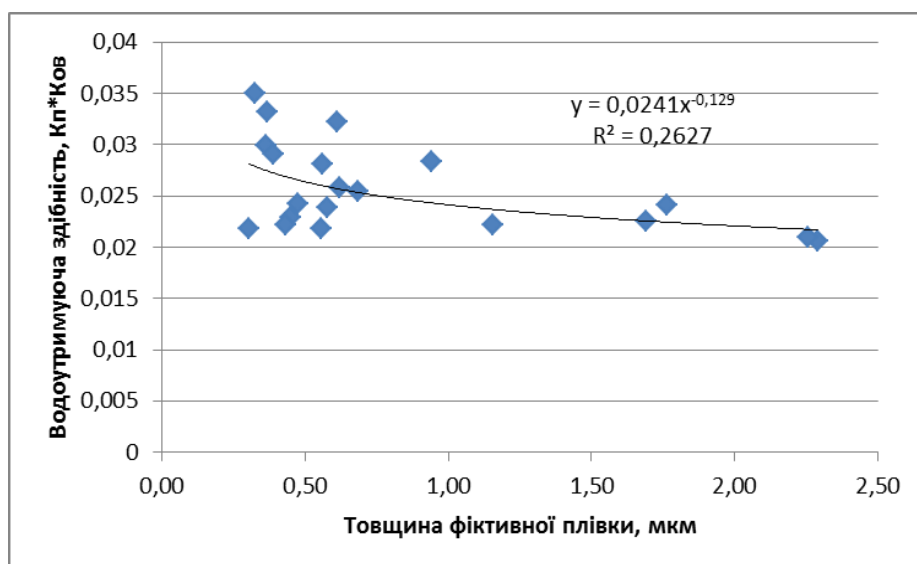


Рис. 6. Зв'язок товщини фіктивної плівки з ВУЗ ( $K_{п} \cdot K_{зв}$ ) для зразків Чкалівського родовища

