

ДОСЛІДЖЕННЯ КАПІЛЯРНОГО ВВЕДЕННЯ ХІМІЧНИХ РЕЧОВИН У ПРОДУКТИВНІ ПЛАСТИ ДЛЯ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН

С. О. Овецький, Я. Я. Якимечко*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727144,
e-mail: y a r o s l a v . y a k u m e c h k o @ n i n g . e d u . u a

Дослідження капілярних систем вуглеводневих покладів є важливою і актуальною задачею, особливо з огляду на велику кількість родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації, та великих перспектив розробки нетрадиційних родовищ, зокрема щільних і сланцевих порід. Для даних родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20%. Це потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів із використанням особливостей капілярних систем. Мета дослідження – встановити основні фактори впливу на капілярну систему нафтового покладу з метою підвищення продуктивності свердловини та розробити засоби та заходи щодо такого впливу. Для цього задіяно систему лабораторних та цифрових досліджень капілярних систем стосовно їхньої проникності для нафтової фази у різних колекторах. Розглянуто методи впливу на капілярні системи з метою збільшення дебіту нафти з порід різної проникності на основі отриманих даних, які свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків при введенні у зразки, які імітують привибійну зону пласта нафтової свердловини, запропонованого до використання натрієвого мила. Отримали збільшення проникності для дрібних частинок – на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3%. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Всі досліджувані зразки з застосуванням капілярної домішки демонструють тільки покращені характеристики зменшення адгезії флюїду до стінок пор порівняно з результатами без таких домішок (на 78% для колекторів низької пористості, колекторів високої пористості – 50%, колекторів середньої пористості – 41%). Виходячи з цього, можна зробити висновок про переваги застосування домішок для підвищення капілярної проникності структур з низькою та високою пористістю. Виявлено пріоритетні характеристики привибійної зони пласта, для яких така обробка буде результативною. Практична цінність дослідження полягає у визначенні можливих факторів, які б дозволили керувати проникністю капілярних систем різних колекторів нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації.

Ключові слова: пізня стадія експлуатації, низька проникність, капілярні системи, натрієве мило, введення хімічної суміші.

The study of the capillary systems of hydrocarbon reservoirs is an important and urgent task, especially in view of the large number of reservoirs that are at a late stage of production and the great prospects for the development of unconventional reservoirs, especially tight and shale reservoirs. For these reservoirs, increasing the permeability of the capillary systems allows the flow rate to be increased by 15-20%. This requires new approaches, in particular the investigation of the possibilities of additional hydrocarbon recovery using the properties of capillary systems. The aim of the research is to identify the main factors influencing the capillary system of the oil reservoir in order to increase the productivity of the well and to develop means and measures for influencing them. To this end, a system of laboratory and digital studies of capillary systems in terms of their permeability to the oil phase in various reservoirs has been used. The effect on capillary systems is considered for the purpose of increasing oil flow from rocks of different permeability based on the data obtained, which indicate improvement filtration characteristics of samples when introduced into the samples that simulate the borehole zone of the reservoir of the oil well proposed for the use of sodium soap - an increased permeability for smaller particles by 25%, for the largest - by 72%, medium - by 3%. The saturation curves of the samples also changed and in their character came as close as possible to the dynamics of average grain sizes. All the samples studied with the use of a capillary admixture show only an improvement in the characteristics of reducing fluid adhesion to the pore walls compared to the results without such impurities (by 78% for collectors of low porosity, 50% for collectors of high porosity, 41% for collectors of medium porosity). From this it can be concluded that the benefits of introducing additives to increase capillary permeability are significant for low and high porosity structures. Priority characteristics of the wellbore zone of the formation have been identified for which such treatment will be effective. The practical value of the research lies in the identification of possible factors that would allow the management of the permeability of the capillary systems of different collectors of oil fields at a late stage of operation.

Key words: late stage of production, low permeability, capillary systems, sodium soap, input of a chemical substance.

