№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 29.07.2026. Прорецензовано 16.09.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.279.5 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-78-96**

СТРАТЕГІЇ ТА ТЕХНОЛОГІЇ КЕРУВАННЯ РЕТРОГРАДНОЮ КОНДЕНСАЦІЄЮ В ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ

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

Анотація. У статті узагальнено сучасні дослідження та інженерні підходи до розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі. Показано, що розробка таких покладів на режимі виснаження пластової енергії супроводжується зниженням тиску нижче тиску початку конденсації, випадінням ретроградного конденсату, погіршенням фільтрації газу та зниженням продуктивності свердловин. Розглянуто еволюцію уявлень про ретроградну конденсацію, особливості PVT-опису газоконденсатних систем, зміну складу свердловинної продукції та вплив накопичення рідкої фази на відносну проникність для газу. Проаналізовано технології керування ретроградною конденсацією, згруповані за стадією та напрямом інженерного впливу. До методів оптимізації дренування віднесено контроль депресії тиску, горизонтальні свердловини та гідравлічний розрив пласта. Методи попередження або сповільнення випадіння ретроградного конденсату охоплюють підтримання пластового тиску нагнітанням сухого газу, азоту, діоксиду вуглецю, води та застосуванням поперемінного нагнітання води і газу (WAG — Water-Alternating-Gas). Методи мобілізації або видалення вже накопиченого ретроградного конденсату з привибійної зони включають кислотні оброблення, органічні розчинники, поверхнево-активні речовини та реагенти для зміни змочуваності породи. На основі аналізу експериментальних, чисельних і промислових даних визначено умови ефективного застосування цих технологій та їхні обмеження. За результатами узагальнення встановлених закономірностей сформовано діагностичну матрицю, яка пов'язує зміни пластового і вибійного тиску, продуктивності свердловин, конденсатогазового фактора, складу видобувного газу, скін-фактора, водного фактора та тривалості ефекту після хімічного оброблення з імовірними механізмами погіршення фільтрації газу та відповідними напрямами технологічного впливу. Запропонована матриця дає змогу систематизувати діагностичні ознаки, розмежувати ймовірні причини погіршення роботи свердловин і попередньо визначити доцільні технологічні заходи з урахуванням фактичних умов розробки покладу.

Ключові слова: ретроградна конденсація, підтримання пластового тиску, хімічні обробки, PVT-моделювання, підвищення конденсатовилучення.

Вступ

Сучасний стан сировинної бази України характеризується виснаженням найбільших за запасами родовищ вуглеводнів. В умовах зростаючого дефіциту ресурсів та необхідності забезпечення енергетичної безпеки держави особливої актуальності набувають завдання уповільнення темпів падіння видобутку, його стабілізації та подальшого зростання.

Значна частина газоконденсатних родовищ України розробляється на виснаження пластової енергії. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення за таких умов становить 13–40 % [1]. Ретроградний конденсат, що випадає

Запропоноване посилання: Матківський, С. В. (2026). Стратегії та технології керування ретроградною конденсацією в газоконденсатних родовищах. Нафтогазова енергетика, 2(46), 78-96. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-78-96.

* 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/)

у пористому середовищі, за насиченості нижче критичної залишається нерухомим і практично не видобувається. Його рух можливий переважно у привибійних зонах свердловин, де конденсатонасиченість перевищує критичне значення і виникає двофазна фільтрація.

Накопичення ретроградного конденсату у привибійній зоні призводить до зниження газонасиченості та різкого падіння відносної проникності газу, що негативно позначається на продуктивності видобувних свердловин [1].

Водночас газоконденсатні родовища із великими запасами конденсату мають значні перспективи щодо підвищення ефективності розробки за рахунок застосування технологій впливу на пласт та оптимізації режимів експлуатації.

У науковій літературі представлено значну кількість робіт, присвячених підвищенню ефективності розробки газоконденсатних родовищ, серед яких виокремлюють як теоретичні підходи до моделювання та прогнозування фільтраційних процесів, так і практичні технології відновлення та збільшення продуктивності свердловин.

У цій роботі узагальнено основні результати вітчизняних та світових досліджень, розглянуто механізми формування ретроградної конденсації, особливості її впливу на фільтраційні властивості та наведено сучасні підходи до оптимізації розробки газоконденсатних покладів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Початкові уявлення про ретроградну конденсацію сформувалися в межах фундаментальних термодинамічних досліджень фазових рівноваг. У роботі Kuenen [2] це явище розглянуто як особливий прояв фазової поведінки бінарних сумішей поблизу критичного стану, що заклало теоретичну основу подальших досліджень. Надалі ці уявлення було поширено на вуглеводневі системи, зокрема Katz і Kurata [3] розглянули ретроградну конденсацію як важливу особливість фазової поведінки флюїдів, що має безпосереднє значення для розробки нафтових і газоконденсатних покладів.

Наступний етап досліджень показав, що фазова поведінка газоконденсатних систем істотно залежить від складу й властивостей важких вуглеводневих компонентів. Hoffmann та ін. [4] експериментально встановили, що за високих тисків ці компоненти істотно впливають на розподіл речовин між газовою та конденсатною фазами, а Whitson [5] показав, що некоректний опис фракції C_{7+} знижує точність PVT-досліджень і розрахунків за рівняннями стану, особливо для летких нафт і газоконденсатних систем. Розуміння ролі важких вуглеводневих фракцій стало підґрунтям для розвитку сучасних моделей фазової поведінки. Зокрема, Peng і Robinson [6] запропонували рівняння стану для опису фазової поведінки та об'ємних властивостей багатокомпонентних систем, яке забезпечило точніше прогнозування густини рідкої фази порівняно з попередніми підходами.

Водночас розвиток досліджень показав обмеженість суто рівноважного опису газоконденсатних систем у пластових умовах. Методичні обмеження стандартних досліджень виснаження за сталого об'єму, або Constant Volume Depletion, розглянуто в роботі Drohm та ін. [7], де встановлено, що об'єм ретроградно сконденсованої рідини в PVT-комірці часто визначається неточно. Тому результати таких досліджень не слід безпосередньо ототожнювати з насиченістю пористого середовища конденсатом без додаткової фільтраційної інтерпретації. Це підтверджують і результати зіставлення лабораторних та промислових даних. Lewis [8] показав залежність результатів свердловинних випробувань і вмісту конденсату в продукції від режиму відбору газу, а також зазначив, що після зміни дебіту склад продукції усталюється не відразу. Allen та Roe [9] встановили, що під час виснаження вміст фракції бутанів-плюс у свердловинній продукції спочатку зменшується, а згодом спостерігається повторне випаровування конденсату. Duggan [10] на промисловому прикладі підтвердив ретроградну зміну складу свердловинної продукції після зниження вибійного тиску нижче тиску початку конденсації.