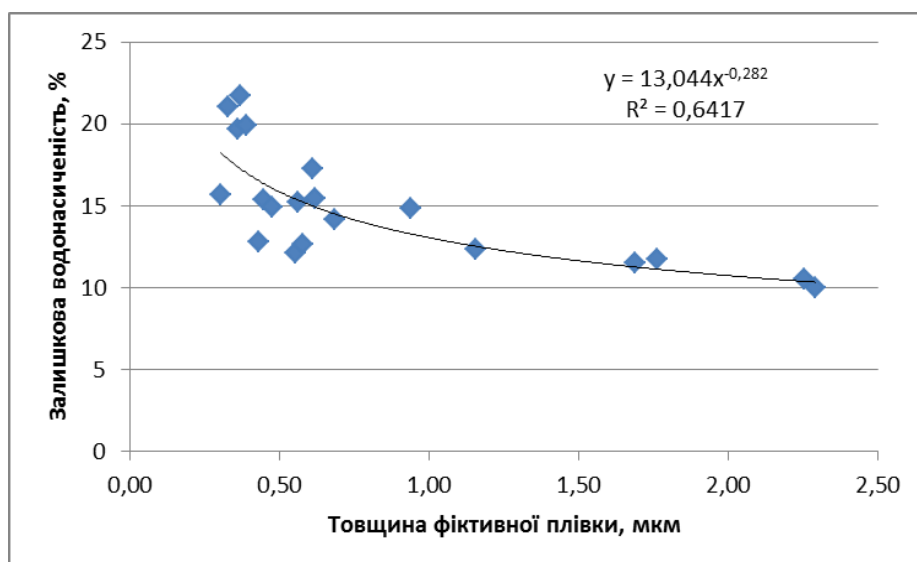


Рис. 7. Зв'язок товщини фіктивної плівки із ЗВ для зразків Чкалівського родовища

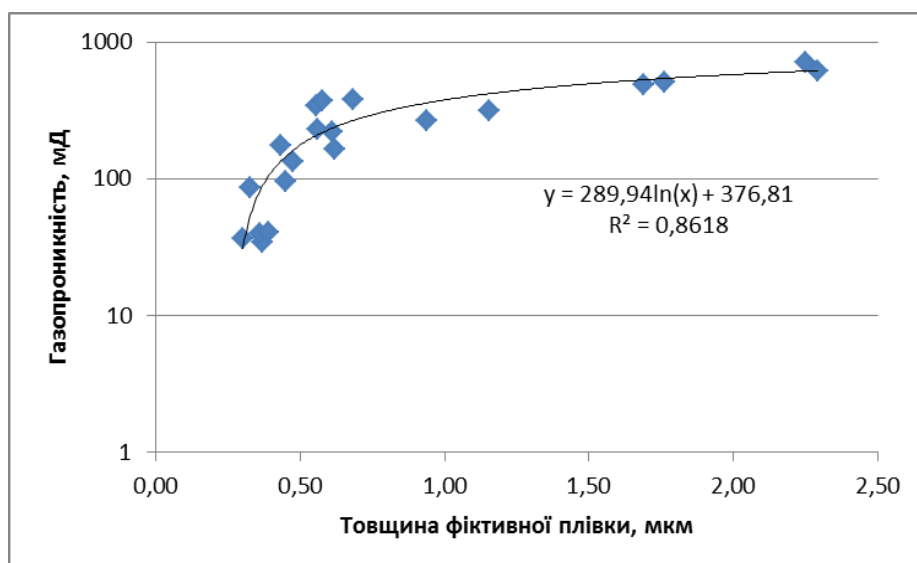


Рис. 8. Зв'язок товщини фіктивної плівки з газопроникністю для зразків Чкалівського родовища

Таблиця 5

Джерело інформації	Б <sub>ф</sub> , мкм	Θ, градус	ГФЛ	ЗВ %	ВУЗ, %	К <sub>пр</sub> , мД
Колекція з 83 зразків різних родовищ і горизонтів	↑	↓ 0,1409	↑	↓ 0,3357	↓ 0,016	↑ 0,7575
Колекція з 20 зразків з одного продуктивного горизонту	↑	↑ 0,055	↓	↓ 0,6417	↓ 0,2627	↑ 0,8618

з ЗВ, а найкраще – з газопроникністю породи. Але в обох останніх випадках зв'язок зворотний очікуваному, тобто, потовщення фіктивної плівки пов'язане зі зниженням значень цих параметрів. В анотації до роботи [2] згадується про те, що кількісна оцінка гідрофільності по ВУЗ можлива, в першу чергу, для карбонатних колекторів, які зазвичай містять мінімум глинистого матеріалу. Там же зазначено, що в теригенних колекторах зв'язок між гідрофільністю і ВУЗ можна очікувати тільки для порід з однаковою глинистістю і незмінним мінеральним складом. У разі колекції зразків горизонту С-5 Чкалівського родовища ми маємо якраз зразки приблизно постійного, істотно кварцового мінерального складу з приблизно рівною невеликою глинистістю, представлену каолінітом. Однак, значущого прямого зв'язку між ВУЗ, товщиною плівки і гідрофільністю породи не виявлено.

Автори даної роботи вважають, що змочуваність порід-колекторів безумовно пов'язана з вмістом залишкової води, більш того, саме існування залишкової води обумовлено наявністю змочуваності. Однак, вміст залишкової води залежить не тільки від змочуваності, але і від інших факторів, до числа яких можна, перш за все, віднести розміри пор породи. Вплив розмірів пор, точніше, вплив присутності великих пор, показано в роботах [18,19,20]. Наприклад, для даної колекції з 83 зразків, краще виражений

зв'язок товщини плівки з медіанним діаметром пор, ніж з ВУЗ або ЗВ. (Рис. 9. Порівняти з рис. 2 і рис. 3).

Усі аналізи змочуваності, про які йшлося вище, виконані згідно ГСТУ 41-32-2002 [10]. Для перевірки отриманих результатів по 16 зразках Чкалівського родовища була визначена змочуваність по ОСТ 39-180-85 і результати зіставлені з розрахунковими товщинами фіктивних плівок. Результат зіставлення наведено на рис.10, який показує слабкий зворотній зв'язок між товщиною плівки і показником М - чим товще плівка, тим менше М, тим більш гідрофобною є порода. Для цієї вибірки використання для співставлення результатів по ОСТ 39-180-85 тільки підтвердило висновки, зроблені з використанням результатів по ГСТУ 41-32-2002: на невеликих колекціях, використовуючи даний метод розрахунку, ми можемо отримати недостовірний результат.