Вступ

Необхідність підвищення рівня вилучення вуглеводнів привертає особливу увагу дослідників до виснажених та нетрадиційних родовищ. Інтенсифікація видобутку з родовищ із часто низькою проникністю потребує нових підходів, зокрема вивчення можливостей додаткового вилучення вуглеводнів з використанням особливостей капілярних систем. Наприклад, фахівці «Укргазвидобування» вирішили проблему з вилученням газу із свердловини № 100 Західно-Солохівського родовища, яка знаходиться у Полтавській області. Щодня вона потребувала продувок, що значно зменшувало добовий дебіт та збільшувало виробничо-технологічні втрати. Завдяки застосуванню технології капілярної системи фахівцям «Укргазвидобування» вдалося збільшити добовий дебіт газу на 70 тис. куб. метрів, а виробничо-технологічні втрати зменшити до нуля» (Naftohaz hrupa, 2022). Для покращення роботи свердловини № 100 фахівці «Укргазвидобування» встановили на свердловині систему подачі поверхнево-активних речовин, завдяки чому вдалося збільшити дебіт на 20 тис. куб. метрів на добу. За результатами додаткових досліджень було прийнято рішення застосувати технологію капілярної системи, що в результаті підвищило добовий дебіт ще на 50 тис. куб. метрів. На свердловинах Битків-Бабчинського родовища, що на Івано-Франківщині, завдяки застосуванню капілярних систем добовий дебіт зріс більш ніж на 40% (або на 70 тис. куб. метрів газу).

Капілярні системи – це технологія, яку тільки з 2020 року «Укргазвидобування» почало масштабувати та впроваджувати на своїх об'єктах для підвищення видобування газу. В середньому технологія допомагає збільшити добовий дебіт газу на 20%. Завдяки цій технології від початку року вдалося отримати додаткових понад 37 млн. куб. метрів газу.

Дослідження капілярних систем вуглеводневих покладів є важливою і актуальною задачею, особливо з огляду на велику кількість родовищ, які знаходяться на пізній стадії експлуатації та великих перспектив розробки нетрадиційних родовищ, зокрема щільних і сланцевих порід. Для таких родовищ підвищення проникності капілярних систем дозволяє збільшити дебіт на 15-20%.

Мета дослідження – встановити основні фактори впливу на капілярну систему нафтового покладу з метою підвищення продуктивності свердловини та розробити засоби для з такого впливу.

Завдання дослідження – дослідити можливі фактори, які дозволили б керувати проникністю капілярних систем різних колекторів нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації; удосконалити методику впливу на капілярні системи з метою збільшення дебіту нафти з різних колекторів нафти і газу.

Наукова новизна дослідження полягає у тому, що вперше було запропоновано використовувати для впливу на капілярну систему привибійної зони пласта натрієві мила з метою збільшення проникності за рахунок зниження адгезійних сил між стінкою пори та пластовим флюїдом. Визначено пріоритетні характеристики привибійної зони пласта, для яких така робота буде результативною.

Огляд літератури

Співвідношення між проникністю та капілярним тиском завжди було важливим питанням механіки гірських порід і нафтової інженерії. Для вилучення вуглеводнів, проникність і капілярний тиск є важливими властивостями. Оцінка проникності виявляє характеристики пласта, видобуток нафти і газу та проектування розробки родовища. Проникність зазвичай визначається шляхом аналізу керна та пластового тиску, але це обмежується можливістю вибору керна та тестування, а також складністю отримання інформації про проникність всього пласта за результатами випробування керна, або пласта через невелику кількість свердловин і неоднорідність пласта (Tong, K., Shan, Y., Wang, D., Yang, L. & Chen, W., 2008). Деякі інші дослідники отримують дані за допомогою поєднання фільтраційних властивостей з тестуванням свердловин і застосуванням рівняння Козені (Carman, P. C., 1987). Але такі розрахунки є складними через необхідність отримання достовірних даних про досліджувані пласти на конкретних площах, що негативно впливає на точність розрахунків. Крім того, петрофізичні властивості продуктивних пластів відрізняються, а також мають високий рівень кольматації, особливо в карбонатах, що відбивається на вірогідності розрахунків проникності за даним методом (Tong, K., Shan, Y., Wang, D., Yang, L., & Chen, W., 2008).

І навпаки, капілярний тиск є істотним параметром в дослідженнях, пов'язаних з пористими структурами і рухом багатofазних рідин у пластах (McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I., 2015). Вимірювання капілярного тиску є одним з основних методів, який дозволяє зрозуміти структуру порового простору, провідність і розподіл рідини в зразках порід. Оскільки харак-

терні параметри структури пор можна отримати, знаючи величину капілярного тиску, який дозволяє визначати пористість і абсолютну проникність досліджуваного зразка, що, відповідно, дозволяє отримати залежність між капілярним тиском і проникністю через характеристику структури (Ahmed, T., 2013).