Важливим етапом стали кернові й лабораторні дослідження рухливості ретроградного конденсату. Saeidi та ін. [11] експериментально дослідили поведінку газоконденсатних і летких нафтових систем та показали, що для газоконденсатних систем характерні нижчі значення відносної проникності для газу в області малих і середніх насиченостей рідкою фазою, а також нижча критична насиченість рідкою фазою порівняно з нафтовими системами з виділенням вільного газу нижче тиску насичення. Ham та ін. [12] на п'яти зразках пісковику визначили мінімальну насиченість рідкою фазою, необхідну для початку її руху за високих тисків; для досліджених зразків вона становила 0,27–0,31 порового об'єму. Gravier та ін. [13] на кернах за пластових умов установили, що

критична конденсатонасиченість становить у середньому близько 35 % порового об'єму, а відносна проникність для газу зменшується в середньому від 0,68 до близько 0,10 зі зростанням конденсатонасиченості від 0 до 30 % порового об'єму. Отже, ретроградна конденсація супроводжується формуванням у пористому середовищі малорухомої або нерухомої рідкої фази, яка істотно знижує відносну проникність для газу.

Узагальнення наведених досліджень показує, що це явище слід розглядати не лише як особливість фазової поведінки газоконденсатних систем, а як один із ключових чинників, що визначає зміну складу свердловинної продукції, фільтраційні властивості привибійної зони, продуктивність свердловин і вимоги до PVT-опису та гідродинамічного моделювання газоконденсатних покладів.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Попри значний обсяг досліджень ретроградної конденсації, недостатньо узагальненими залишаються критерії вибору технологій керування цим процесом у газоконденсатних покладах із високим вмістом конденсату. Зокрема, потребують уточнення умови застосування методів оптимізації дренування, підтримання пластового тиску та локального оброблення привибійної зони залежно від ступеня виснаження покладу, неоднорідності колектора, складу пластової суміші та характеру накопичення ретроградного конденсату.

Недостатньо систематизованим залишається взаємозв'язок між діагностичними ознаками погіршення роботи свердловин, механізмами їх виникнення та відповідними напрямами технологічного впливу. До таких ознак належать зміна пластового і вибійного тиску, динаміка конденсатогазового фактора, склад видобувного газу, зниження продуктивності свердловин, зміна скін-фактора та тривалість ефекту після хімічного оброблення привибійної зони. Це зумовлює необхідність узагальнення результатів наявних досліджень для обґрунтування критеріїв попереднього вибору технологій керування ретроградною конденсацією з урахуванням фактичних умов розробки покладів.

Мета та завдання досліджень

Метою дослідження є критична систематизація сучасних технологічних підходів до розробки газоконденсатних покладів із високим вмістом конденсату в пластовому газі та обґрунтування критеріїв попереднього вибору методів керування ретроградною конденсацією на основі узагальнення умов їх застосування, діагностичних ознак погіршення роботи свердловин і відповідних механізмів порушення фільтрації газу.

Висвітлення основного матеріалу дослідження.

У процесі розробки газоконденсатних родовищ зниження тиску спочатку проявляється у привибійній зоні, де формується найбільша депресія. Після зниження вибійного тиску нижче тиску початку конденсації у поровому просторі накопичується ретроградний конденсат, що погіршує фільтрацію газу. У міру виснаження покладу зона ретроградної конденсації може поширюватися за межі привибійної зони й набувати пластового масштабу.

З огляду на це технології керування ретроградною конденсацією доцільно розглядати не як взаємозамінні рішення, а як групи методів, що відрізняються стадією застосування та об'єктом впливу. У межах цієї роботи їх умовно згруповано за трьома напрямами: оптимізація системи дренування, попередження або сповільнення ретроградної конденсації шляхом підтримання пластового тиску та мобілізація або видалення вже утвореного ретроградного конденсату з привибійної зони.

1. Методи оптимізації системи дренування газоконденсатних покладів

Оптимізація депресії тиску. Одним із базових підходів до мінімізації негативних наслідків ретроградної конденсації є контроль депресії тиску, оскільки саме зниження вибійного тиску нижче тиску початку конденсації спричиняє накопичення рідкої фази в привибійній зоні, зменшення проникності для газу та погіршення продуктивності свердловин [14-15].

Дослідження [16] свідчать, що радіальний розподіл тиску поблизу свердловини, сформований рівнем депресії, впливає на формування та просторовий розвиток зони насичення конденсатом. Звідси випливає, що зменшення надмірної депресії тиску може обмежувати її розвиток [16].

Водночас ефективність цього підходу має тимчасовий характер і зберігається лише доти, доки вибійний тиск підтримується поблизу тиску початку конденсації. Подальше зниження тиску неминуче супроводжується накопиченням рідкої фази в привибійній зоні та прогресивним погіршенням проникності й продуктивності [14, 16].

Таким чином, оптимізація депресії тиску є фундаментальним елементом стратегії оптимізації розробки газоконденсатних покладів, який дозволяє зменшити втрати мобільності газу завдяки зниженню насичення порових каналів рідкою фазою на ранніх і середніх стадіях розробки. Проте цей метод має тимчасовий характер і не може повністю компенсувати негативні ефекти в умовах значного виснаження пласта без застосування додаткових технологічних заходів.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП). Гідравлічний розрив пласта є одним із ефективних методів підвищення продуктивності свердловин завдяки створенню високопровідних тріщин і зменшенню фільтраційних опорів [17]. Для газоконденсатних пластів його значення зростає, оскільки тріщина зменшує локальні градієнти тиску в привибійній зоні і тим самим послаблює негативний вплив ретроградної конденсації [18-20].

Carlson і Myer [18] показали, що для свердловин з ГРП зниження продуктивності внаслідок випадіння ретроградного конденсату є обмеженим, а Hashemi і Gringarten [19] встановили, що при пластовому тиску, нижчому за тиск початку конденсації, операція ГРП у наведеному прикладі могла підвищувати накопичений видобуток газу до 80 % порівняно з вертикальною свердловиною без ГРП, однак додатковий ефект від збільшення півдовжини тріщини поступово зменшувався, тому раціональний результат визначається параметрами її дизайну. У роботі Yin [21] показано, що в досліджених нетрадиційних колекторах конденсат переважно випадав у мережі високопровідних тріщин і міг ефективно виноситися потоком газу, тому блокування фільтрації газу ретроградним конденсатом не було головним чинником втрати продуктивності. Водночас Søgnesand [20] показав, що накопичення конденсату поблизу тріщини все ж може знижувати продуктивність, а масштаб цього ефекту залежить від вмісту конденсату в пластовому газі, відносних фазових проникностей і режиму роботи свердловини. Дослідження Settari та ін. [22] додатково підтвердило, що ГРП здатний відновити більшу частину продуктивності, втраченої через накопичення рідини, однак його ефективність визначається насамперед неоднорідністю пласта, довжиною та провідністю тріщини.

Буріння горизонтальних свердловин. Горизонтальні свердловини широко застосовуються у світовій практиці, забезпечують більшу площу контакту з пластом і вищу продуктивність порівняно з вертикальними свердловинами [23].

Dehane та ін. [24] показали, що за однакового дебіту депресія в горизонтальній свердловині є меншою, ніж у вертикальній; зокрема, для пласта товщиною 20 м вона становила 9,30 кгс/см² проти 15 кгс/см², а накопичений видобуток конденсату був вищим. Результати Miller та ін. [25] підтвердили, що горизонтальні свердловини затримують досягнення тиску початку конденсації та зменшують інтенсивність накопичення рідкої фази в привибійній зоні. У наведеному авторами прикладі тиск поблизу вертикальної свердловини знижувався нижче тиску початку конденсації через 396 діб, тоді як поблизу горизонтальної – через 1880 діб; насиченість конденсатом у привибійній зоні становила 0,27 для вертикальної і 0,20 для горизонтальної свердловини.

