№ 2(44) 2025

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 05.06.2025. Прорецензовано 19.11.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 622.279.5 **DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-114-126**

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ ЯВИЩА КОНУСОУТВОРЕННЯ ПІДОШОВНОЇ ВОДИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Матківський С. В.
Доктор філософії
Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»
вул. Кудрявська, 26/28, м. Київ, 04053, Україна
https://orcid.org/0000-0002-4139-1381
e-mail: matkivskij@gmail.com

Анотація. Оглядові статті відіграють важливу роль у наукових дослідженнях, узагальнюючи наявні знання з певної теми, оцінюючи їхню актуальність і визначаючи напрями подальших досліджень. У цій роботі проаналізовано результати теоретичних і експериментальних досліджень, присвячених впливу геолого-фізичних і технологічних чинників на процес обводнення видобувних свердловин під час розробки покладів із підошовною водою. Аналіз охоплює широкий спектр питань, зокрема прогнозування розвитку конуса підошовної води у вертикальних і горизонтальних свердловинах, оцінку критичних безводних дебітів нафти й газу, а також вплив анізотропії пласта на підняття та осідання водяного конуса. Окрему увагу приділено ефективності різних методів боротьби з обводненням, серед яких обмеження депресії тиску на пласт, застосування водоізоляційних екранів, спільний відбір нафти чи газу разом із водою, а також технології періодичної експлуатації свердловин для контролю процесу осідання конуса підошовної води. Розглянуто класичні моделі конусоутворення, результати математичних розрахунків та їхній порівняльний аналіз. Особливий акцент зроблено на тому, наскільки ґрунтовно автори досліджень охопили тему, наскільки критично підходили до оцінки результатів досліджень, та чи вдалося їм сформулювати об'єктивну та структуровану картину предмета дослідження. За результатами проведеного аналізу визначено сильні та слабкі сторони існуючих методів прогнозування й технологій боротьби з конусоутворенням підошовної води, а також їхнє практичне значення і перспективи подальших досліджень у сфері управління розробкою нафтових і газових родовищ, які підстилаються підошовною водою. Важливим аспектом роботи є акцент на необхідності проведення додаткових досліджень щодо закономірностей підняття й осідання конуса підошовної води під час розробки газових і газоконденсатних покладів. Представлені результати можуть бути корисними як для науковців, що займаються вивченням процесів конусоутворення, так і для інженерів, які працюють над оптимізацією розробки родовищ за водонапірного режиму.

Ключові слова: підошовна вода; конусоутворення; обводнення; критичний безводний дебіт.

Вступ

Розробка нафтових і газових родовищ із підошовною водою супроводжується низкою технічних та економічних викликів, які потребують ретельного аналізу та впровадження ефективних технологічних рішень для забезпечення раціонального видобутку вуглеводнів.

Підошовна вода, що залягає під нафтовим або газовим пластом, може проникати в зону насичену вуглеводнями, що призводить до обводнення видобувних свердловин, защемлення частини залишкових запасів вуглеводнів та зниження кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення [1].

Запропоноване посилання: Матківський, С. В. (2025). Огляд досліджень явища конусоутворення підошовної води при експлуатації нафтових і газових свердловин. Нафтогазова енергетика, 2(44), 114-126. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-114-126.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

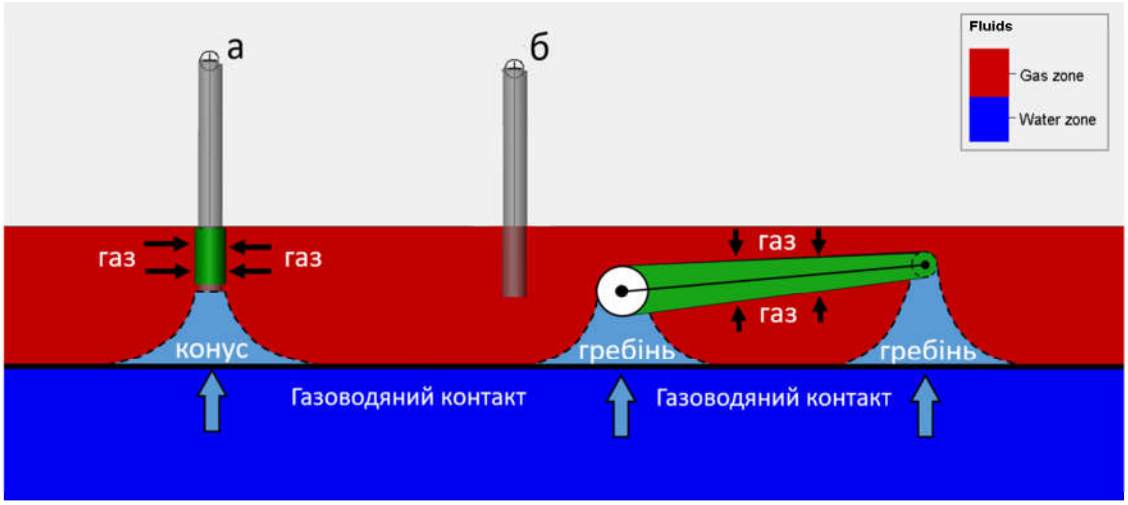


Рисунок 1 – Схема конусоутворення у вертикальній (а) і горизонтальній (б) свердловинах

Коли пластова вода прориває до інтервалу перфорації, значно зростають об'єми видобутої води зі свердловин, що потребує додаткових витрат на її транспортування, очищення та утилізацію. Це обумовлює збільшення собівартості видобутку, зростання екологічних ризиків через скидання або повторне використання пластової води, а також проблем з корозією як трубопроводів, так і промислового обладнання [2].

Розробка родовищ із підошовною водою вимагає комплексного підходу, що включає геологічні, технічні та економічні аспекти, а також впровадження сучасних технологій та методів управління процесом видобутку. Використання тривимірних цифрових моделей родовищ вуглеводнів дозволяє враховувати неоднорідність порід-колекторів та прогнозувати поведінку підошовної води, що сприяє розробці ефективних стратегій видобутку.

У даній роботі узагальнено опубліковані дослідження вітчизняних і зарубіжних авторів, що надають комплексний підхід до вирішення проблем розробки покладів із підошовною водою. Вони охоплюють як теоретичні аспекти, пов'язані з моделюванням та прогнозуванням процесів у пласті, так і практичні рекомендації щодо впровадження сучасних технологій та оптимізації режимів експлуатації свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій.

Протягом тривалого геологічного часу нафта, вода та газ у покладах перебувають у стані статичної рівноваги під впливом гравітаційних і капілярних сил. Однак у процесі видобутку вуглеводнів відбувається зниження тиску в зонах дренування свердловин. Якщо цей тиск падає нижче за гідростатичну різницю між нафтою та водою (або газом), відбувається переміщення цих рідин у напрямку свердловин.