Поки що всі існуючі моделі для обчислення проникності при відомому значенні капілярного тиску базуються на моделі Пуазейля, яка походить від моделі характерної довжини порових каналів. Метод Пуазейля моделює шлях рідини в гірській породі, як у групі труб різного розміру (Sutera, S. P., & Skalak, R., 1993). До моделі Пуазейля введено масштабні коефіцієнти з калібрувальними константами, такими як викривлення та розподіл пор породи (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007). Цей метод передбачає наявність нестисливої рідини і ламінарної течії. Для порівняння, характеристика моделі довжини порових утворень описувала дифузію рідини всередині статистично випадкових пористих середовищ з варіюванням розподілу пор по перерізу породи, а характеристики потоку контролювались за шкалою довжини пористих каналів.

Основна відмінність між цими двома моделями полягає в тому, що в моделі Пуазейля шлях флюїду формулюється математично, і властивості зразка породи коригуються за регуляторним фактором, отриманим експериментальним шляхом випробування потоку рідини (Katz, A.J. and Thompson, A.H., 1986, 1987). На відміну від цього, основне припущення в методі характерної довжини моделей є випадковість розповсюдження пористих середовищ. За цієї обставини, моделі характерної довжини вирішують проблему за допомогою характеристики довжини пористих утворень, яка контролює властивості провідності та властивості течії рідини в пористих середовищах (Thompson, A.H., Katz, A.J., and Raschke, R.A. (1987).

Метод Перселла (Purcell, W. R., (1979) вперше описав зв'язок між проникністю і капілярним тиском на основі моделі Пуазейля. Модель Перселла була вдосконалена (Rose, W., & Bruce, W. A., 1989) шляхом введення нового багатоядерного процесу в оригінальну схему експериментальної конструкції, яка спростила процес дослідження. Крім того, було висловлено припущення, що породи з аналогічними J-функціями або характеристиками кривої капілярного тиску пласта повинні мати подібний літологічний фактор, що підтверджено дослідження (Ma, S., Jian, M., Morrow, N.R., 1991).

Додаткова модифікація до оригінальної моделі Перселла надійшла від (Huet, C. C., Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A., 2005), яка визначила проникність через поєднання з існуючої теорії і параметричними уточнюючими функціями (Nakornthap, K., & Evans, R. D., 1986).

У поєднанні з розробкою та модифікацією методу Перселла, Кац і Томпсон (Huet, C. C., Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A., 2005) представили метод обчислення проникності як функції критичної довжини шляху та відношення провідності насиченої породи до провідності порової рідини. У цьому формулюванні провідність є мірою взаємозв'язку між порами в матеріалі (Nakornthap, K., & Evans, R. D., 1986). Критична довжина шляху залежить від характеристики потоку через досліджуваний об'єкт і може бути визначена через три шкали довжини: характерна довжина, максимальна гідравлічна довжина та максимальна електрична провідність довжини (Katz, A. J., & Thompson, A. H., 1986), які визначають вплив довжини шляху на проникність і визначаються так:

1) характерна довжина визначається як відстань, яку ртутний потік вперше перетинає діаметр пор зразка гірської породи в експерименті з ртуттю, тиск у цій ситуації називається пороговим тиском;

2) максимум гідравлічної довжини - це довжина, визначена як ефективний розмір пор з найбільшою гідравлічною провідністю;

3) максимум довжини електричної провідності визначається як ефективний діаметр пор з максимальною іонною провідністю.

Ці довжини можна безпосередньо виміряти експериментальним шляхом із введенням ртуті у пористий зразок, тому їх легко можна отримати для широкої номенклатури пористих матеріалів.

Інший метод для обчислень проникності як функції капілярного тиску був розроблений Б.Ф. Свансоном (Swanson, B.F., 1981). Це метод кореляції проникності мінералізованого розчину і повітря та насиченням на основі капілярного тиску. Перевага цієї теорії полягала в тому, що її можна представити за допомогою номограми та легко перевірити експериментально. Це дослідження забезпечило точність вимірювання, яке покращило оцінку проникності від величини капілярного тиску в бокових стінках керн, а також дозволило виміряти різницю капілярного тиску всередині бічної стінки, що дало аналогічні результати. Цей метод було перевірено на практиці.

Корективи в теорії Суонсона розширили діапазон застосування методу для визначення проникності. Початкова оригінальна модель була застосовувана лише до ~ 1 мД, але вдосконалення (Wells, J. D., & Amaefule, J. O., 1985) дозволили встановити нове співвідношення між параметром Суонсона (P_c / S_w) і проникністю для значень, менших за 0,01 мД. Зразки керну, які використовували для перевірки вдосконаленої теорії, були зібрані з утворень Фалхер і Тревіс Пік і мали діапазон проникності від 0,00002 мД до 70 мД.