Результати моделювання для родовища Hassi R'Mel [26] додатково підтверджують ефективність горизонтальних свердловин: у наведеному прикладі видобуток конденсату був приблизно у 1,30 раза вищим, ніж для вертикальної свердловини, а насиченість рідкою фазою біля вертикальної свердловини могла досягати 18 %, тоді як біля горизонтальної не перевищувала 6 %. Ці висновки узгоджуються з результатами [19], де показано, що нижче тиску початку конденсації горизонтальні свердловини є ефективнішими за вертикальні щодо послаблення негативних наслідків ретроградної конденсації, хоча вибір між горизонтальною свердловиною і вертикальною свердловиною з ГРП за технічної здійсненності визначається економічними міркуваннями.

2. Характеристика технологій попередження ретроградної конденсації

Підтримання пластового тиску нагнітанням сухого газу (сайклінг-процес). Нагнітання сухого газу є одним із найбільш ефективних методів підвищення конденсатовилучення із газоконденсатних покладів [27-29]. Раннє дослідження Standing та ін. [29] показало, що ефективність технології визначається не лише підтриманням тиску, а й здатністю сухого газу випаровувати ретроградний конденсат, а також неоднорідністю та охопленням пласта нагнітанням. При цьому максимальне вилучення важчих компонентів не обов'язково досягається за нагнітання поблизу тиску початку конденсації.

Лабораторне дослідження Smith та ін. [30] показало, що ретроградний конденсат може бути повністю вилучений за умови контакту з

достатньою кількістю сухого газу: зокрема, n-пентан повністю випаровувався після 2,5 порових об'ємів, а *n*-гептан — після 6 порових об'ємів сухого газу.

Критичний аналіз сайклінг-процесу наведено в роботі Aziz [27], де зазначено, що конденсатовилучення в найкращих відомих покладах зростає до 60–75% порівняно з 20–40 % на виснаження. Автор також показав, що ефективність процесу визначається охопленням пласта нагнітанням, взаємним розташуванням нагнітальних і видобувних свердловин, а також часом початку й завершення нагнітання та обсягами нагнітання сухого газу.

Промислові й чисельні дослідження підтверджують високу ефективність сайклінг-процесу на багатьох родовищах світу, зокрема Toual [31], Hassi R'Mel [32]. За результатами дослідження покладів Західної Африки [33] встановлено, що для коефіцієнта конденсатовилучення визначальними є відстань між свердловинами і коефіцієнт компенсації відборів, тоді як вплив проникності є другорядним. Технологія сайклінг-процесу також застосовувалася на родовищах України, а результати її впровадження узагальнені в роботах [34-35].

Підтримання пластового тиску нагнітанням азоту. Нагнітання азоту розглядається як альтернатива сайклінг-процесу у випадках, коли повернення в пласт сухого газу є економічно ускладненим або технологічно небажаним [36-39].

Фазові особливості процесу детально досліджено в роботі Moses та ін. [40], де показано, що змішування азоту з пластовим флюїдом супроводжується значно більшим підвищенням тиску початку конденсації, ніж у випадку із сухим газом, що може збільшувати випадіння ретроградного конденсату у зоні змішування. Водночас лабораторні дослідження показали, що азот зберігає здатність ефективно витісняти рідку вуглеводневу фазу. У роботі Sänger та ін. [36] встановлено, що нагнітання як метану, так і азоту може мати характер змішувального витіснення, тоді як Siregar та ін. [41] показали, що азот є більш чутливим до дисперсії. У виконаних дослідженнях максимальне випадіння рідкої фази становило близько 25 % для азоту проти близько 2 % для сухого газу.

Практичний досвід у Rocky Mountains підтверджує багаторічне застосування азоту для підтримання пластового тиску та підвищення вуглеводневилучення [37]. Як і для сайклінг-процесу загалом, ефективність цієї технології визначається охопленням пласта нагнітанням, неоднорідністю колектора, взаємним розташуванням нагнітальних і видобувних свердловин, а також обсягами нагнітання [27, 38]. Водночас концептуальне дослідження Hagoort та ін. [42] засвідчило, що нагнітання азоту може бути реальною альтернативою розробці на виснаження лише за умови, що поклад не є надто неоднорідним, а пластовий газ характеризується високим вмістом конденсату. За таких умов технологія може істотно збільшувати конденсатовилучення.

Підтримання пластового тиску нагнітанням діоксиду вуглецю. Нагнітання діоксиду вуглецю є одним із найперспективніших методів підвищення вуглеводневилучення з газоконденсатних покладів із високим вмістом конденсату в пластовому газі [43-45].

Результати досліджень Kurdi та ін. [46] засвідчили, що надкритичний діоксид вуглецю знижує міжфазний натяг, в'язкість конденсату та залишкову насиченість защемленою рідкою фазою. У роботі Moradi та ін. [47] показано, що в межах дослідження діоксид вуглецю був найефективнішим агентом нагнітання. Коефіцієнт вилучення конденсату становив 67,9 % проти 67,4 % для азоту, 65,78 % для сайклінг-процесу, 60 % для метану і 49 % за природного виснаження. Експериментально-чисельні дослідження Su та ін. [43] показали, що найвища ефективність діоксиду вуглецю досягається за раннього нагнітання, коли пластовий тиск ще на рівні або вище тиску початку конденсації. За таких умов вищі коефіцієнти вилучення досягаються за менших обсягів закачування.

У роботі [44] встановлено, що конденсатовилучення за нагнітання діоксиду вуглецю було приблизно на 7 % вищим, ніж за нагнітання азоту, а за 100 % компенсації відбору приріст додаткового видобутку конденсату порівняно з азотом становив від 10,8 % до 56,5 % залежно від потенційного вмісту конденсату. Це вказує на потенційні переваги діоксиду вуглецю для газоконденсатних покладів із підвищеним вмістом важких вуглеводневих компонентів.

У дослідженні Wang [48], яке поєднує лабораторні експерименти, чисельне моделювання та промисловий приклад, встановлено, що серед розглянутих газів саме діоксид вуглецю найефективніше послаблює ретроградну конденсацію, однак для покладів з водонапірним режимом і вираженою неоднорідністю загальний додатковий ефект залишається обмеженим і становить лише близько 2–4 %. Водночас, як зазначено в роботі [49], за наявності води зростають корозійні ризики, особливо для вуглеце-

вих сталей, що зумовлює необхідність добору корозійностійких матеріалів і застосування антикорозійного захисту.

Підтримання пластового тиску поперемінним нагнітанням води і газу (WAG — Water-Alternating-Gas). Передчасний прорив газу по високопроникних пропластках і природних тріщинах знижує охоплення пласта витісненням і погіршує конденсатовилучення. Для послаблення цього ефекту застосовують поперемінне нагнітання води і газу (WAG) як спосіб вирівнювання фронту витіснення, добре відпрацьований у нафтових покладах [50-51] і перспективний для газоконденсатних систем [52-53].