Для продуктивних пластів, що залягають над водоносним горизонтом, межа між водою та вуглеводнями піднімається у вертикальному напрямку, утворюючи характерну конусоподібну форму – явище, відоме як конусоутворення. У випадку горизонтальних свердловин межа між водою та вуглеводнями набуває гребеподібної форми, що можна порівняти з концепцією призми [1]. Схема конусоутворення у вертикальній і горизонтальній свердловинах наведена на рисунку 1.

У нафтогазовій інженерії явище конусоутворення при розробці покладів із підошовною водою є однією з фундаментальних проблем. Цей процес призводить до передчасного прориву води, що унеможливлює ефективний відбір вуглеводнів і змушує операторів зупиняти свердловини або застосовувати дорогі методи контролю припливу пластової води, які не завжди виправдані.

Крім того, обводнення продукції значно підвищує експлуатаційні витрати, оскільки вимагає додаткових процесів дегазації, очищення та утилізації видобутої води. Тому ефективна розробка таких покладів потребує комплексного підходу, що включає моделювання процесів видобутку газу та надходження пластової води.

Фундаментальні дослідження Muskat заклали основу для сучасних моделей конусоутворення та знайшли відображення в його роботах [3-5] із теорії фільтрації.

Arthur у своїх дослідженнях [6] дещо розширив теорію конусоутворення Muskat та за-

пропонував графічний метод визначення критичного дебіту нафти.

Згодом Meyer та ін. [7] розробили спрощене рівняння для обчислення критичного дебіту в умовах радіального потоку, коли конус підошовної води досягає інтервалу перфорації видобувної свердловини.

У своїх дослідженнях Chaney та ін. [8] застосували як потенціометричний аналіз, так і математичні рівняння для визначення потенціалу нафтового покладу. Вони розробили безрозмірні криві, що враховують анізотропію пласта для прогнозування критичної швидкості видобутку нафти залежно від довжини інтервалу перфорації. Проте їхні висновки є точними лише для невеликих водоносних горизонтів.

Elkins у своїй роботі [9] описав механізм підйому пластової води у формі конуса до інтервалу перфорації видобувних свердловин, що призводить до збільшення обводненості продукції. У дослідженні розглянуто вплив прориву підошовної води на загальну ефективність видобутку нафти та запропоновано методи контролю цього процесу, зокрема оптимізацію швидкості видобутку та розташування перфораційних інтервалів.

У публікації [10] автори висунули гіпотезу, що критична швидкість видобутку нафти залежить від властивостей пласта й рідин, зокрема проникності, в'язкості нафти й води, а також градієнта тиску. Вони також зазначили, що горизонтальні свердловини можуть мати вищу критичну швидкість видобутку порівняно з вертикальними, що зменшує ризик утворення конуса підошовної води.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми.

Проблема конусоутворення в нафтогазових родовищах із підошовною водою є одним із ключових факторів, що ускладнює їх ефективну розробку. Передчасне проникнення води до вибою видобувних свердловин призводить до обводнення продукції, зниження дебітів та втрат значної частини запасів вуглеводнів, що негативно позначається на економічній ефективності розробки таких родовищ. У зв'язку з цим виникає необхідність в розробці та впровадженні методів, які дозволяють знизити ризик обводнення видобувних свердловин і максимально ефективно використовувати розвідані запаси вуглеводнів.

Основні дослідження щодо механізмів формування конусу підошовної води проведені на нафтових покладах і нафтових свердловинах. Таким чином, явище конусоутворення при розробці родовищ газових і газоконденсатних покладів є недостатньо вивченим. Зважаючи на вищенаведене, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень. Особливу увагу слід приділити дослідженню впливу анізотропії на багатофазні потоки, оскільки цей аспект залишається недостатньо вивченим.

Мета та завдання досліджень

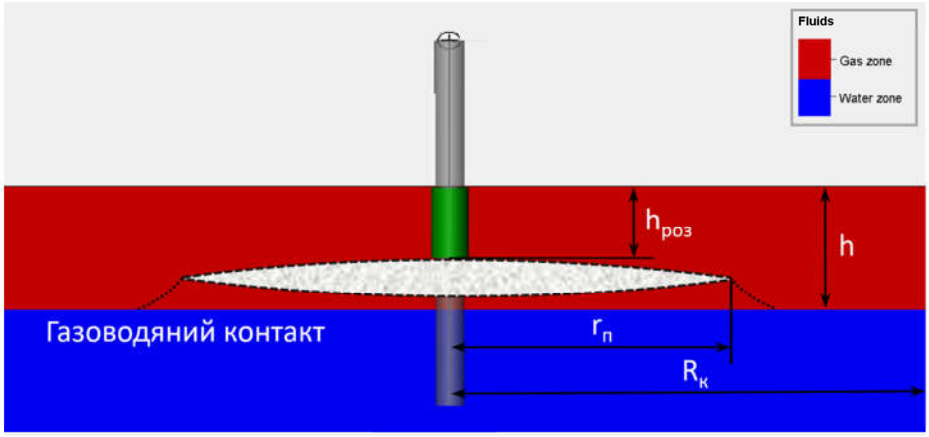
Узагальнити сучасні дослідження механізмів конусоутворення підошовної води та методів його прогнозування й мінімізації при розробці нафтових і газоконденсатних покладів. Проаналізувати підходи до моделювання та управління процесами обводнення, оцінити ефективність технологічних рішень і визначити напрями подальших досліджень, особливо для газових і газоконденсатних покладів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Перші лабораторні дослідження механізмів конусоутворення при розробці нафтових покладів із підошовною водою описані у роботі [11]. Автори дійшли таких висновків, що збільшення швидкості видобутку нафти спричиняє зниження коефіцієнта нафтовилучення через швидке підняття водонафтового контакту та передчасний прорив води у свердловини. Гравітаційні сили сприяють стабілізації фронту витіснення нафти водою, що може покращити ефективність розробки покладів із підошовною водою, в той час як капілярні сили мають незначний вплив на процеси конусоутворення. Ця робота зробила важливий внесок у розуміння механізмів конусоутворення та стала основою для подальших досліджень у цій галузі.

Fortunati у своїй роботі [12] досліджував вплив таких факторів, як проникність, в'язкість флюїдів та геометрія пласта на процеси конусоутворення. Автор зазначив, що конус підошовної води формується через дисбаланс між силами гравітації та силами в'язкості під час видобутку нафти, що спричиняє підняття водонафтового контакту до зони перфорації свердловини. Як метод контролю конусоутворення було запропоновано закачування рідин або створення горизонтальних бар'єрів для зменшення або запобігання проникненню підошовної води.

У публікації [13] представлені дослідження, які поєднують нові концепції з існуючими напрацюваннями для забезпечення обґрунтованого вибору матеріалів для бар'єрів, їхніх розмірів і вертикального положення. Автори



$r_п$ – радіус перегородки; $R_к$ – радіус контуру живлення; h – товщина газоносної частини пласта від покрівлі до контакту газ-вода; $h_{роз}$ – розкрита товщина пласта

Рисунок 2 – Схема встановлення водоізоляційного екрану

також спростили розрахунки, пов'язані з теорією конусоутворення, що полегшує їх застосування в інженерній практиці. Крім того, вони описали обладнання та методики тестування цементів для оцінки їхньої придатності у створенні бар'єрів і представили результати випробувань. Схема встановлення водоізоляційного екрану наведена на рисунку 2.