Оскільки проникність є функцією розміру пор i , як показано у (Katz, A.J. and Thompson, A.H., 1986, 1987), довжини пор були розроблені додаткові методи для обчислення проникності за розмірами пор. У підході (Kakarash, Tareq & Dezday, Qays, 2018) у рівнянні Вінланда вводиться математичний зв'язок між петрофізичними властивостями, такими як пористість, проникність і капілярний тиск, із радіусом порового отвору, виміряного в ртутному стовпчику при насиченні ртуттю керна на 35%.

Е. Піттман (Pittman, Edward, 1992) розширив результат Т. Какараша, щоб включити кращий опис порової структури. Для цього використано радіус крайніх пор, який корелює з пороговим тиском для опису ефективної довжини пор. У цьому дослідженні використано понад 200 зразків пісковиків з 14 різних пластів, вік яких варіюється від ордовицького до третинного періоду, для яких було пов'язано нескоректовану газопроникність з пористістю та пороговим тиском, а також параметрами, отриманими з кривих інжекційного капілярного тиску ртуті. Дослідження Е. Піттмана дозволило зв'язати криву розподілу радіуса пор з пористістю, співвідносячи її з проникністю.

Додаткову шкалу довжини для визначення співвідношення проникності до капілярного тиску визначили у (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007). З даного дослідження стало зрозуміло, що необхідно розглядати повний спектр розмірів крайових пор при визначенні масштабів довжини, оскільки сусідні малі пори роблять свій значний внесок до основних розмірів пор, особливо, в низькопроникних породах. Для отримання даних, у (Comisky, J. T., Newsham, K. E., Rushing, J. A., & Blasingame, T. A., 2007) використовували обладнання CoreLaboratories CMS 300 і вимірювану в різних за складом 150 кернах пісковиків відносну проникність. Проникність цих зразків коливалася від 0,0001 мД до 10 Д, а пористість – від 50 до 30%.

Матеріали та методи

Фільтраційні властивості капілярних систем вуглеводневих родовищ низькопроникних колекторів визначаються великою кількістю взаємозалежних факторів, таких як неоднорідність порового простору, низька проникність і змішана змочуваність матриці, часто висока температура, висока мінералізація середовища (Al-OtaibiA, WuYS., 2011), а також наявність сольових включень колектора, змінні властивості самого флюїду (зокрема нафти), змінні та непрогнозовані характеристики поверхні капілярів з адгезійною компонентою на їхній поверхні тощо (Schembre JM, Kovscek AR, 2006). Більшість розроблених моделей фазової проникності через капілярну матрицю застосовуються для визначення капілярного тиску для різноманітних рідин (Falode, O., Manuel, E., 2014).

Під час роботи створено систему лабораторних та цифрових досліджень капілярних систем стосовно їхньої проникності для нафтової фази у різних колекторах. Лабораторні дослідження виконувалися на установці, у якій визначали час і висоту підняття стовпа води, витісненого з піщаного зразка нафтою. Для цього рівень води в бюретці врівноважувався до висоти верхньої частини піску, нафту повільно додавали в контейнер для підвищення тиску на межі піску/нафти і води. Поступово доливаючи нафту в ємність, рівень води в сполученій трубкою мірній бюретці, яка знаходиться на одному рівні з заповненою піском, підвищувався. Капілярний тиск потім розраховували з виміряної висоти води в бюретці. За допомогою рівняння Козені-Кармана внутрішню проникність можна розрахувати за радіусом частинок і пористістю зразка піску.

Використана методика дослідження властивостей взаємодії пластового флюїду у капілярній системі пласта може допомогти у створенні нових методів інтенсифікації припливу, наприклад, за рахунок послаблення адгезійних сил. Суть методики полягає у випробуванні зразків піску, насичених флюїдами різного типу оброблення, на установці СМЦ-2, за схемою «диск-колодка», а також на приладі ПТ-2 за схемою «диск-зразок-пісок». В якості капілярного впорскування розглянута можливість застосування домішки – суміші натрієвих миль.

Результати та обговорення

Для флюїдів нафтових покладів основними поверхнево-активними речовинами є різноманітні мила. Основною вимогою для мила, яке покращує фільтраційні властивості привибійної зони пласта, крім високої мастильної здатності,

Таблиця 1 – Дані проникності, розраховані за результатами вимірювань

	Діаметр частинки, мкм	Проникність, 10^{-12} м^2	Проникність, D	Капілярний тиск, Па
1	167,5	72,805653	73,77032525	78,1648
2	167,5	26,096788	26,44256983	127,0178
3	167,5	26,096788	26,44256983	185,6414
4	253,5	114,83434	116,3558936	48,853
5	253,5	197,74972	200,3698975	39,0824
6	167,5	80,688477	81,75759623	68,3942
7	167,5	50,135515	50,79980923	78,1648
8	167,5	90,24472	91,44045902	68,3942
9	211	85,727378	86,86326287	58,6236
10	211	88,366314	89,53716491	78,1648
11	211	60,591106	61,39393641	87,9354
12	211	43,475605	44,05165539	117,2472

повинна стати його поверхнева активність стосовно поверхні пор. Властивостями мил володіють відходи виробництва концерну "Лукоор", основною частиною яких є натрієве мило.