У роботі Jones та ін. [52] показано, що в неоднорідному за проникністю середовищі WAG-процес підвищував охоплення пласта витісненням і кінцеве вилучення на 86 % за закачування одного порового об'єму порівняно з нагнітанням лише сухого газу. Механізм цього ефекту полягає в тому, що вода, маючи вищу в'язкість, заповнює високопроникні канали фільтрації й спрямовує наступні порції газу в менш проникні зони пласта. У подальшому дослідженні Cullick та ін. [53] встановили, що WAG покращує конденсатовилучення в багатопластових покладах із контрастними фільтраційно-ємнісними властивостями на 28–54 % порівняно з безперервним нагнітанням газу. Визначальними чинниками є співвідношення проникностей між пропластками, властивості флюїдів, защемлена газонасиченість і вертикальна проникність. Yokoyama і Lake [54] показали, що за значного контрасту проникності між пропластками важливу роль відіграють капілярні ефекти.

Попри потенційні переваги, у роботах [52-53] зазначено, що ефективність WAG-процесу потребує оптимізації обсягів води і газу та обмеження сумарного об'єму нагнітання води. Це пов'язано з ризиком защемлення газу, обводнення видобувних свердловин і зниження кінцевого коефіцієнта вилучення.

Підтримання пластового тиску нагнітанням води. Нагнітання води є традиційною технологією підтримання пластового тиску, широко застосовуваною в нафтових покладах [55], однак у газоконденсатних системах його ефективність є вибірковою і залежить від пластового тиску, міжфазного натягу та особливостей трифазної фільтрації [56–58].

Henderson та ін. [56] показали, що заводнення вище тиску початку конденсації і нижче нього за низького міжфазного натягу дає близьку загальну залишкову насиченість вуглеводнями, тоді як за високого міжфазного натягу сумарне вуглеводневилучення є вищим. При цьому конденсатний вал перед фронтом води не формувався.

Matthews та ін. [57] встановили, що заводнення може забезпечувати вищі коефіцієнти вилучення газу і рідких вуглеводнів порівняно з природним виснаженням, однак його доцільність обмежується ризиком защемлення значних об'ємів газу.

Fishlock і Probert [58] показали, що ефективність технології визначається режимом і обсягом нагнітання води. Отже, у газоконденсатних покладах ця технологія не є універсальною і може бути доцільною лише за сприятливих термобаричних та фільтраційних умов.

3. Характеристика технологій мобілізації та видалення ретроградного конденсату з привибійної зони свердловин

Нагнітання кислот. Кислотні обробки у видобувних свердловинах розглядаються як один із методів відновлення фільтраційних властивостей привибійної зони пласта [59-60]. Для газоконденсатних колекторів їх доцільність пов'язана зі створенням або розширенням фільтраційних каналів у привибійній зоні пласта, що може зменшувати негативний вплив накопиченого ретроградного конденсату на продуктивність свердловин, хоча ефективність такого впливу визначається мінералогічним складом породи, термобаричними умовами та складом кислотної системи [60–62].

Експериментальні дослідження Abbasi та ін. [61] показали, що для низькопроникного колектора кислотна система на основі 7,5 % соляної кислоти (HCl) та метанолу забезпечувала найкраще зменшення блокування фільтрації газу ретроградним конденсатом та істотне поліпшення проникності. Подібно, у роботі Khaleghi та ін. [62] для щільного карбонатного колектора суміш 7,5 % соляної кислоти (HCl) і 2,5 % оцтової кислоти (HAc) виявилася ефективнішою за традиційний HCl 15 % і забезпечила поліпшення проникності у 4,4 раза, що додатково підтверджує необхідність індивідуального добору кислотних систем для конкретних умов.

Загалом кислотні обробки можуть бути ефективними для відновлення фільтраційних властивостей привибійної зони газоконденсатних пластів, однак їх застосування потребує попереднього лабораторного обґрунтування з урахуванням складу породи, типу пошкодження, пластових умов і складу кислотної системи [59-60].

Нагнітання органічних розчинників. Нагнітання метанолу розглядається як спосіб тимчасового зменшення блокування фільтрації газу ретроградним конденсатом і водою у привибійній зоні пласта [63-64]. Експериментальні дослідження Du та ін. [63] показали, що після метанольної обробки відносна проникність для газу зростала у 1,2–2,5 раза залежно від початкової водонасиченості. Asgari та ін. [65] за результатами моделювання й експериментів встановили її підвищення приблизно у 1,3–1,6 раза. Al-Anazi та ін. [66] показали, що накопичення ретроградного конденсату може знижувати відносну проникність для газу на 91–97 % у низькопроникних вапняках і на 95–98 % у високопроникних пісковиках, а метанол здатний витісняти конденсат і воду з порового простору.

Промислова обробка, описана Al-Anazi та ін. [64], підтвердила практичну ефективність метанолу. Видобуток газу й конденсату зростав приблизно удвічі протягом перших чотирьох місяців і залишався вищим на 50 % у подальший період. Водночас результати Bang та ін. [67] і Alzate та ін. [68] свідчать, що ефективність спиртовмісних обробок залежить від фазової поведінки системи «вуглеводні–вода–метанол» і сумісності реагенту з пластовими флюїдами.

Нагнітання реагентів для зміни змочуваності породи. Оброблення привибійної зони пласта реагентами для зміни змочуваності породи розглядається як один із перспективних методів зменшення блокування фільтрації газу ретроградним конденсатом і водою [69-70]. Механізм дії таких реагентів пов'язаний зі зменшенням капілярного утримання конденсату й води та підвищенням їхньої рухливості у поровому просторі [69-71].

Експериментальні дослідження підтверджують ефективність такого підходу для пісковиків і карбонатних порід. Зокрема, Karandish та ін. [72] показали, що оброблення карбонатної породи аніонним фторвмісним реагентом забезпечило зростання відносної проникності для газу у 1,7 раза. У роботі Hoseinpour та ін. [73] для пісковику після оброблення фторвмісним реагентом рухливість води та н-декану збільшилася відповідно у 3,85 і 3,5 раза. Подібно, Sayed та ін. [74] встановили, що застосування оптимізованої композиції фторованих наночастинок діоксиду кремнію з модифікованою поверхнею забезпечило 37 % приросту відносної проникності для газової та рідкої фаз.

Загалом ефективність таких оброблень залежить від складу реагенту, мінералогічного складу породи, проникності, температури, початкової водонасиченості та мінералізації пластової води [69-70, 75].

Нагнітання інших хімічних речовин. До інших хімічних методів мобілізації ретроградного конденсату належать оброблення привибійної зони пласта розчинами поверхневоактивних речовин (ПАР) [76–77], нагнітання термохімічних систем [78–79], а також полімерні, лужні та комбіновані схеми [80]. Результати досліджень свідчать, що такі реагенти можуть знижувати капілярний тиск, підвищувати рухливість конденсату та сприяти його винесенню з привибійної зони [76–79]. Водночас застосування полімерних, лужних і комбінованих схем для мобілізації ретроградного конденсату розглянуто на рівні чисельного моделювання та потребує окремого лабораторного й промислового підтвердження [80].

4. Узагальнення умов застосування та схема вибору технологій керування ретроградною конденсацією

Розглянуті технології відрізняються не лише механізмом дії, а й стадією доцільного застосування. Частина методів спрямована на попередження або сповільнення ретроградної конденсації шляхом зменшення депресії тиску, оптимізації системи дренування чи підтримання пластового тиску. Інші технології застосовують тоді, коли ретроградний конденсат уже накопичився у привибійній зоні та спричинив погіршення фільтрації газу.