**Заключення.** Нагадаємо, що, на думку авторів методики, що апробується, ступінь гідрофільності продуктивного пласта якісно характеризується вмістом залишкової води: чим вище її вміст - тим вище гідрофільність [2]. Для кількісної характеристики ступеня гідрофільності пропонується використовувати товщину фіктивної плівки залишкової води на поверхні фільтраційних каналів, яка повинна наростати прямо пропорційно ступеню гідрофільності (зворотно пропорційно крайовому куту змочуваності), і яка

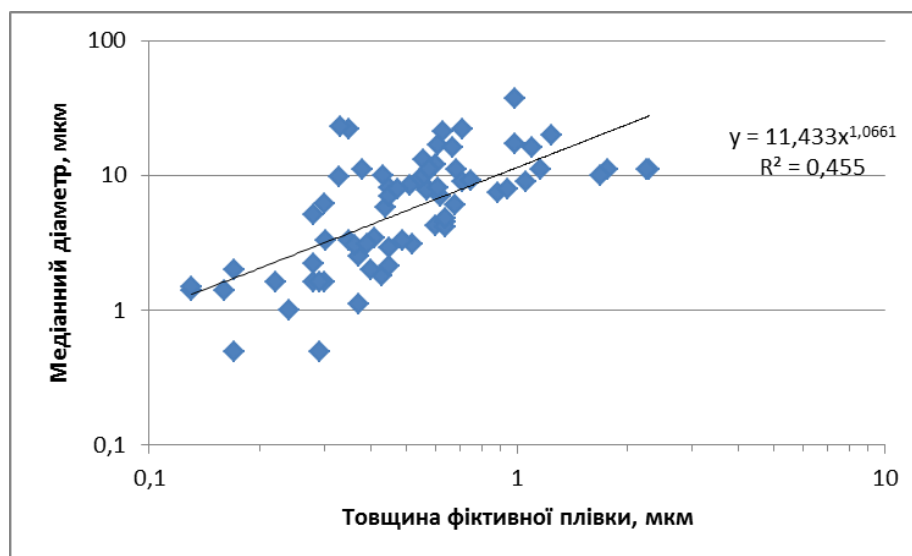


Рис. 9. Зв'язок товщини фіктивної плівки з медіанним діаметром пор зразків

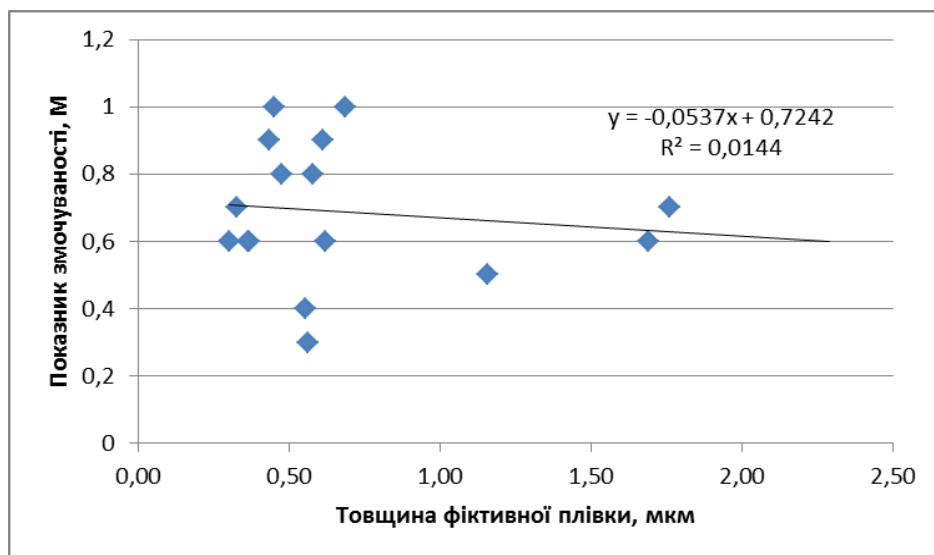


Рис. 10. Зв'язок товщини фіктивної плівки з показником М для зразків горизонту С-5 Чкалівського родовища

визначається за значеннями ВУЗ [2,3].