Автори роботи [14] досліджували вплив закачування різних рідин на контроль конусоутворення в нафтових свердловинах. Ефективність цього методу залежить від в'язкості закачуваної рідини та її щільності відносно пластової води. Було виявлено, що закачування рідин із вищою в'язкістю, ніж у нафти, покращує контроль конуса підошовної води. Оптимальне розташування інтервалу закачування знаходиться якомога ближче до нижньої межі інтервалу видобутку, але без перешкод для нормального видобутку нафти. Однак, як зазначають автори закачування рідин до початку формування водяного конуса не дало позитивного ефекту.

У роботі [15] використовуючи потенціометричну модель дослідники запропонували набір безрозмірних графіків для визначення критичного дебіту свердловини з урахуванням зміни фільтраційних властивостей пласта та властивостей флюїдів. Це одна з найбільш точних кореляцій, оскільки вона враховує взаємозв'язок вертикальної та горизонтальної проникності, що є надзвичайно важливим в процесах конусоутворення підошовної води.

Sobocinski і Cornelius у своїх дослідженнях [16] для однорідної, нестисливої системи без газової шапки, що розробляється при постійній швидкості видобутку нафти, розробили безрозмірний графік, який показує підняття вершини водяного конуса від моменту його формування до прориву у свердловину. Цей графік включає безрозмірні групи властивостей пласта та флюїдів, зокрема безрозмірну висоту конуса і безрозмірний час прориву. Водночас автори зазначають, що, хоча кореляція є універсальною, вона не завжди забезпечує точний прогноз для всіх випадків конусоутворення.

У роботі [17] за результатами експериментальних досліджень встановлено, що краща вертикальна проникність сприяє швидшому підняттю води до інтервалу перфорації. Також виявлено, що співвідношення в'язкості води й нафти суттєво впливає на обводненість продукції. При значеннях відношення менших за одиницю водяний конус має меншу висоту і більший радіальний розподіл, а коли відношення більше за одиницю конус спочатку піднімається вгору, а потім розширюється радіально. Ця робота підкреслила важливість врахування параметрів пласта і пластових флюїдів для ефективного управління явищем конусоутворення.

Автори публікації [18] провели лабораторні експерименти та розробили аналітичну залежність для обчислення часу прориву підошовної води. Основні припущення моделі включали однорідність пласта та радіальний потік нафти й води.

Schools у своїй роботі [19] запропонував емпіричну формулу для розрахунку критичних швидкостей видобутку, що дозволяє визначити безпечні умови експлуатації свердловин і мінімізувати ризик прориву підошовної води.

У публікації [20] зазначається, що ключовими параметрами, які найбільше впливають на процес конусоутворення, є товщина нафто-

вого пласта, швидкість видобутку та горизонтальна проникність колектору. Було також показано, що високі дебіти, навіть у разі раннього прориву підошовної води, можуть забезпечити вищий загальний видобуток вуглеводнів і кращу економічну ефективність розробки покладів.

Aziz та ін. у своїй роботі [21] дослідив надійність існуючих кореляцій для прогнозування часу прориву води у свердловини. За результатами чисельного моделювання та порівняння отриманих даних із прогнозами кореляцій Sobocinski і Cornelius [16] та Bournazel and Jeanson [18] було встановлено, що обидві методики не забезпечують достатньої точності в реальних умовах. Основні неточності були спричинені неврахуванням впливу анізотропії пласта, в'язкості нафти та швидкості відбору. Таким чином, Aziz підкреслив необхідність створення більш точних моделей, які враховували б ці та інші фактори для надійного прогнозування поведінки водяного конуса в нафтових родовищах.

У роботі [22] встановлено, що збільшення горизонтальної проникності сприяє зменшенню рівня обводненості. Наявність низькопроникних пропластків сповільнює розвиток процесу конусоутворення та зменшує водний фактор. За результатами досліджень розроблено типові криві для аналізу свердловин, що розробляють різні нафтові поклади. Автори стали першими, хто представив результати конусоутворення у вигляді «типових кривих». Результати проведених досліджень добре узгоджуються з висновками, що висвітлені у роботі [17].

Trimble та ін. у своїх дослідженнях [23] намагалися оцінити максимальну швидкість видобутку газу на газовому родовищі Todhu-?ters Lake використовуючи теоретичні моделі та польові дані. Автори застосували модель Muskat-Wyckoff [3], адаптовану для нафтових свердловин, у поєднанні з графіками Arthurs [6] для конусоутворення в однорідних пластах. Порівняння із даними чисельного моделювання та геолого-промисловими спостереженнями показало, що розраховані значення швидкості видобутку газу становили близько 70-80% від прогнозів чисельного моделювання. Це дослідження підтвердило можливість ефективного застосування теоретичних моделей в умовах реальних родовищ.

У публікації [24] за результатами лабораторних досліджень на основі багатопластової моделі встановлено, що наявність неоднорідності у пластах впливає на поведінку конуса підошовної води. Автори зазначають, що закачування полімерного розчину на межі нафти та води може сповільнити розвиток конуса підошовної води та підвищити ефективність видобутку.

Значну кількість досліджень [25-26] для оцінки процесу конусоутворення підошовної води було проведено з використанням 2D моделей. Woods та ін. [27] , а також Trimble та ін. [28] вивчаючи проблеми конусоутворення підошовної води зазначали, що 2D-моделі не дають повного уявлення про механізм конусоутворення через складність цього явища. Таким чином дослідники розробили 3D симулятори, що дозволяло отримати більш точне розуміння поведінки водяного конуса та можливість якісного прогнозування видобутку вуглеводнів.

Результати досліджень на тривимірних моделях, які наведені у публікації [27] показали, що фактичний прорив води до свердловини часто відбувається раніше, ніж прогнозується моделлю. Це явище пояснюється тим, що усереднення тиску та насиченості навколо свердловини при великому розмірі сіткової моделі маскує ефект конусоутворення. Для покращення точності прогнозів автори запропонували математичну трансформацію результатів детального моделювання у набір псевдовідносних проникностей та кривих капілярного тиску, які можуть бути використані в 3D-моделях покладу.

У роботі [28] автори представили тривимірну неявну модель для моделювання процесу конусоутворення води та газу в нафтових свердловинах. Розроблено повністю неявний чисельний підхід, що забезпечує стабільність розрахунків, навіть при високих швидкостях видобутку. Метод дозволяє одночасно моделювати трифазний потік (нафта, газ, вода) як у пласті, так і в свердловині. Це дослідження зробило значний внесок у розвиток чисельного моделювання конусоутворення та дозволило точніше прогнозувати процеси у свердловинах.