Мила отримують з карбонових кислот або їх гліцеридів (жирів і масел), гідроксидів і алкоголятів лужних металів (в даному випадку натрію) за температури 150–260 °С. Вони розчиняються у воді у вигляді характерних волокнистих структур. Для забезпечення мінімальної розчинності у нафті натрієві мила повинні мати будову коротких молекулярних ланцюгів, що дає можливість проявити властивості поверхнево-активних речовин і не знижує їх температурні мастильні властивості, які проявляються до температури 165–170 °С.

Для визначення ефективності такої домішки скористаємося запропонованою методикою лабораторних досліджень. Побудуємо діаграму залежності капілярного тиску від насичення зразків нафтою із введенням натрієвого мила у досліджувані зразки для кожного експерименту. Для цього наведено вихідну таблицю 1 даних для капілярного тиску і насичення нафтою для експериментальних груп 1, 4 і 9 (розміри частинок піску вказані у таблиці 1).

Група досліджень 5, 8 та 10 стосуються введення натрієвого мила у зразки через капілярну систему. Решта досліджень (2, 3, 6, 7, 11, 12) проводилися без введення домішок натрієвого мила з контрольною метою.

Спочатку визначимо зміни капілярного тиску при введенні натрієвого мила разом з флюїдом у зразки піску 8 (табл. 2), 5 (табл. 3), 10 (табл. 4).

Отже, можемо спостерігати покращення фільтраційних характеристик зразків для всіх трьох груп експериментальних зразків (розміри

частинок – 167,5 мкм, 253,5 мкм і 211 мкм відповідно). Отримані дані свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків не тільки кількісно. Спостерігалось збільшення проникності для дрібних частинок – на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3 %. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Звідси можна зробити висновок про переваги введення домішок для підвищення капілярної проникності для структур з низькою та високою пористістю. Проведення таких заходів для зерен середньої розмірності не дає результату очевидно через те, що характер зміни цих параметрів і до обробки мав оптимальні значення проникності.

З рис. 4, на якому представлені результати випробування зразків піску на машині СМЦ-2, зрозуміло, що у даному випробуванні у середовищі флюїду як домішки з метою інтенсифікації припливу слід застосовувати натрієві мила. При цьому різке підвищення значень моменту тертя у центральній частині графіку свідчить про втрату змащувальних властивостей нафтових вуглеводнів за високих пластових тисків. Але навіть на даній ділянці адгезійні характеристики для флюїду будуть меншими (23 кН·м), ніж за відсутності запропонованої домішки. Найнижче спостережуване значення – 25 кН·м.

Для визначення адгезійного напруження зсуву у середовищі пластового флюїду з натрієвими милами побудуємо графіки (рис. 5) залежності напруження зсуву від навантаження.

За допомогою графіку (рис. 5) графоаналітичним способом визначимо значення адгезійного напруження зсуву. Необхідно зауважити,

Таблиця 2 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 8

$A/(m \cdot v)$	Різниця рівня підняття нафти, м	Різниця рівня підняття води, м	Насиченість нафтою	Капілярний тиск, Па
22,78195	0,002	0	0	19,5412
	0,007	0,001	0,022782	68,3942
	0,012	0,002	0,045564	117,2472
	0,015	0,0025	0,056955	146,559
	0,02	0,003	0,068346	195,412
	0,025	0,003	0,068346	244,265

Таблиця 3 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 5

$A/(m \cdot v)$	Різниця рівня підняття нафти, м	Різниця рівня підняття води, м	Насиченість нафтою	Капілярний тиск, Па
12,63929	0,004	0	0	39,0824
	0,006	0,001	0,012639	58,6236
	0,013	0,002	0,025279	127,0178
	0,026	0,003	0,037918	254,0356
	0,03	0,003	0,037918	293,118

Таблиця 4 – Дані щодо капілярного тиску та насичення пісків нафтою з 0,1 % часткою мила для експериментальної групи 10