За очікуваною тривалістю ефекту розглянуті технології доцільно умовно поділяти на короткострокові, середньострокові та довгострокові. Короткостроковий ефект найчастіше характерний для локальних хімічних оброблень привибійної зони, які тимчасово мобілізують або видаляють ретроградний конденсат, але не завжди усувають умови його повторного накопичення. Середньостроковий ефект забезпечують методи оптимізації дренування, зокрема контроль депресії тиску, ГРП і горизонтальні свердловини, оскільки вони зменшують локальні градієнти тиску в зоні дренування та пом'якшують негативні наслідки накопичення ретроградного конденсату.

Довгостроковий вплив пов'язаний насамперед із підтриманням пластового тиску вище або поблизу тиску початку конденсації шляхом нагнітання сухого газу, азоту, діоксиду вуглецю або застосування WAG-процесів. Залежно від застосованої технології вплив може полягати

Таблиця 1 – Діагностична матриця попереднього вибору напряму технологічного впливу

Діагностична ознака	Ймовірна проблема	Доцільний напрям впливу
Поточний пластовий або вибійний тиск наближається до тиску початку конденсації	Ризик початку ретроградної конденсації, насамперед у зоні найбільшого зниження тиску біля свердловини	За наближення вибійного тиску до тиску початку конденсації — зменшення депресії тиску; за значних фільтраційних опорів — ГРП або горизонтальні свердловини; за наближення пластового тиску до тиску початку конденсації — підтримання пластового тиску
За результатами газоконденсатних досліджень і промислового обліку – поступове зниження конденсатогазового фактора, зміна складу газу, зменшення вмісту важких компонентів і густини газу	Ретроградне випадіння частини важких вуглеводневих компонентів і збіднення видобувного газу після зниження тиску нижче тиску початку конденсації	Перевірка умов сепарації й обліку; уточнення PVT-моделі; за підтвердженого випадіння ретроградного конденсату — підтримання пластового тиску сухим газом, азотом або діоксидом вуглецю
Відмінна динаміка конденсатогазового фактора між свердловинами одного покладу за близьких умов сепарації та обліку	Нерівномірне виснаження покладу, локальне зниження тиску нижче тиску початку конденсації або неоднакове охоплення покладу дренуванням	Вирівнювання дренування покладу: диференційоване регулювання режимів відбору за свердловинами; за потреби — додаткові або горизонтальні свердловини в недостатньо дренованих зонах
Падіння продуктивності свердловини швидше, ніж очікується за динамікою пластового тиску або гідродинамічною моделлю	Додаткове погіршення фільтрації газу, зумовлене накопиченням ретроградного конденсату, водним блокуванням або іншими пошкодженнями привибійної зони	Зіставлення фактичної динаміки дебіту й тиску з моделлю; встановлення причин додаткового фільтраційного опору; за підтвердженого накопичення ретроградного конденсату — регулювання депресії тиску або оброблення привибійної зони
Різке зниження дебіту газу за одночасного зниження конденсатогазового фактора	Ймовірне накопичення ретроградного конденсату в привибійній зоні зі зниженням відносної проникності для газу; необхідне виключення інших причин погіршення фільтрації	Оперативне регулювання депресії тиску; уточнення причин зниження продуктивності; за підтвердженого конденсатного блокування — локальне оброблення привибійної зони або ГРП за відповідного обґрунтування.
Зростання скін-фактора за результатами гідродинамічних досліджень свердловини та погіршення її продуктивності	Додатковий фільтраційний опір у привибійній зоні, можливими причинами якого є накопичення ретроградного конденсату, водне блокування або пошкодження порового простору	Встановлення природи додаткового фільтраційного опору; за конденсатного блокування — регулювання депресії або оброблення привибійної зони; за пошкодження порового простору — добір відповідного методу відновлення проникності
Поява компонентів агента нагнітання або трасерів у видобувному газі окремих свердловин після нагнітання сухого газу, азоту чи діоксиду вуглецю	Передчасний прорив агента нагнітання до видобувних свердловин через високопроникні зони або тріщини	Зменшення нагнітання в зоні прориву, перерозподіл обсягів нагнітання, зміна режимів роботи свердловин; за відповідних фільтраційних умов — розгляд можливості застосування WAG для поліпшення охоплення пласта
Зростання водного фактора або погіршення продуктивності після нагнітання води чи WAG	Нерівномірне просування фронту води високопроникними каналами, підвищення водонасиченості окремих зон зі зниженням відносної проникності для газу або защемлення газу за фронтом води	Зменшення частки води у WAG-циклах, подовження газового циклу, обмеження або тимчасове припинення нагнітання води
Повторне зростання конденсатогазового фактора або зміна складу газу на пізній стадії розробки за стабільних умов сепарації та обліку	Зміна фазової рівноваги, часткове повторне випаровування ретроградного конденсату або перерозподіл складу продукції між зонами дренування	Перевірка умов сепарації й обліку; уточнення PVT-моделі; перегляд прогнозу конденсатовилучення та режимів подальшої експлуатації

Продовження таблиці 1

Діагностична ознака	Ймовірна проблема	Доцільний напрям впливу
Короткочасне поліпшення після хімічного оброблення привибійної зони з подальшим швидким повторним падінням дебіту	Тимчасове видалення або мобілізація ретроградного конденсату без усунення умов його повторного накопичення у привибійній зоні	Коригування складу й об'єму реагенту; повторне або комбіноване оброблення; поєднання з контролем депресії
Відсутність істотного ефекту після хімічного оброблення привибійної зони	Невідповідність реагенту складу флюїдів, мінералогії породи або фактичному механізму погіршення проникності	Лабораторний добір реагенту, перевірка сумісності з флюїдами й породою, зміна типу оброблення

в обмеженні випадіння ретроградного конденсату, зміні умов фазової рівноваги або збільшенні охоплення покладу нагнітанням.

На основі узагальнення результатів експериментальних, чисельних і промислових досліджень визначено діагностичні ознаки та пов'язані з ними ймовірні механізми погіршення фільтрації газу, які покладено в основу критеріїв попереднього вибору технологічного впливу. До таких ознак належать співвідношення пластового і вибійного тиску з тиском початку конденсації, динаміка дебіту газу та конденсатогазового фактора, зміна складу видобувного газу, скін-фактора, водного фактора та тривалість ефекту після оброблення привибійної зони. З урахуванням узагальнених механізмів дії та умов застосування розглянутих технологій сформовано діагностичну матрицю попереднього вибору напряму технологічного впливу (табл. 1).

Наведена матриця показує, що подібне зниження продуктивності газоконденсатних свердловин може бути наслідком різних процесів: наближення пластового або вибійного тиску до тиску початку конденсації, накопичення ретроградного конденсату у привибійній зоні, нерівномірного дренування покладу, прориву агента нагнітання, негативного впливу води під час WAG-процесів або невідповідності хімічного оброблення фактичному механізму погіршення фільтрації газу. Тому вибір технології має ґрунтуватися не на загальній характеристиці покладу, а на зіставленні даних промислового обліку, результатів газоконденсатних і гідродинамічних досліджень та матеріалів моделювання.