Kuo та ін. у своїй роботі [29] використовуючи числове моделювання досліджували вплив співвідношення вертикальної та горизонтальної проникності, довжини перфорації, товщини нафтової зони, швидкості видобутку та мобільності флюїдів на розвиток конуса підошовної води. Результати моделювання дозволили створити універсальну кореляцію, яка спрощує прогнозування конусоутворення підошовної води для різних умов розробки нафтових покладів.

У публікації [30] висвітлено одне з найдетальніших досліджень процесу конусоутворення підошовної води при розробці газових покладів. Автори використовуючи цифрове моделювання в поєднанні з двофазними моделями течії у стовбурі свердловини розробили аналітичні рішення для прогнозування конусоутворення.

Використовуючи історію розробки, можна побудувати графік співвідношення видобутку газу до сумарного видобутку газу і води у логарифмічних координатах та порівняти з відповідною типовою кривою. Після досягнення збігу історичний профіль видобутку можна екстраполювати уздовж відповідної типової кривої, отримуючи прогноз видобутку в часі. Якщо історія видобутку відхиляється від тренду, це може свідчити про проблеми у свердловині, не пов'язані з процесом конусоутворення, наприклад, перетоки через незадовільний технічний стан свердловини тощо.

Також слід зауважити, що автор зробив спробу об'єднати дві основні змінні, що впливають на конусоутворення, а саме, горизонтальну проникність (k) та товщину пласта (h), в єдиний параметр для побудови типової кривої. Однак, ця спроба виявилася невдалою, оскільки в пластах великої товщини спостерігається домінування сил тяжіння над в'язкими силами, що унеможливлює об'єднання k і h в одну змінну.

Автор роботи [31] став першим дослідником, який провів порівняльний аналіз критичних дебітів вертикальних і горизонтальних свердловин. Він використав для горизонтальних свердловин модель водяного гребеня, засновану на рішенні для похило-спрямованої вертикальної свердловини з частковим розкриттям пласта. Дослідження показало, що критичний дебіт для вертикальних свердловин обернено пропорційний вертикальній проникності, тобто зі зменшенням вертикальної проникності критичний дебіт збільшується. Автор також запропонував просту формулу, що дозволяє оцінити можливе збільшення критичного дебіту при використанні горизонтальних свердловин.

У публікації [32] наведено дослідження ефективності видобутку нафти з використанням вертикальних та горизонтальних свердловин у тонких пластах родовища Troll (Північне море), розробка якого ускладняється значними проблемами конусоутворення при економічно доцільних темпах видобутку. Результати досліджень свідчать, що розташування свердловини відносно контактів флюїдів (газ-нафта, нафта-вода) є ключовим фактором для оптимізації видобутку та мінімізації небажаного прориву газу або води. Автори підкреслюють переваги горизонтальних свердловин для тонких нафтових пластів, особливо в умовах, де контроль конуса газу чи води є критично важливим для забезпечення економічної ефективності розробки.

Abbas та ін. у своїй роботі [33] дослідили вплив граничних умов на процес конусоутворення, використовуючи аналітичні, числові та фізичні моделі. Автори застосували математичну модель із явним числовим розв'язком, що враховує швидкі зміни тиску та насиченості. Було також створено повномасштабну пластову модель для тестування математичної моделі. За результатами досліджень запропоновано аналітичне рішення для розрахунку критичного дебіту свердловини у радіальному усталеному режимі потоку.

За результатами досліджень у роботі [34] представлено два методи прогнозування критичної швидкості видобутку нафти, при якій починається підняття води у пластах з анізотропними та однорідними властивостями. Перший метод заснований на аналітичному розв'язку, де припущення Muskat про рівномірний потік у свердловині було замінено на припущення нескінченно провідної свердловини. Другий метод базується на чисельних симуляціях. Результати було узагальнено у вигляді діаграми для ізотропних пластів.

У публікації [35] досліджено проблему підняття водяного гребеня у горизонтальних свердловинах. Автор розробив аналітичні двовимірні моделі у вертикальній площині, перпендикулярній до осі горизонтальної свердловини, що охоплюють три механізми розробки, зокрема вплив бічного підходу води на стабільність нафтовидобутку, взаємодію між газовою шапкою та нафтовою зоною та підняття води знизу нафтового пласта. Результати досліджень представлені у вигляді графіків, що дозволяють швидко застосовувати їх у практичних інженерних задачах. Також наведено приклади розрахунків, що демонструють прості методи оцінки параметрів конусоутворення у нафтогазовій інженерії.

Uebel у своїй роботі [36] зазначив, що раніше використані моделі для прогнозування конусоутворення підошовної води при розробці газових покладів, зокрема ті, що висвітлені у публікації [30], були дуже спрощені. На той час технології моделювання не дозволяли враховувати тертя та накопичення рідини в стовбурі свердловини. Для врахування цих параме-

трів було створено грубо дискретизовану радіальну модель родовища, що складалася з 15 блоків у радіальному напрямку (логарифмічно розподілених) і 16 шарів у вертикальному напрямку. Автор намагався врахувати явища у стовбурі свердловини ітераційним способом, обчислюючи накопичення рідини та тертя в стовбурі за допомогою окремої комп'ютерної програми, встановлюючи обмеження на видобуток та повторно запускаючи моделювання. Нездатність автоматично поєднати ефекти стовбура свердловини з моделлю родовища значно ускладнювало дослідження.

У публікації [37] проведено аналіз чутливості для оцінки впливу різних геолого-технологічних параметрів на процес конусоутворення води та газу в нафтових свердловинах. Було визначено, що на цей процес впливає дебіт нафти, вертикальна та горизонтальна проникність, розташування та розмір інтервалу перфорації, властивості флюїдів, відносні проникності, товщина водоносного горизонту, радіус дренування. На основі отриманих результатів було розроблено нову кореляцію для прогнозування конусоутворення, яку автори перевірили за допомогою чисельного моделювання. Запропонована методика дозволяє точніше прогнозувати розвиток конуса, особливо у багатопластових та неоднорідних системах, що робить її більш універсальною порівняно з традиційними методами на основі стаціонарних припущень.

Автор роботи [38] проводив аналогічні дослідження до тих, що висвітлені у публікації [37], тільки для горизонтальних свердловин. Зроблено припущення про наявність межі з постійним тиском на контакті "нафта-вода" та розроблено модель, яка враховує вплив швидкості видобутку, властивостей пласта та рідини, а також геометрії свердловин на формування та розвиток водяного гребеня. За результатами досліджень запропоновано аналітичну кореляцію для оцінки часу прориву води в горизонтальних свердловинах. Ця методика дозволяє швидко та точно прогнозувати момент прориву води, що критично важливо для оптимізації видобутку та мінімізації припливу пластової води.

За результатами досліджень у роботі [39] представлено емпіричну кореляцію для прогнозування швидкості видобутку нафти, часу прориву підошовної води та водного фактору після прориву для вертикальних та горизонтальних свердловин. Використовуючи числове моделювання, автори виконали детальний аналіз чутливості параметрів конусоутворення та створили універсальну методику, яка може бути використана як для ручних розрахунків, так і для 3D-моделей із грубою сіткою.