$A/(m \cdot v)$	Різниця рівня підняття нафти, м	Різниця рівня підняття води, м	Насиченість нафтою	Капілярний тиск, Па
13,82011	0,005	0	0	48,853
	0,008	0,002	0,02764	78,1648
	0,01	0,003	0,04146	97,706
	0,014	0,004	0,05528	136,7884
	0,02	0,005	0,069101	195,412
	0,025	0,005	0,069101	244,265

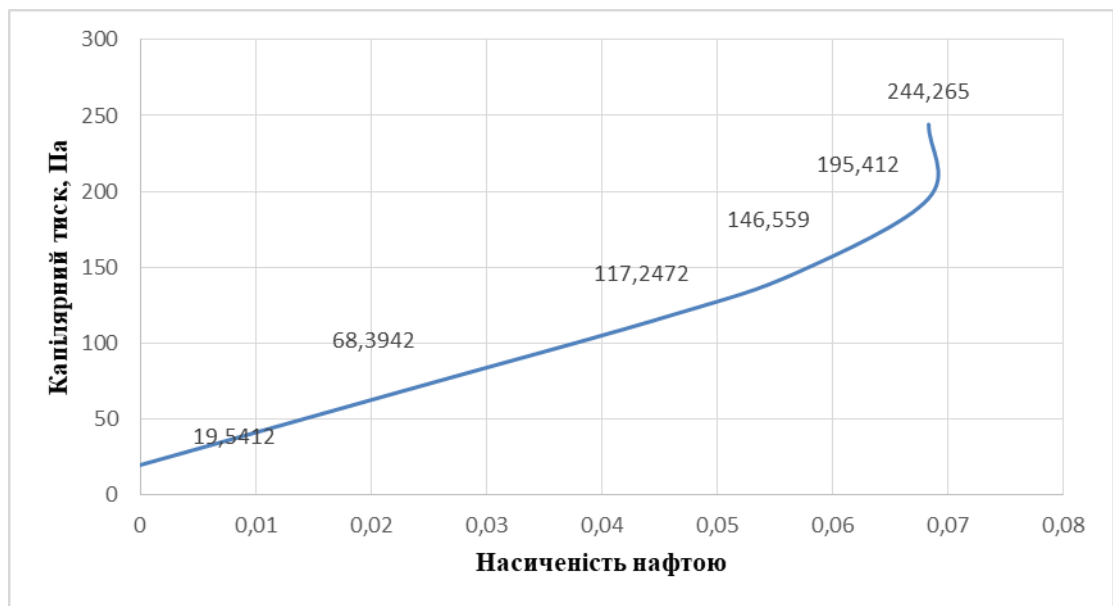


Рисунок 1 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 8



Рисунок 2 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 5

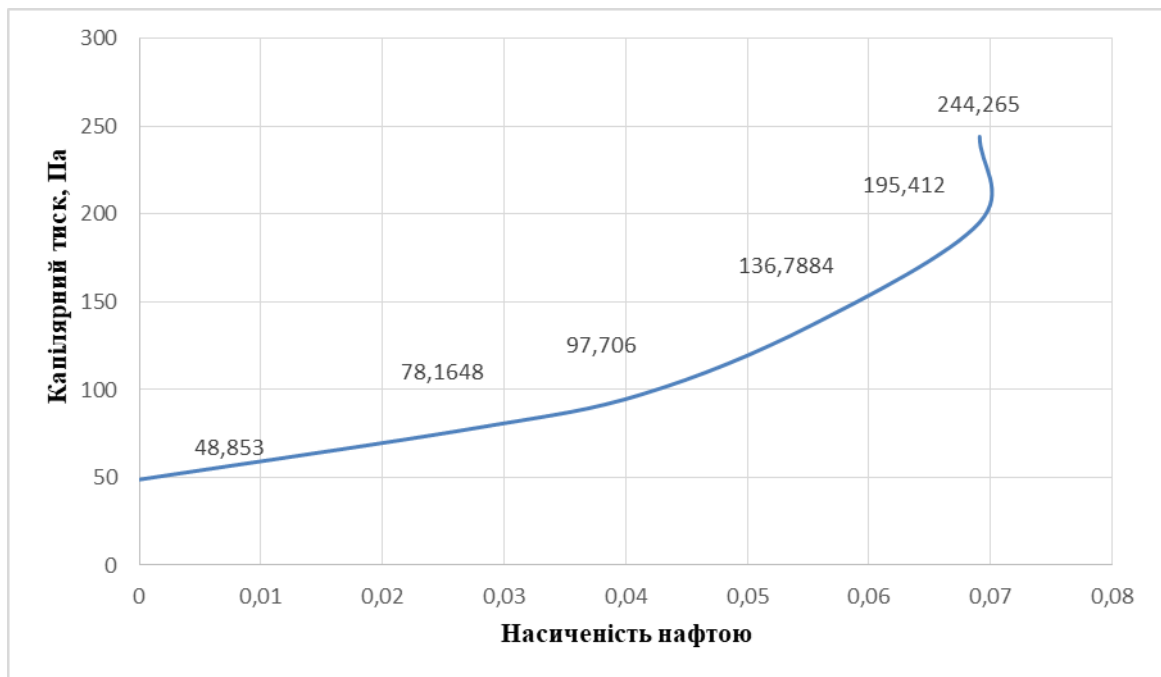


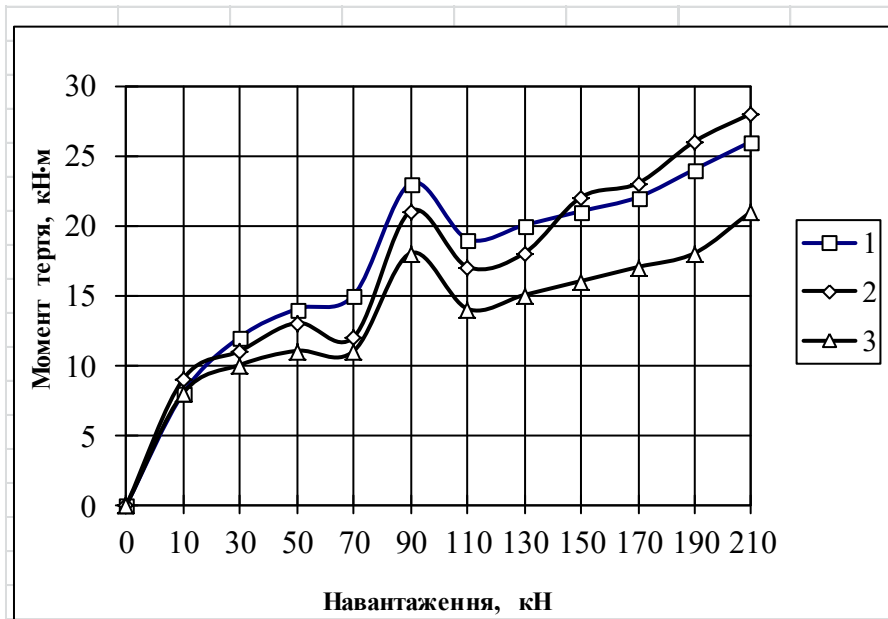
Рисунок 3 – Залежність капілярного тиску від насиченості нафтою з милом для пісків групи 10

що чим менші наведені значення, тим вищі протиадгезійні властивості домішки у флюїд. При цьому спостерігаємо відсутність змін порівняно з вихідним флюїдом для зразка середньої пористості.

Висновки

Отримані дані свідчать про покращення фільтраційних характеристик зразків при введенні у зразки, які імітують привибійну зону пласта нафтової свердловини, запропонованого

до використання натрієвого мила – збільшення проникності для дрібніших частинок на 25%, для найбільших – на 72%, середніх – на 3%. Змінилися також криві насиченості зразків і за характером максимально наблизилися до динаміки середніх розмірів зерен. Звідси можна зробити висновок про переваги застосування введення домішок для підвищення капілярної проникності для структур з низькою та високою пористістю.



1 – розчин складу № 8; 2 – розчин складу № 5; 3 – розчин складу № 10

Рисунок 4 – Залежність моменту тертя від навантаження у середовищі нафтового флюїду



8 – зразок складу № 8; 5 – зразок складу № 5; 10 – зразок складу № 10

Рисунок 5 – Залежність напруження зсуву по зразку від навантаження

Всі досліджувані зразки із застосуванням капілярної домішки демонструють тільки покращені характеристики зменшення адгезії флюїду до стінок пор порівняно з результатами без таких домішок. Найменші показники показують колектори середньої пористості.

Література / References

1. Ahmed T. Fundamentals of reservoir fluid behavior. Work. Guid. To Reserv. Rock Prop. Fluid Flow. 2013. P. 1–30. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-825-9.00001-6>.

2. Al-Otaibi A, Wu YS. An alternative approach to modelling non-Darcy flow for pressure transient analysis in porous and fractured reservoirs. In: SPE paper 149123, the *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*, Al-Khobar, Saudi Arabia; 2011, 15–18 May.

3. Carman P. C. Fluid flow through granular beds. *Transactions, Institute of Chemical Engineers (London)*. 1987. Vol. 15. P. 150–166.

4. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimat-

ing absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.