На основі виконаних лабораторних досліджень можна стверджувати, що згідно наших даних, і даних [3], значення ЗВ зі зростанням розрахункової гідрофільності породи можуть як збільшуватись, так і зменшуватись (табл. 4,5). Зв'язок ЗВ з кутом змочування неоднозначний і для оцінки ступеня гідрофільності порід повинний застосовуватися з великою обережністю. Оцінка повинна проводитися з урахуванням усього комплексу факторів, що впливають на змочуваність.

Щодо кількісної оцінки гідрофільності по товщині фіктивної плівки ЗВ, то по-перше, визначити товщину плівки за ВУЗ вельми проблематично, вони надто слабо зв'язані (рис. 2,6), по-друге, товщина плівки слабо і неоднозначно пов'язана з показником змочуваності, в якості якого використаний кут змочування, визначений за методикою ГСТУ 41-32-2002 і показник М при досліді з використанням ОСТ 39-180-85 (рис. 1,5,10). Можливо, справа в запропонованих формулах для розрахунку товщини плівки, і ідея отримає подальший розвиток, однак, на даному

етапі замінити прямий вимір показників змочуваності на розрахунок за відомими значеннями основних колекторських властивостей неможливо.

**Висновок.** Встановлена відсутність значущих зв'язків між даними лабораторних досліджень унеможлиблює розрахунок змочуваності за відомими значеннями основних колекторських властивостей згідно рекомендованої в роботі [2] формулі, а значить і практичне застосування запропонованої в роботах [1,2,3] методики у лабораторній практиці. Зроблений висновок не можна безумовно поширити на оцінку змочуваності по даним ГДС (визначення як залишкового водонасичення, так і коефіцієнта газонасичення за даними ГДС має свою специфіку) але неможливість побудови шуканих залежностей в лабораторних умовах змушує з обережністю підходити до такого роду розрахунків. Виконана робота допоможе запобігти грубих помилок при оцінці змочуваності, що проводиться в різних виробничих цілях, наприклад, при розробці методів запобігання вибіркового обводненню свердловин.

#### Література

1. Ахметов Р.Т. Связь смачиваемости с коллекторскими свойствами продуктивных пластов [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.А. Калентьева // Современные технологии в нефтегазовом деле. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Т1. – Уфа, 2015. – 412 с.
2. Ахметов Р.Т. Водоудерживающая способность и смачиваемость продуктивных пластов. [Текст] / Р.Т. Ахметов, В.В. Мухаметшин // Нефтегазопромысловое дело, 2015. – Т. 15, № 2. – С. 34-37.
3. Ахметов Р.Т. Прогноз показателя смачиваемости по объёмному содержанию остаточной воды. [Текст] / Р.Т. Ахметов, Ю.В. Зейгман, В.В. Мухаметшин, А.В. Андреев, Ш.Х. Султанов // Нефть и газ, 2017. – № 2. – С. 39-43.
4. Ахметов Р.Т. Влияние гидрофобизации коллекторов на остаточную нефтенасыщенность. [Текст] / Р.Т. Ахметов, Г.Ф. Шамсутдинова // Современные технологии в нефтегазовом деле. Сборник трудов международной научно-технической конференции. Т1. Изд-во УГНТУ, Уфа, 2018. – 389 с.
5. Пирсон Сильвен Дж. Учение о нефтяном пласте [Текст] / Сильвен Дж. Пирсон – М.: Гос. Науч.-техн изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. – 570 с.