Важливим висновком дослідження є те, що критична швидкість видобутку вуглеводнів зменшується в міру підйому конуса підошовної води. Також автори наголошують на важливості врахування гістерезису фазових проникностей, особливо при змінних режимах видобутку. Гістерезис значно впливає на форму та швидкість розвитку конуса води, а також на ефективність процесів витіснення.

Автори публікації [40] зазначили, що більшість існуючих методів прогнозування конусоутворення обмежені стаціонарними умовами потоку і, як правило, визначають лише критичну швидкість видобутку, без урахування розвитку конуса у часі. Для вирішення цієї проблеми було розроблено моделі та досліджено одночасне утворення газового та водяного конусів у анізотропному нескінченному резервуарі з горизонтальною свердловиною. На основі отриманих результатів було запропоновано кореляції та напіваналітичні розв’язки, що дозволяють ефективніше прогнозувати формування гребенів газу та води в горизонтальних свердловинах. Запропоновані методики значно покращують стратегічне планування розробки нафтових родовищ.

Guo and Lee за результатами своїх досліджень [41] представили аналітичне рішення для оцінки максимальної швидкості видобутку нафти без прориву води, враховуючи вплив часткового розкриття покладу на продуктивність свердловини. Автори теоретично визначили оптимальну величину відносного розкриття нафтового пласта, яка за розрахунками становить менше однієї третини нафтонасиченої товщини пласта.

У публікаціях [42-43] висвітлені дослідження Смоловик Л.Р., що були виконані в ІФНТУНГ, на основі яких розроблено математичну модель, що враховує поршневий і непоршневий механізми витіснення вуглеводнів пластовою водою. Дослідження показали, що при непоршневому витісненні прорив води відбувається швидше, ніж у випадку поршневого механізму. Однак, запропоновані залежності для оцінки тривалості безводного періоду експлуатації свердловини та визначення висоти підняття водяного конуса не враховують локальні зміни тиску в пласті, що може впливати на точність прогнозів.

Автор роботи [44] проводив дослідження процесів конусоутворення води та газу у вертикальних і горизонтальних свердловинах, ви-

користовуючи тривимірний трифазний симулятор типу "чорна нафта" IMEX. Дослідження показало, що аналітичні рішення та кореляції Yang [39], Sobocinski і Cornelius [16], Bournazel і Jeanson [18] не забезпечують точної оцінки часу прориву води для горизонтальних свердловин. Також відсутні кореляції або аналітичні рішення для прогнозування часу прориву газу. На основі чисельного моделювання було розроблено нові кореляції, які можна використовувати для прогнозування часу прориву води або газу у вертикальних та горизонтальних свердловинах із вищою точністю.

Використовуючи чисельне моделювання у публікації [45], досліджено вплив таких параметрів, як довжина горизонтальної свердловини, коефіцієнт анізотропії та розташування свердловини відносно водонафтового контакту, на розвиток конуса підошовної води. Результати показали, що горизонтальні свердловини мають вищі критичні швидкості видобутку порівняно з вертикальними, що зменшує ризик прориву води. Оптимальне розташування та довжина свердловини мають суттєвий вплив на ефективність розробки. Автори також підкреслили важливість урахування анізотропії пласта для оптимізації видобутку та контролю конусоутворення.

McMullan та ін. у своїй роботі [46] встановили, що газові поклади з підошовною водою можуть розроблятися з низьким водним фактором до повного обводнення інтервалу перфорації. Збільшення відносного розкриття пласта не має негативного впливу на кінцевий коефіцієнт вилучення газу. Однак, у пластах з високою проникністю можна очікувати значного збільшення видобутку води. У системах з низькою проникністю збільшення дебітів суттєво збільшує накопичений видобуток газу. Зміни співвідношення вертикальної та горизонтальної проникності, відмінності густини рідини, відносної проникності та кута нахилу пласта не змінюють вищезазначених висновків.

Автори публікації [47] запропонували кореляцію для оцінки часу прориву пластової води до інтервалу перфорації як функцію різних параметрів пласта та флюїдів. Це один із найсучасніших підходів, який враховує велику кількість експериментальних даних. Проте точність кореляції залежить від відповідності умов конкретного родовища тим, які використовувалися під час регресійного аналізу.

У роботі [48] розроблено кореляцію для прогнозування часу прориву при заданій швидкості видобутку в однорідних тріщинуватих колекторах. Аналіз чутливості різних параметрів пласта використано для створення емпіричних залежностей.

Siddiqi та ін. у своїй роботі [49] дещо розширили раніше проведені дослідження [12-14] щодо контролю конусоутворення у свердловинах за допомогою штучних і природних бар'єрів. Використовуючи фізичну модель і чисельний симулятор, автори встановили, що штучні непроникні бар'єри навколо свердловини не запобігають конусоутворенню, оскільки вода обтікає бар’єр і прориває до інтервалу перфорації. Природна неоднорідність, яка включала шар породи з низькою проникністю між водоносною і нафтонасиченою частиною пласта впливає на форму конуса підошовної води, збільшуючи його основу та звужуючи вершину. Результати досліджень підкреслюють обмеження таких технологій і важливість індивідуального підходу до вибору стратегії контролю конусоутворення для конкретних умовах покладу.

Автор публікації [50] дослідив вплив анізотропії на проникнення пластової води у продуктивні поклади. Було встановлено, що значна різниця між горизонтальною та вертикальною проникністю суттєво впливає на динаміку руху води та ефективність видобутку нафти. Зокрема, при високій анізотропії вода поширюється переважно горизонтально, що може призвести до нерівномірного витіснення нафти та формування залишкових зон невидобутої нафти. Дані дослідження підкреслює важливість врахування анізотропії при плануванні розробки родовищ з водонапірним режимом для оптимізації видобутку та мінімізації втрат нафти.

За результатами досліджень [51] в ІФНТУНГ під керівництвом Кондрата Р.М. встановлено, що зменшення проникності уповільнює процес підняття вершини конуса підошовної води до інтервалу перфорації свердловини. Чим менша депресія тиску на пласт, тим довший безводний період експлуатації свердловини. Дослідники також зазначили, що високі поточні відбори вуглеводнів у водоплаваючих покладах можна забезпечити шляхом періодичної експлуатації свердловин із депресією, що перевищує критичне значення. У цьому випадку, якщо пластова вода з’являється у видобувній продукції, свердловину зупиняють для осідання водяного конуса, після чого свердловину знову вводять в експлуатацію. Тривалість зупинки та рівень депресії тиску обґрунтовуються окремо для кожного випадку, щоб максимізувати відбір газу в заданий проміжок часу.