Практичне значення діагностичної матриці полягає у можливості попереднього визначення доцільного напряму технологічного впливу залежно від виявлених ознак і ймовірних механізмів погіршення роботи свердловин. Це дозволяє розмежувати умови застосування методів регулювання депресії тиску, підтримання пластового тиску, оптимізації дренування та локального оброблення привибійної зони. Остаточний вибір технології потребує підтвердження результатами PVT-аналізу, композиційного гідродинамічного моделювання та техніко-економічного обґрунтування.

Висновки

1. Ретроградна конденсація є одним із ключових чинників, що обмежують ефективність розробки газоконденсатних покладів із високим вмістом конденсату. Її вплив проявляється через зміну складу видобувного газу, зниження конденсатогазового фактора, накопичення ретроградного конденсату у привибійній зоні та погіршення фільтрації газу.

2. Технології керування ретроградною конденсацією доцільно систематизувати за стадією та напрямом інженерного впливу: методи оптимізації дренування, методи підтримання пластового тиску для попередження або сповільнення випадіння ретроградного конденсату та методи мобілізації або видалення вже накопиченого ретроградного конденсату.

3. Узагальнення результатів експериментальних, чисельних і промислових досліджень показало, що ефективність горизонтальних свердловин, ГРП, сайклінг-процесу, нагнітання азоту, діоксиду вуглецю, WAG-процесів і хімічних оброблень залежить від пластового і вибійного тиску, неоднорідності колектора, складу флюїдів, режиму відбору та охоплення пласта технологічним впливом.

4. На основі узагальнення результатів досліджень сформовано діагностичну матрицю, яка пов'язує зміни технологічних показників із ймовірними механізмами погіршення фільтрації газу та відповідними напрямами технологічного впливу. Її застосування дає змогу розмежувати можливі причини зниження продуктивності свердловин і попередньо визначити доцільні технологічні заходи залежно від виявлених діагностичних ознак.

5. Остаточний вибір технології потребує комплексного врахування результатів промислового обліку, газоконденсатних і гідродинамічних досліджень, PVT-аналізу, гідродинамічного моделювання та техніко-економічної оцінки.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Бурачок О. В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ : дис. ... д-ра філософії : 185 «Нафтогазова інженерія та технології». Івано-Франківськ, 2021. 247 с.
2. Kuenen J. P. On Retrograde Condensation and the Critical Phenomena of Mixtures of Two Substances. *Communications from the Laboratory of Physics at the University of Leiden*. 1892. No. 4.
3. Katz D. L., Kurata F. Retrograde Condensation. *Industrial & Engineering Chemistry*. 1940. Vol. 32, no. 6. P. 817–827. DOI: https://doi.org/10.1021/ie50366a018
4. Hoffman A. E., Crump J. S., Hocott C. R. Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System. *Journal of Petroleum Technology*. 1953. Vol. 5, no. 1. P. 1–10. SPE-219-G. DOI: https://doi.org/10.2118/219-G
5. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1983. Vol. 23, no. 4. P. 683–694. SPE-12233-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/12233-PA
6. Peng D. Y., Robinson D. B. A New Two-Constant Equation of State. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*. 1976. Vol. 15, no. 1. P. 59–64. DOI: https://doi.org/10.1021/i160057a011
7. Drohm J. K., Trengove R. D., Goldthorpe W. H. On the Quality of Data from Standard Gas-Condensate PVT Experiments. *SPE Gas Technology Symposium* (Dallas, Texas, USA, June 1988). SPE-17768-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/17768-MS
8. Lewis J. O. Interpretation of Well Test Data in Gas-Condensate Fields. *Transactions of the AIME*. 1947. Vol. 170, no. 1. P. 202–224. SPE-947202-G. DOI: https://doi.org/10.2118/947202-G
9. Allen F. H., Roe R. P. Performance Characteristics of a Volumetric Condensate Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 1950. Vol. 2, no. 3. P. 83–90. SPE-950083-G. DOI: https://doi.org/10.2118/950083-G
10. Duggan J. O. The Anderson “L” — An Abnormally Pressured Gas Reservoir in South Texas. *Journal of Petroleum Technology*. 1972. Vol. 24, no. 2. P. 132–138. SPE-2938-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/2938-PA
11. Saeidi A., Handy L. L. Flow and Phase Behavior of Gas Condensate and Volatile Oils in Porous Media. *SPE California Regional Meeting* (San Francisco, California, USA, April 1974). SPE-4891-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/4891-MS
12. Ham J. D., Brill J. P., Eilerts C. K. Parameters for Computing Pressure Gradients and the Equilibrium Saturation of Gas-Condensate Fluids Flowing in Sandstones. *SPE Journal*. 1974. Vol. 14, no. 3. P. 203–215. SPE-4037-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/4037-PA
13. Gravier J. F., Lemouzy P., Barroux C., Abed A. F. Determination of Gas-Condensate Relative Permeability on Whole Cores Under Reservoir Conditions. *SPE Formation Evaluation*. 1986. Vol. 1, no. 1. P. 9–15. SPE-11493-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/11493-PA
14. Fussell D. D. Single-Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. Vol. 25, no. 7. P. 860–870. SPE-4072-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/4072-PA
15. Mott R. E., Cable A. S., Spearing M. C. Measurements of Relative Permeabilities for Calculating Gas-Condensate Well Deliverability. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2000. Vol. 3, no. 6. P. 473–479. SPE-68050-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/68050-PA
16. Fevang Ø., Whitson C. H. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability. *SPE Reservoir Engineering*. 1996. Vol. 11, no. 4. P. 221–230. SPE-30714-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/30714-PA
17. Качмар Ю. Д., Меркур’єв А. Б., Бурмич Ф. М., Савка В. М. Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. № 4. С. 28–31.

18. Carlson M. R., Myer J. W. G. The Effects of Retrograde Liquid Condensation on Single Well Productivity Determined Via Direct (Compositional) Modelling of a Hydraulic Fracture in a Low Permeability Reservoir. *Low Permeability Reservoirs Symposium* (Denver, Colorado, USA, March 1995). SPE-29561-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/29561-MS

19. Hashemi A., Gringarten A. C. Comparison of Well Productivity between Vertical, Horizontal and Hydraulically Fractured Wells in Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Europec/EAGE Annual Conference* (Madrid, Spain, June 2005). SPE-94178-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/94178-MS

20. Søgnesand S. Long-Term Testing of Vertically Fractured Gas Condensate Wells. *SPE Production Operations Symposium* (Oklahoma City, Oklahoma, USA, April 1991). P. 673–686. SPE-21704-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/21704-MS

21. Field Study of the Condensate Banking Effect in an Unconventional Gas Condensate Reservoir with Hydraulically Fractured Wells / J. Yin et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (New Orleans, Louisiana, USA, September 2024). SPE-220733-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/220733-MS

22. Settari A., Bachman R. C., Hovem K. A., Paulsen S. G. Productivity of Fractured Gas-Condensate Wells: A Case Study of the Smorbukk Field. *SPE Reservoir Engineering*. 1996. Vol. 11, no. 4. P. 236–244. SPE-35604-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/35604-PA