5. Comisky J. T., Newsham K. E., Rushing J. A., Blasingame T. A. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. Vol. 3. P. 1821–1838.

6. Falode O., Manuel E. Wettability effects on capillary pressure, relative permeability, and irreducible saturation using porous plate. *J. Pet. Eng.* 2014. P. 1–12. <https://doi.org/10.1155/2014/465418>, 2014.

7. Huet C. C., Rushing J. A., Newsham K. E., Blasingame T. A. A Modified Purcell/Burdine Model for Estimating Absolute Permeability from Mercury Injection Capillary Pressure Data. International Petroleum Technology Conference. 2005. <https://doi.org/10.2523/IPTC-10994-MS>

8. Kakarash Tareq, Dezday Qays. Development Permeability prediction for Bai Hassan Cretaceous Carbonate Reservoir. *UHD Journal of Science and Technology*. 2018. Vol. 2. P. 8. DOI: [10.21928/uhdjst.v2n1y2018.pp8-18](https://doi.org/10.21928/uhdjst.v2n1y2018.pp8-18).

9. Katz A. J., Thompson A. H. Quantitative prediction of permeability in porous rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34(11). P. 20–30.

10. Katz A. J. Thompson A. H. Quantitative Prediction of Permeability in Porous Rock. *Physical Review B*. 1986. Vol. 34, No. 11 (December, 1986) 8179–8181.

11. Katz A. J., Thompson A. H. Prediction of Rock Electrical Conductivity from Mercury Injection Measurements. *Journal of Geophysical Research*. 1987. Vol. 92, No. B1. P. 599–607.

12. Ma S., Jian M., Morrow N. R. Correlation of Capillary Pressure Relationship sand Calculations of Permeability. *SPE 22685 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, Oct. 1991. P. 6–9.

13. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: best practice guide* (Firstedit). Amsterdam, Netherlands: Elsevier. 2015. 811 p.

14. Naftohaz hrupa. Dodatkovo 67 mln kub. m hazu na starykh problemnykh sverdlovynakh – efekt vid vprovadzhennya Ukrhazvydobuvannyam tekhnolohiyi kapilyarnykh system. Ofitsiyyny sayt. 13.01.2022. URL: <https://www.naftogaz.com/news/dodatkovo-67-mln-kub-m-gazu-na-staryh-problemnyh-sverdlovynah-efekt-vid-vprovadzhennya-ukrgazvydobuvannyam-tehnologii-kapilyarnykh-system>.

15. Nakornthap K., Evans R. D. Temperature-Dependent Relative Permeability and Its Effect on Oil Displacement by Thermal Methods. *SPE Reservoir Engineering*. 1986. Vol. 1(03). P. 230–242. <https://doi.org/10.2118/11217-PA>

16. Pittman Edward. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curve for Sandstone. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists)*; (United States). 1992. 76:2. DOI: [10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D).

17. Purcell W. R. Capillary Pressures – Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability There from. *Journal of Petroleum Technology*. 1949. Vol. 1(02). P. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-g>

18. Rose W., Bruce W. A. Evaluation Of Capillary Character In Petroleum Reservoir Rock. *Journal of Petroleum Technology*. 1949. Vol. 1(05). P. 127–142. <https://doi.org/10.2118/949127-g>

19. Schembre J. M., Kovscek A. R. Estimation of dynamic relative permeability and capillary pressure from counter current imbibitions experiments. *Transp Porous Media*. 2006. 65(1):31–51.

20. Sun X., Mohanty K. K. Estimation of flow functions during drainage using geneticalgorithm. *SPE J*. 2005. 10(4):449–57.

21. Suttera S. P., Skalak R. The History of Poiseuille’s Law. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1993. Vol. 25(1). P. 1–20. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.25.010193.000245>

22. Swanson B. F. Correlation between permeability and mercury capillary pressure. *J. Petrol. Technol.* 1981. Vol. 6(2). P. 2498–2503.

23. Thompson A. H., Katz A. J., Raschke R. A. Estimation of Absolute Permeability from Capillary Pressure Measurements. *SPE 16794 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, 1987, Sept. 27–30.

24. Tong K., Shan Y., Wang D., Yang L., Chen W. CP-curve-based model for estimating reservoir permeability: an example from a sandstone of Upper Devonian in Tarim Basin. *Oil and Gas Geology*. 2008. Vol. 29. P. 1–10.

25. Wells J. D., Amaefule J. O. Capillary Pressure and Permeability Relationships in Tight Gas Sands. *Proceedings of SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium*. Society of Petroleum Engineers. (1985). <https://doi.org/10.2523/13879-MS>