Таблиця 1 – Порівняння методів прогнозування конусоутворення підошовної води

Метод	Переваги	Недоліки	Рекомендоване застосування
Аналітичні моделі	Простота, швидкість розрахунків	Неточність для складних геологічних умов	Початкові оцінки для однорідних пластів, невеликі родовища
Емпіричні моделі	Базуються на історичних даних, зручні на практиці	Обмеженість застосування	Середні за складністю поклади, коли є достатньо статистичних даних
3D моделі	Висока точність, врахування багатьох факторів	Висока вартість, потреба у великій кількості даних	Великі родовища, складні геологічні умови, інтегроване управління резервуаром

Авторами роботи [2] запропоновано спосіб прискорення процесу осідання конуса підошовної води після зупинки свердловини шляхом нагнітання газу високого тиску з облямівкою водного розчину поверхневоактивної речовини (ПАР). Рекомендується зупиняти навколишні свердловини під час нагнітання, щоб уникнути впливу депресійних воронок на процес осідання конуса підошовної води у цільовій свердловині.

У публікації [52] за результатами аналізу попередній досліджень відзначається, що практично всі напрацювання науковців зосереджувалися на традиційних колекторах. Тому автори спрямували свої зусилля на дослідження конусоутворення підошовної води в ущільнених нафтових пластах після проведення гідророзриву. Напрацювання авторів дозволяють швидко оцінювати критичну швидкість видобутку нафти та оптимізувати параметри гідророзриву пласта.

Авторами публікації [53] розроблено аналітичну модель для конусоутворення трьох фаз, що протікають одночасно. У цій роботі подано розв’язок щодо того, як розрахувати провідність кожної фази, припускаючи, що відносна фазова проникність змінюється тільки через вплив капілярного тиску. Також автори показали як виконати суперпозицію розв’язку для однієї свердловини, щоб при необхідності розробити модель для декількох свердловин. Запропонована модель дозволяє швидко оцінювати вплив різних параметрів на конусоутворення.

У роботі [54] авторами зроблено висновки про те, що сприятливе співвідношення рухливості флюїдів, та проникність породи значно впливають на ефективність витіснення нафти. Дослідження підкреслює важливість врахування як геологічних особливостей покладу, так фізико-хімічних властивостей флюїдів для мінімізації процесів конусоутворення підошовної води та оптимізації нафтовидобутку.

Для систематизації результатів досліджень наведено порівняння основних методів прогнозування конусоутворення у таблиці 1. Такий аналіз дозволяє оцінити сильні та слабкі сторони кожного підходу, а також визначити їх доцільність застосування залежно від складності геологічних умов і доступності вихідних даних.

Для контролю конусоутворення розроблено низку технологічних рішень таких як: технологія роздільного відбору нафти і води Downhole Water Sink (DWS) [55]; інвертовані електровідцентрові насоси (ESP) [55-57]; автономні пристрої контролю припливу (AICD) покликані рівномірно розподіляти приплив флюїдів у свердловинах, знижуючи ефект конусоутворення та прориву небажаних флюїдів [58-59]; парогравітаційний дренаж steam assisted gravity drainage (SAGD), як ефективний термічний спосіб видобутку важкої нафти [60].

Загалом, дослідження показують, що немає універсального методу для боротьби з водяним конусом. Вибір оптимальної стратегії залежить від геологічних характеристик родовища, типу колектора, швидкості видобутку та економічних факторів. Поєднання кількох методів, включаючи штучний підйом, гідродинамічне керування та хімічні бар'єри, дозволяє досягти значного зменшення прориву води та підвищення нафтовилучення.

Висновки

Результати проведеного аналізу свідчать про те, що за відсутності достовірних даних про властивості пласта аналітичні моделі є більш придатним методом прогнозування конусоутворення завдяки своїй простоті. Однак, вони не можуть бути використані для складних геологічних покладів, оскільки ґрунтуються на

припущеннях про однорідність пласта. Аналітичні моделі не дозволяють оцінити рівень обводнення свердловини після прориву конуса підошовної води до інтервалу перфорації видобувної свердловини. Емпіричні моделі можуть застосовуватися лише для вибраних пластів, які відповідають критеріям їх використання. Таким чином, вони не забезпечують комплексної оцінки всіх типів покладів.

Гідродинамічне моделювання залишається єдиним надійним методом прогнозування профілю видобутку свердловини при розробці нафтогазових покладів з підошовною водою. Однак, для забезпечення високої точності прогнозування процес моделювання має виконуватися індивідуально для кожного конкретного об'єкта, що звужує проблему до створення «безрозмірної» гідродинамічної моделі, яка описує всі можливі варіації властивостей пласта.

Слід зазначити, що створення цифрових моделей вимагає значних ресурсів, а саме часу, фінансів, обчислювальних потужностей та великого обсягу вхідних даних. З огляду на вищенаведене, операторам необхідно виважено підходити до питання розробки покладів з підошовною водою, оскільки бувають випадки коли витрати на створення детальної 3D моделі для невеликих покладів можуть перевищувати економічний ефект від її використання.

Жоден із розглянутих методів не є універсальним. Найбільш перспективним є комбінований підхід: аналітичні та емпіричні моделі для попередньої оцінки, а гідродинамічне моделювання – для детального прогнозу. Подальші дослідження мають бути спрямовані на створення безрозмірних моделей, що дозволять знизити витрати на моделювання та підвищити точність прогнозів.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел / References

1. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І. Аналіз методів боротьби з конусоутворенням у процесі розробки газових і нафтогазоконденсатних родовищ з підошовною водою. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2(51). С. 51–60. / Kondrat, R. M., & Matiishyn, L. I. (2014). Analiz metodiv borotby z konusoutvorenniam u protsesi rozrobky hazovykh i naftohazokondensatnykh rodo-vyshch z pidoshovnoiu vodoiu [Analysis of methods for controlling coning in the development of gas and oil and gas condensate fields with bottom water]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, *(2(51))*, 51–60. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/RRNGR_2014_2_8 (дата звернення: 25.11.2025) [in Ukrainian].

2. Довідник з нафтогазової справи. За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К. Львів. 1996. 620 с. / Boiko, B. S., Kondrat, R. M., & Yaremiichuk, R. S. (Eds.). (1996). Dovidnyk z naftohazovoi spravy [Petroleum and gas handbook]. K. Lviv. [in Ukrainian].

3. Muskat, M., & Wyckoff, R. D. (1935). An Approximate Theory of Water-Coning in Oil Production. *Transactions of the AIME*, *114*(01), 144–163. https://doi.org/10.2118/935144-G.

4. Muskat, M. (1946). The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. McGraw Hill Book Company.

5. Muskat, M. (1949). Physical Principles of Oil Production. McGraw-Hill Book Company.

6. Arthur, M. G. (1944). Fingering and coning of water and gas in homogeneous oil sand. *Transactions of American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers*, *155*(01), 184–201. https://doi.org/10.2118/944184-G.

7. Meyer, H. I., & Gardner, A. O. (1954). Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media. *Journal of Applied Physics*, *25*(11), 1400–1406. https://doi.org/10.1063/1.1721576.