6. Нестеренко М.Ю. Петрографічні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів [Текст] / Монограф. / М.Ю. Нестеренк. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
7. Абеленцев В.М. Прогнозування обводнення порід-колекторів за характером їхньої змочуваності [Текст] / В.М. Абеленцев // Збірник «Питання розвитку газової промисловості України». – Х., УкрНДІгаз. – 2008. – Вип. XXXVI. – С. 134-136.
8. Абеленцев В.М. Геологічні умови вилучення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної припортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / монограф. / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко. – Х.: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2014. – 192 с.
9. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород [Текст]. Введён 01.07.1985. Миннефтепром СССР, 1985. – 13 с.
10. ГСТУ 41-32-2002. Визначення змочуваності порід колекторів методом центрифугування зразків [Текст]. – К.: Мінекоресурсів України, 2002.
11. Добрынин В.М. Петрофизика [Текст] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
12. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
13. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР [Текст] / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1973. – 304 с.
14. СОУ 73.1-41-08.11.08:2006. Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки. ЛВ УкрДГРІ; Київ-Львів, 2006.
15. СОУ 09.1-30019775-218:2013 Дослідження керна нафтових і газових свердловин. Порядок проведення [Текст]. – Київ, ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
16. Мухаринская И.А. Оценочная классификация газонефтеносных коллекторов восточной Украины [Текст] / И.А. Мухаринская. – В сб. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. – М.: Недра, 1969. – С. 117.
17. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород [Текст] / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1982. – 256 с.
18. Михайлов Н.Н. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними [Текст] / Н.Н. Михайлов, Л.С. Сечина, И.П. Гурбатова // Электронный научный журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика», вып. 1(3), 2011.
19. Михайлов Н.Н. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. [Текст] / Н.Н. Михайлов, Н.А. Семёнова, Л.С. Сечина // Электронный научный журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика», вып. 1(1), 2010.
20. Михайлов Н.Н. Влияние микроструктуры порового пространства на гидрофобизацию коллекторов нефти и газа. [Текст] / Н.Н. Михайлов, В.А. Кузьмин, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Вестник Московского Университета, сер. 4, геология, 2016. – №5. – С. 67-75.
21. Гегузин Я.Е. Капля [Текст] / Я.Е. Гегузин. – М.: Недра, 1973. – 160 с.

**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. – виконання аналізів, розрахунки, підготовка даних, написання тексту; Лур'є А.Й. і Фик О.І. – аналіз, оцінка і обговорення вихідних матеріалів і отриманих результатів, написання тексту.

UDC 553.98

**Sergey Poverennyi,**

Senior Researcher, Ukrainian Research Institute for Natural Gases,  
20 Gimnaziyna naberejna, Kharkiv, 61010, Ukraine,  
e-mail: [sergei-poverennyi@ukr.net](mailto:sergei-poverennyi@ukr.net), <https://orcid.org/0000-0002-7836-6278>;

**Anatoliy Lurye,**

Doctor of Sciences (Geology and Mineralogy), Professor,  
V. N. Karazin Kharkiv University, 4 Svobody Sq., Kharkiv, 61022, Ukraine,  
e-mail: [anlure16@gmail.com](mailto:anlure16@gmail.com), <http://orcid.org/0000-0003-4836-5781>;

**Olena Piddubna,**

Junior Researcher, Ukrainian Research Institute for Natural Gases,  
e-mail: [abit201087@gmail.com](mailto:abit201087@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0002-6966-3289>;

**Oleksandr Fyk**

Doctor of Technical Sciences, Associate Professor,  
Department of Military Communications and Informatization,  
National Academy of the National Guard of Ukraine, 3 Zakhysnykiv Ukrayiny Sq., Kharkiv, 61001 Ukraine,  
e-mail: [aifleks@ukr.net](mailto:aifleks@ukr.net), <https://orcid.org/0000-0001-6735-6229>

**ON THE POSSIBILITY OF WETTABILITY ASSESSMENT OF OIL AND GAS RESERVOIRS  
BY THEIR MAIN COLLECTOR PROPERTIES**

**Problem statement.** In some publications, the possibility of determining the wettability according to geophysical studies of wells (GIS), in particular, defined in the complex GIS residual water saturation or water retention capacity. As the main quantitative indicator of wettability, the thickness of the fictitious film of residual water is used. If this idea is true, then the calculation of wettability is possible and the results of determining the same parameters in the course of laboratory studies of core material.

**The purpose of this work** is to test the proposed method for calculating wettability on the basis of data on the main reservoir properties of rocks obtained in the laboratory and to assess the possibility of practical application of this technique.

**Scientific and practical significance.** The wettability of the rock surface is an important parameter on which the main indicators of the development of hydrocarbon deposits depend. At the moment, many oil and gas companies are experiencing difficulties in developing long-term fields. This is a breakthrough of water during water flooding, selective flooding of the wells and increased water-repellency of the reservoir in the development process. Taken together, this leads to a decrease in the rate of hydrocarbon extraction, a significant increase in flooding and, as a result, to a decrease in the final indicators of hydrocarbon recovery and significant economic losses. There are many methods of influencing the oil and gas reservoir in order to obtain a cost-effective inflow of hydrocarbons. But whatever method was used, there is a question of control and adjustment of wettability, the solution of which is impossible without determining the real relative wettability of the reservoir with water and hydrocarbons. Core material, which can determine the wettability of standard methods, is not selected enough and the possibility of calculating the wettability of GIS data could fundamentally improve the situation.