23. Joshi S. D. Cost/Benefits of Horizontal Wells. *SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting* (Long Beach, California, USA, May 2003). SPE-83621-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/83621-MS

24. Dehane A., Tiab D., Osisanya S. O. Comparison of the Performance of Vertical and Horizontal Wells in Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Dallas, Texas, USA, October 2000). SPE-63164-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/63164-MS

25. Miller N., Nasrabadi H., Zhu D. Application of Horizontal Wells to Reduce Condensate Blockage in Gas Condensate Reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China* (Beijing, China, June 2010). SPE-130996-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/130996-MS

26. Marir B., Tiab D. Performance of Horizontal Wells in Gas Condensate Reservoirs: Hassi R'Mel Field, Algeria. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition* (Moscow, Russia, October 2006). SPE-100753-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/100753-MS

27. Aziz R. M. A. A 1982 Critique on Gas Cycling Operations on Gas-Condensate Reservoirs. *Middle East Oil Technical Conference and Exhibition* (Manama, Bahrain, March 1983). SPE-11477-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/11477-MS

28. Abel W., Jackson R. F., Wattenbarger R. A. Simulation of a Partial Pressure Maintenance Gas Cycling Project with a Compositional Model, Carson Creek Field, Alberta. *Journal of Petroleum Technology*. 1970. Vol. 22, no. 1. P. 38–46. SPE-2580-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/2580-PA

29. Standing M. B., Lindblad E. N., Parsons R. L. Calculated Recoveries by Cycling from a Retrograde Reservoir of Variable Permeability. *Transactions of the AIME*. 1948. Vol. 174, no. 1. P. 165–190. SPE-948165-G. DOI: https://doi.org/10.2118/948165-G

30. Smith L. R., Yarborough L. Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection. *SPE Journal*. 1968. Vol. 8, no. 1. P. 87–94. SPE-1813-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/1813-PA

31. Belaifa E., Tiab D., Dehane A., Jokhio S. A. Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in Toual Field Algeria, A Case Study. *SPE Production and Operations Symposium* (Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 2003). SPE-80899-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/80899-MS

32. Adel H., Tiab D., Zhu T. Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'Mel South Field, Algeria. *International Oil Conference and Exhibition in Mexico* (Cancun, Mexico, August 2006). SPE-104040-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/104040-MS

33. Kabir C. S., Badru O., Eme V., Carr B. S. Assessing Producibility of a Region's Gas/Condensate Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Dallas, Texas, USA, October 2005). SPE-95531-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/95531-MS

34. Фик І. М., Рибчич І. Й. Наукові основи підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ України. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1, № 5. С. 40–49.

35. Бікман Є. С., Єгоров С. О., Курочкін К. С. Технологія збагачення газу азотом при сайклінг-процесі на Тимофіївському та Куличихинському НГКР з одночасним виробництвом метанольного продукту. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*. 2014. № 1 (35). С. 2–6.

36. Sänger P. J., Hagoort J. Recovery of Gas Condensate by Nitrogen Injection Compared with Methane Injection. *SPE Journal*. 1998. Vol. 3, no. 1. P. 26–33. SPE-30795-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/30795-PA

37. Wu X., Ling K., Liu D. Nitrogen Injection Experience to Development Gas and Gas Condensate Fields in Rocky Mountains. *International Petroleum Technology Conference* (Beijing, China, March 2013). IPTC-16830-MS. DOI: https://doi.org/10.2523/IPTC-16830-MS

38. Donohoe C. W., Buchanan R. D. Jr. Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs with Nitrogen. *Journal of Petroleum Technology*. 1981. Vol. 33, no. 2. P. 263–270. SPE-7494-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/7494-PA

39. Substituting Nitrogen for Hydrocarbon Gas in a Gas Cycling Project / J. Linderman et al. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (Abu Dhabi, UAE, November 2008). SPE-117952-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/117952-MS

40. Moses P. L., Wilson K. Phase Equilibrium Considerations in Using Nitrogen for Improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1981. Vol. 33, no. 2. P. 256–262. SPE-7493-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/7493-PA

41. Siregar S., Hagoort J., Ronde H. Nitrogen Injection vs. Gas Cycling in Rich Retrograde Condensate-Gas Reservoirs. *International Meeting on Petroleum Engineering* (Beijing, China, March 1992). SPE-22360-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/22360-MS

42. Hagoort J., Brinkhorst J. W., van der Kleyn P. H. Development of an Offshore Gas Condensate Reservoir by Nitrogen Injection vs. Pressure Depletion. *Journal of Petroleum Technology*. 1988. Vol. 40, no. 4. P. 463–469. SPE-15873-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/15873-PA

43. Experimental and Modeling Study of CO2-Improved Gas Recovery in Gas Condensate Reservoir / Z. Su et al. *Petroleum*. 2017. Vol. 3, no. 1. P. 87–95. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.004

44. Бурачок О. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. Аналіз результатів незмішувального витіснення конденсату з використанням азоту і вуглекислого газу. *Науковий огляд*. 2020. № 7 (70). С. 47–61.

45. An Experimental Study of the Effects of CO2 Injection on Gas/Condensate Recovery and CO2 Storage in Gas-Condensate Reservoirs / I. Seteyeobot et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Dubai, UAE, September 2021). SPE-206117-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/206117-MS

46. Kurdi M., Xiao J., Liu J. Impact of CO2 Injection on Condensate Banking in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium* (Dhahran, Saudi Arabia, March 2012). SPE-160923-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/160923-MS

47. Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in an Iranian Fractured Gas/Condensate Reservoir / B. Moradi et al. *Trinidad and Tobago Energy Resources Conference* (Port of Spain, Trinidad, June 2010). SPE-132840-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/132840-MS

48. Wang J. Simulation Study of Enhanced Condensate Recovery by Gas Injection in Gas Condensate Reservoirs with Natural Water Influx from Lab to Field. *Physics of Fluids*. 2025. Vol. 37, no. 2. Art. 026133. DOI: https://doi.org/10.1063/5.0258124

49. Corrosive Effects of Supercritical Carbon Dioxide and Cosolvents on Metals / E. M. Russick et al. *The Journal of Supercritical Fluids*. 1996. Vol. 9, no. 1. P. 43–50. DOI: https://doi.org/10.1016/S0896-8446(96)90043-1

50. Christensen J. R., Stenby E. H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico* (Villahermosa, Mexico, March 1998). SPE-39883-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/39883-MS

51. Belazreg L., Mahmood S. M., Aulia A. Novel Approach for Predicting Water Alternating Gas Injection Recovery Factor. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 9. P. 2893–2910. DOI: https://doi.org/10.1007/s13202-019-0673-2

52. Jones L. G., Cullick A. S., Cohen M. F. WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas Condensate Reservoirs: Part 1 — Prototype Reservoir Simulation Studies. *SPE Gas Technology Symposium* (Dallas, Texas, USA, June 1989). SPE-19113-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/19113-MS

53. WAG May Improve Gas-Condensate Recovery / A. S. Cullick et al. *SPE Reservoir Engineering*. 1993. Vol. 8, no. 3. P. 207–213. SPE-19114-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/19114-PA

54. Yokoyama Y., Lake L. W. The Effects of Capillary Pressure on Immiscible Displacements in Stratified Porous Media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (San Antonio, Texas, USA, October 1981). SPE-10109-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/10109-MS

55. Willhite G. P. Waterflooding. Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers, 1986. 326 p. (SPE Textbook Series ; Vol. 3).