8. Chaney, P. E., Noble, M. D., Henson, W. L., & Rice, T. D. (1956). How to Perforate Your Well to Prevent Water and Gas Coning. *Oil and Gas Journal*, *55*, 108–114.

9. Elkins, L. F. (1959). Fosterton Field An Unusual Problem of Bottom Water Coning and Volumetric Water Invasion Efficiency. *Transactions of the AIME*, *216*(01), 130–137. https://doi.org/10.2118/1121-G.

10. Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1959). Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice Hall.

11. Henley, D. H., Owens, W. W., & Craig, F. F. (1961). A scale-model study of bottom-water drives. *Journal of Petroleum Technology*, *13*(01), 90–98. https://doi.org/10.2118/1539-G-PA.

12. Fortunati, F. (1962). Water coning at the bottom of the well. *SPE 544, Technical Note*, 1–9.

13. Karp, J. C., Lowe, D. K., & Marusov, N. (1962). Horizontal barriers for controlling water coning. *Journal of Petroleum Technology*, *14*(07), 783–790. https://doi.org/10.2118/153-PA.
14. Smith, C. R., & Pirson, S. J. (1963). Water Coning Control in Oil Wells by Fluid Injection. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *3*(04), 314–326. https://doi.org/10.2118/613-pa.
15. Chierici, G. L., Ciucci, G. M., & Pizzi, G. (1964). A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models. *Journal of Petroleum Technology*, *16*(08), 923–929. https://doi.org/10.2118/871-PA.
16. Sobocinski, D. P., & Cornelius, A. J. (1965). A Correlation for Predicting Water Coning Time. *Journal of Petroleum Technology*, *17*(05), 594–600. https://doi.org/10.2118/894-PA.
17. Khan, A. R. (1970). A Scaled Model Study of Water Coning. *Journal of Petroleum Technology*, *22*(06), 771–776. https://doi.org/10.2118/2456-PA.
18. Bournazel, C., & Jeanson, B. (1971). Fast Water-Coning Evaluation Method. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, 1–14. https://doi.org/10.2118/3628-ms.
19. Schools, R. S. (1972). An Empirical Formula for the Critical Oil Production Rates. *Erdoel-Erdgas*, *88*(1), 6–11.
20. Miller, R. T., & Rogers, W. L. (1973). Performance of Oil Wells in Bottom Water Drive Reservoirs. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, 1–24. https://doi.org/10.2118/4633-MS.
21. Aziz, K., & Flores, J. (1974). Influence of Production Rate and Oil Viscosity on Water Coning. *25th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM*, 1–12. https://doi.org/10.2118/374032.
22. Blades, D. N., & Stright, D. H. (1975). Predicting High Volume Lift Perfonnance In Wells Coning Water. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, *14*(04), 62–70. https://doi.org/10.2118/75-04-06.
23. Trimble, A. E., & DeRose, W. E. (1977). Field Application of Water-Coning Theory to Todhunters Lake Gas Field. *Journal of Petroleum Technology*, *29*(05), 552–560. https://doi.org/10.2118/5873-PA.
24. Mungan, N. (1979). Laboratory Study of Water Coning In a Layered Model. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, *18*(03), 66–70. https://doi.org/10.2118/79-03-06.
25. Welge, H. J., & Weber, A. G. (1964). Use of Two-Dimensional Methods for Calculating Well Coning Behavior. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *4*(04), 345–355. https://doi.org/10.2118/892-PA.
26. Chappelear, J. E., & Hirasaki, G. J. (1976). A Model of Oil-Water Coning for Two-Dimensional, Areal Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *16*(02), 65–72. https://doi.org/10.2118/4980-PA.
27. Woods, E. G., & Khurana, A. K. (1977). Pseudofunctions for Water Coning in a Three-Dimensional Reservoir Simulator. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *17*(04), 251–262. https://doi.org/10.2118/5525-PA.
28. Trimble, R. H., & McDonald, A. E. (1981). A Strongly Coupled, Fully Implicit, Three-Dimensional, Three-Phase Well Coning Model. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *21*(04), 454–458. https://doi.org/10.2118/5738-PA.
29. Kuo, M. C. T. (1983). A Simplified Method for Water Coning Predictions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–14. https://doi.org/10.2118/12067-MS.
30. Kabir, C. S. (1983). Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water-Drive Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–15. https://doi.org/10.2118/12068-MS.
31. Chaperon, I. (1986). Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–12. https://doi.org/10.2118/15377-MS.
32. Kossack, C. A., Kleppe, J., & Aasen, T. (1987). Oil Production From the Troll Field: A Comparison of Horizontal and Vertical Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 629–641. https://doi.org/10.2118/16869-MS.
33. Abass, H. H., & Bass, D. M. (1988). The Critical Production Rate in Water-Coning System. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, 351–360. https://doi.org/10.2118/17311-MS.
34. Hoyland, L. A., Papatzacos, P., & Skjaeveland, S. M. (1989). Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution. *SPE Reservoir Engineering*, *4*(04), 495–502. https://doi.org/10.2118/15855-pa.
35. Giger, F. M. (1989). Analytic Two-Dimensional Models of Water Cresting Before Breakthrough for Horizontal Wells. *SPE Reservoir Engineering*, *4*(04), 409–416. https://doi.org/10.2118/15378-PA.
36. Uebel, T. (1990). A Computer Simulation Study of Water Coning in Gas Wells. MS Thesis. Louisiana State University.

37. Lee, S. H., & Tung, W. B. (1990). General Coning Correlations Based on Mechanistic Studies. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 269–282. https://doi.org/10.2118/20742-MS.

38. Ozkan, E., & Raghavan, R. (1990). A Breakthrough Time Correlation for Coning Toward Horizontal Wells. *European Petroleum Conference*, 209–218. https://doi.org/10.2118/20964-MS.

39. Yang, W., & Wattenbarger, R. A. (1991). Water Coning Calculations for Vertical and Horizontal Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 459–470. https://doi.org/10.2118/22931-MS.

40. Papatzacos, P., Herring, T. R., Martinsen, R., & Skjaeveland, S. M. (1991). Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells. *SPE Reservoir Engineering*, *6*(03), 311–318. https://doi.org/10.2118/19822-PA.

41. Guo, B., & Lee, R. (1993). A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning Systems. *SPE Reservoir Engineering*, *8*(04), 249–255. https://doi.org/10.2118/23994-PA.

42. Смоловик Л.Р. Застосування не поршневої схеми для отримання аналітичного розв'язку задачі двофазного витіснення нафти водою. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 1994. № 31. С. 47–52. / Smolovyk, L. R. (1994). Zastosuvannia ne porshnevoi skhemy dlia otrymannia analitychnoho rozviazku zadachi dvofaznoho vyrisnennia nafty vodoiu [Application of non-piston scheme for obtaining an analytical solution to the problem of two-phase oil displacement by water]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, *(31)*, 47–52. [in Ukrainian].