**Analysis of available publications on the topic.** In the course of the work, the theoretical background of the proposed technique, the conclusion of the formula for calculating the thickness of the dummy film and the data on practical application given in the available works were analyzed. According to the authors of the tested method, the degree of hydrophilicity of the productive formation is qualitatively characterized by the content of residual water: the higher its content, the more hydrophilic the rock. To quantify the degree of hydrophilicity, it is proposed to use the thickness of the fictitious film of residual water on the surface of pore channels, which should increase in direct proportion to the degree of hydrophilicity and which is determined by the values of the water-holding capacity of rocks.

**Materials of own researches.** On the basis of laboratory studies, the results of which are presented in the article, it can be argued that the values of residual water saturation with increasing hydrophilicity can both increase and decrease. The relationship between residual water saturation and wetting angle is ambiguous and should be used with great care to assess the degree of hydrophilicity of rocks.

Quantification of hydrophilicity on the thickness of the dummy film of residual water is complicated by the fact that, first, to determine the film thickness for water-holding capacity is highly problematic, they are too weakly bound, and secondly, the film thickness is poorly and ambiguously connected with the wetting, which used the wetting angle, and the index "M" defined by standard methods. Perhaps it is the proposed formulas for calculating the thickness of the fictitious film and the idea can be further developed, however, at this stage to replace the direct definition of wettability on the calculation of known values of reservoir properties is impossible.

**Conclusion.** Calculation of wettability by known values of basic reservoir properties determined in laboratory conditions is impossible. We stipulate that this conclusion cannot be unconditionally transferred to the assessment of wettability according to GIS (determination of both residual water saturation and gas saturation coefficient according to GIS has its own specifics), but the impossibility of constructing the desired connections in the laboratory forces caution to approach such calculations. The performed work will help to avoid gross errors in the assessment of wettability, performed for various practical purposes, in particular, in the development of methods to prevent selective flooding of wells.

**Keywords:** wettability, wettability of reservoir rocks, wettability of productive reservoirs, wettability according to the Geophysics, wetting parameters, methods for determining wettability, residual water, water-holding capacity.

#### **References**

1. Ahmetov R.T., Kalent'eva V.A. (2015). *Svjaz' smachivaemosti s kollektorskimi svojstvami produktivnyh plastov [Connection of wettability with reservoir properties of productive layers]. Sovremennye tehnologii v neftegazovom dele. Sbornik trudov mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii. T. 1, Ufa, 412.*
2. Ahmetov R.T., Muhametshin V.V. (2015). *Vodouderzhivajushhaja sposobnost' i smachivaemost' produktivnyh plastov [Water-holding capacity and wettability of productive layers.]. Neftegazopromyslovoe delo, 2015, 15, 2, 34-37.*