43. Смоловик Л.Р. Про динаміку переміщення вершини конуса підошовної води в нафтових покладах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 1994. № 31. С. 35–40. / Smolovyk, L. R. (1994). Pro dynamiku peremishchennia vershyny konusa pidoshovnoi vody v naftovykh pokladakh [On the dynamics of the displacement of the apex of the bottom water cone in oil reservoirs]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, *(31)*, 35–40. [in Ukrainian].

44. Hatzignatiou, D. G., & Mohamed, F. (1994). Water And Gas Coning In Horizontal And Vertical Wells. *Annual Technical Meeting*, 1–15. https://doi.org/10.2118/94-26.

45. Menouar, H. K., & Hakim, A. A. (1995). Water Coning And Critical Rates In Vertical And Horizontal Wells. *Middle East Oil Show*, 367–379. https://doi.org/10.2118/29877-MS.

46. McMullan, J. H., & Bassiouni, Z. (2000). Optimization of Gas-Well Completion and Production Practices. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1–13. https://doi.org/10.2118/58983-MS.

47. Osisanya, S. O., Recham, R., & Touami, M. (2000). Effects of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells-A Reservoir Simulation Study of Hassi R'Mel Field, Algeria. *Canadian International Petroleum Conference*, 1–13. https://doi.org/10.2118/2000-039.

48. Bahrami, H., Shadizadeh, S. R., & Goodarzniya, I. (2004). Numerical Simulation of Coning Phenomena in Naturally Fractured Reservoirs. *Iranian Chemical of Engineering Congress, Iran University of Science and Technology*, 4844–4853.

49. Siddiqi, S. S., & Wojtanowicz, A. K. (2002). A Study of Water Coning Control in Oil Wells by Injected or Natural FLow Barriers Using Scaled Physical Model and Numerical Simulator. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–15. https://doi.org/10.2118/77415-ms.

50. Hernandez, J. C., Wojtanowicz, A. K., & White, C. D. (2006). Effect of Anisotropy on Water Invasion in Edge-Water Drive Reservoirs. *Canadian International Petroleum Conference*, 1–12. https://doi.org/10.2118/2006-199.

51. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Смоловик Л.Р. Математичне моделювання процесів збільшення вуглеводневилучення із газових і газоконденсатних покладів з підошовною водою. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 1(34). С. 30–34. / Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Smolovyk, L. R. (2010). Matematychne modeliuvannia protsesiv zbilshennia vuhlevodnyevyluchennia iz hazovykh i hazokondensatnykh pokladiv z pidoshovnoiu vodoiu [Mathematical modeling of the processes of increasing hydrocarbon recovery from gas and gas condensate reservoirs with bottom water]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, *(1(34))*, 30–34. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/RRNGR_2010_1_7 (дата звернення: 25.11.2025). [in Ukrainian].

52. Kalam, S., Alnuaim, S. A., & Rammay, M. H. (2016). Application of Artificial Intelligence for Water Coning Problem in Hydraulically Fractured Tight Oil Reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia*, 1–20. https://doi.org/10.4043/26450-MS.

53. Phaiboonpalayoi, C., & Johns, R. T. (2016). Solution to Coning Under Simultaneous Three-Phase Flows for Multiple Vertical Wells. *International Petroleum Technology Conference*, 1–25. https://doi.org/10.2523/IPTC-18815-MS.

54. Algdamsi, H. A., Agnia, A., & Amtereg, A. (2017). Productivity Assessment and Evaluation of Water Coning Tendency to Support Full Field Development Plan Using Single Well Numerical Model. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*, 1–17. https://doi.org/10.2118/187557-MS.

55. Jupriansyah, J. (2019). An Integrated Study of Water Coning Control with Downhole Water Sink Completion Approaches in Multilayered Strong Water Drive Reservoir to Improve Oil Recovery. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, 1–12. https://doi.org/10.2118/194565-MS.

56. Al-Maqsseed, N. H., Anthony, E. P., Elaila, S. Z., Areekat, M., & Fox, M. (2017). Inverted ESPs Actuating: Water Cone Control, Oil Production Increase, and Produced Water Subsurface Disposal North Kuwait Case Study. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 1–21. https://doi.org/10.2118/188764-MS.

57. Anthony, E., Elaila, S., Al-Maqsseed, N., & Areekat, M. (2017). Inverted ESP Changing the Game in Water Coning Control in Water Drive Reservoirs North Kuwait Case Study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–16. https://doi.org/10.2118/187292-MS.

58. Carpenter, C. (2015). Optimized Design of Autonomous Inflow-Control Devices for Gas and Water Coning. *Journal of Petroleum Technology*, *67*(12), 70–71. https://doi.org/10.2118/1215-0070-jpt.

59. Stone, T. W., Moen, T., Edwards, D. A., Shadchnev, A., Rashid, K., Kvilaas, G. F., & Christoffersen, K. (2015). Optimized Design of Autonomous Inflow Control Devices for Gas and Water Coning. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 1–13. https://doi.org/10.2118/173203-MS.

60. Masih, S., Bennett, B., & Savage, M. (2014). The Measurement of Connate Water Chlorides Concentration and Its Effect on Bottom Water Coning Analysis in SAGD for Optimization. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, 1–9. https://doi.org/10.2118/170166-ms.

REVIEW OF STUDIES ON THE PHENOMENON OF BOTTOM WATER CONING DURING THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESERVOIRS

Matkivskyi S. V.
PhD
Joint Stock Company "Ukrgasvydobuvannya"
Kudriavska Str., 26/28, Kyiv, 04053, Ukraine
https://orcid.org/0000-0002-4139-1381
e-mail: matkivskij@gmail.com

Abstract. Review articles play an important role in scientific research, summarising existing knowledge on a particular topic, assessing its relevance and identifying areas for further research. This paper analyses the results of theoretical and experimental studies on the influence of geological, physical and technological factors on the process of water ingress into production wells during the development of deposits with bottomhole water. The analysis covers a wide range of issues, including forecasting the development of the bottomhole water cone in vertical and horizontal wells, assessing critical water-free oil and gas flow rates, and the influence of formation anisotropy on the rise and fall of the water cone. Particular attention is paid to the effectiveness of various methods of combating water flooding, including limiting pressure depression on the formation, using water-proofing screens, joint extraction of oil or gas together with water, and periodic well operation technology to control the subsidence of the bottomhole water cone. Classic cone formation models, the results of mathematical calculations and their comparative analysis are considered. Particular emphasis is placed on how thoroughly the authors of the studies covered the topic, how critically they approached the evaluation of the research results, and whether they managed to formulate an objective and structured picture of the subject of the study. Based on the results of the analysis, the strengths and weaknesses of existing methods for predicting and combating cone formation of bottom water are identified, as well as their practical significance and prospects for further research in the field of managing the development of oil and gas fields underlain by bottom water. An important aspect of the work is the emphasis on the need for additional research on the patterns of rise and fall of the bottomhole cone during the development of gas and gas condensate deposits. The presented results may be useful both for scientists studying cone formation processes and for engineers working on optimising the development of deposits under water pressure conditions.

Key words: bottom water; coning; watering; critical water-free rate.