3. Ahmetov R.T., Zejgman Ju.V., Muhametshin V.V., Andreev A.V., Sultanov Sh.H. (2017). Prognoz pokazatelja smachivaemosti po ob'jomnomu sodержaniju ostatocnoj vody [Forecast of wettability index by volume content of residual water]. *Neft' i gaz*, 2, 39-43.
4. Ahmetov R.T., Shamsutdinova G.F. (2018). Vlijanie gidrofobizacii kollektorov na ostatocnuju nefenasyshennost' [The effect of hydrophobization of reservoir residual oil saturation]. *Sovremennye tehnologii v neftegazovom dele. Sbornik trudov mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii. T. 1, Izd-vo UGNTU, Ufa*, 389.
5. Pirson Sil'ven Dzh. (1961). Uchenie o nefljanom plaste [The doctrine of the oil reservoir]. *M.: Gos. Nauch.-tehn izd-vo nefljanoy i gorno-toplivnoj literatury*, 570.
6. Nesterenko M.Ju. (2010). Petrografichni osnovi obruntuvannja fljuïdonasichennja porid-kolektoriv [Petrographic bases of substantiation of fluid saturation of reservoir rocks]. *K.: UkrDGRI*, 224.
7. Abielientsev V.M. (2008). Prohnozuvannia obyvodnennia porid-kolektoriv za kharakterom yikhoi zmochuvanosti [Prediction of reservoir rocks watering by the nature of their wettability]. *Zbirnyk «Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy»*. Kharkiv: UkrNDIgaz, XXXVI, 134-136.
8. Abielientsev V.M., Lurie A.I., Mishchenko L.O. (2014). Heolohichni umovy vyluchennia zalyshkovykh zapasiv i dorozvidky rodovyshch vuhlevodniv pivnichnoi prybortovoi zony Dniprovsko-Donetskoï zapadyny [Geological conditions of withdrawal of residual reserves and additional exploration of hydrocarbon deposits of the Northern instrument zone of the Dnieper-Donetsk depression], *Kharkiv: V.N. Karazin KhNU*, 192.
9. OST 39-180-85 (1985). *Neft'. Metod opredelenija smachivaemosti uglevodorodsoderzhashhih porod* [Method for determination of wettability of hydrocarbon-containing rocks.]. *Vvedjon 01.07.1985. Minnefteprom SSSR*, 13.
10. HSTU 41-32-2002 (2002). Vyznachennia zmochuvanosti porid kolektoriv metodom tsentryfuhuvannia zrazkiv [Determination of wettability of reservoir rocks by centrifugation of the samples]. *K.: Minekoresursiv Ukrainy*.
11. Dobrynin V.M., Vendel'shtejn B.Ju., Kozhevnikov D.A. (1991). *Petrofizika* [Petrophysics]. *M.: Nedra*, 368.
12. Hanin A.A. (1969). *Porody-kollektory nefiti i gaza i ih izuchenie* [Reservoir rocks of oil and gas and their study]. *Nedra*, 368.
13. Hanin A.A. (1973). *Porody-kollektory nefiti i gaza neftegazonosnyh provincij SSSR* [Rocks-reservoirs of oil and gas of oil and gas-bearing provinces of the USSR]. *M.: Nedra*, 304.
14. SOU 73.1-41-08.11.08:2006 (2006). Vyznachennia koefitsientiv absolutnoi ta efektyvnoi pronyknosti hirskykh porid za statsionarnoi filtratsii hazu [Determination of coefficients of absolute and effective permeability of rocks at stationary gas filtration]. *Metodychni vkazivky. LV UkrDHRI, Kyiv-Lviv*.
15. SOU 09.1-30019775-218:2013 (2013). *Doslidzhennia kerna naftovykh i hazovykh sverdlovyn* [Core studies of oil and gas wells]. *Poriadok provedennia Kyiv, PAT «Ukrhazvydobuannia»*, 28.
6. Muharinskaja I.A.(1969). *Ocenochnaja klassifikacija gazoneftenosnyh kollektorov vostochnoj Ukrainy* [Estimated classification of gas and oil reservoirs of Eastern Ukraine]. *V sb. Razvitie gazovoj promyshlennosti Ukrainskoj SSR, M.: Nedra*, 117.
17. Bagrinceva K.I. (1982). *Treshhinovatost' osadochnykh porod* [Fracture of sedimentary rocks]. *M.: Nedra*, 256.
18. Mihajlov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. (2011). *Pokazateli smachivaemosti v poristoj srede i zavisimost' mezhdunami* [Indicators of wettability in a porous medium and the relationship between them]. *Jelektronnyj nauchnyj zhurnal «Georesursy, geojenergetika, geopolitika»*, 1(3).
19. Mihajlov N.N., Semjonova N.A., Sechina L.S. (2010). *Uslovija formirovanija mikrostrukturnoj smachivaemosti i ih vlijanie na fil'tracionno-emkostnye svojstva produktivnykh plastov* [Formation conditions of microstructural wettability and their influence on filtration-capacitive properties of productive layers.]. *Jelektronnyj nauchnyj zhurnal «Georesursy, geojenergetika, geopolitika»*, 1(1).
20. Mihajlov N.N., Kuz'min V.A., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). *Vlijanie mikrostrukturnykh porovogo prostranstva na gidrofobizaciju kollektorov nefiti i gaza* [Influence of microstructure of pore space on hydrophobization of oil and gas reservoirs.]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta, Ser. 4, Geologija*, 5, 67-75.
21. Geguzin Ja.E. (1973). *Kaplja* [Drop]. *M.: Nedra*, 160.