56. Henderson G. D., Danesh A., Peden J. M. Water Flooding of Gas Condensate Fluids in Cores Above and Below the Dew-Point. *SPE Advanced Technology Series*. 1993. Vol. 1, no. 2. P. 123–129. SPE-22636-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/22636-PA

57. Matthews J. D., Hawes R. I., Hawkyard I. R., Fishlock T. P. Feasibility Studies of Waterflooding Gas-Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1988. Vol. 40, no. 8. P. 1049–1056. SPE-15875-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/15875-PA

58. Fishlock T. P., Probert C. J. Waterflooding of Gas-Condensate Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*. 1996. Vol. 11, no. 4. P. 245–251. SPE-35370-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/35370-PA

59. Smith C. F., Hendrickson A. R. Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1965. Vol. 17, no. 2. P. 215–222. SPE-980-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/980-PA

60. McLeod H. O. Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*. 1984. Vol. 36, no. 12. P. 2055–2069. SPE-13752-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/13752-PA

61. A New Formulation for Removing Condensate Blockage for Low Permeable Gas Reservoir / A. Abbasi et al. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14, no. 8. P. 2491–2507. DOI: https://doi.org/10.1007/s13202-024-01836-1

62. Evaluation of the Effectiveness of Mixing Hydrochloric Acid and Organic Acid as Stimulation Fluids in a Tight Gas Carbonate Reservoir / M. R. Khaleghi et al. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 2024. Vol. 102, no. 9. P. 3103–3118. DOI: https://doi.org/10.1002/cjce.25251

63. Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells / L. Du et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Dallas, Texas, USA, October 2000). SPE-62935-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/62935-MS

64. A Successful Methanol Treatment in a Gas/Condensate Reservoir: Field Application / H. A. Al-Anazi et al. *SPE Production & Operations*. 2005. Vol. 20, no. 1. P. 60–69. SPE-80901-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/80901-PA

65. Methanol Treatment in Gas Condensate Reservoirs: A Modeling and Experimental Study / A. Asgari et al. *Chemical Engineering Research and Design*. 2014. Vol. 92, no. 5. P. 876–890. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.08.015

66. Laboratory Measurements of Condensate Blocking and Treatment for Both Low and High Permeability Rocks / H. A. Al-Anazi et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (San Antonio, Texas, USA, September 2002). SPE-77546-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/77546-MS

67. Bang V., Pope G. A., Sharma M. M. Phase-Behavior Study of Hydrocarbon/Water/Methanol Mixtures at Reservoir Conditions. *SPE Journal*. 2010. Vol. 15, no. 4. P. 952–962. SPE-102100-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/102100-PA

68. Evaluation of Alcohol-Based Treatments for Condensate Banking Removal / G. A. Alzate et al. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control* (Lafayette, Louisiana, USA, February 2006). SPE-98359-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/98359-MS

69. Gas Productivity Enhancement by Wettability Alteration of Gas-Condensate Reservoirs / H. A. Al-Anazi et al. *European Formation Damage Conference* (Scheveningen, The Netherlands, May 2007). SPE-107493-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/107493-MS

70. A Review on the Wettability Alteration Mechanism in Condensate Banking Removal / K. Ganie et al. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 183. Art. 106431. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106431

71. Li K., Firoozabadi A. Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2000. Vol. 3, no. 2. P. 139–149. SPE-62515-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/62515-PA

72. Karandish G. R., Rahimpour M. R., Sharifzadeh S., Dadkhah A. A. Wettability Alteration in Gas-Condensate Carbonate Reservoir Using Anionic Fluorinated Treatment. *Chemical Engineering Research and Design*. 2015. Vol. 93. P. 554–564. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.05.019

73. Condensate Blockage Alleviation around Gas-Condensate Producing Wells Using Wettability Alteration / S. A. Hoseinpour et al. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2019. Vol. 62. P. 214–223. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.12.006

74. Sayed M., Liang F., Ow H. Novel Surface Modified Nanoparticles for Mitigation of Condensate and Water Blockage in Gas Reservoirs. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control* (Lafayette, Louisiana, USA, February 2018). SPE-189959-MS. DOI: https://doi.org/10.2118/189959-MS

75. Fahes M., Firoozabadi A. Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Gas-Condensate Reservoirs at High Temperatures. *SPE Journal*. 2007. Vol. 12, no. 4. P. 397–407. SPE-96184-PA. DOI: https://doi.org/10.2118/96184-PA

76. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М., Климишин Я. Д. Експериментальні дослідження процесів очищення привибійних зон газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 3 (40). С. 80–84.

77. Кондрат О. Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 1. С. 34–38.

78. Condensate-Banking Removal and Gas-Production Enhancement Using Thermochemical Injection: A Field-Scale Simulation / A. Hassan et al. *Processes*. 2020. Vol. 8, no. 6. Art. 727. DOI: https://doi.org/10.3390/pr8060727

79. Performance Analysis of Thermochemical Fluids in Removing the Gas Condensate from Different Gas Formations / A. Hassan et al. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2020. Vol. 78. Art. 103333. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103333

80. Burachok O., Kondrat O. Optimization of Gas-Condensate Reservoir EOR Technology under Geological Uncertainties. *IOR 2019 — 20th European Symposium on Improved Oil Recovery* (Pau, France, 8–11 April 2019). P. 1–9. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900130

References

1. Burachok, O. V. (2021). *Pidvyshchennia efektyvnosti vyluchennia vuhlevodniv na riznykh stadiiakh rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch* [Improving the efficiency of hydrocarbon extraction at various stages of gas condensate field development] (Doctoral dissertation, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas). (in Ukrainian)

2. Kuenen, J. P. (1892). On retrograde condensation and the critical phenomena of mixtures of two substances. *Communications from the Laboratory of Physics at the University of Leiden*, (4).

3. Katz, D. L., & Kurata, F. (1940). Retrograde condensation. *Industrial & Engineering Chemistry*, *32*(6), 817–827. https://doi.org/10.1021/ie50366a018

4. Hoffman, A. E., Crump, J. S., & Hocott, C. R. (1953). Equilibrium constants for a gas-condensate system. *Journal of Petroleum Technology*, *5*(1), 1–10. https://doi.org/10.2118/219-G

5. Whitson, C. H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, *23*(4), 683–694. https://doi.org/10.2118/12233-PA

6. Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, *15*(1), 59–64. https://doi.org/10.1021/i160057a011

7. Drohm, J. K., Trengove, R. D., & Goldthorpe, W. H. (1988). *On the quality of data from standard gas-condensate PVT experiments*. Paper presented at the SPE Gas Technology Symposium, Dallas, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/17768-MS

8. Lewis, J. O. (1947). Interpretation of well test data in gas-condensate fields. *Transactions of the AIME*, *170*(1), 202–224. https://doi.org/10.2118/947202-G

9. Allen, F. H., & Roe, R. P. (1950). Performance characteristics of a volumetric condensate reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, *2*(3), 83–90. https://doi.org/10.2118/950083-G

10. Duggan, J. O. (1972). The Anderson "L" — An abnormally pressured gas reservoir in South Texas. *Journal of Petroleum Technology*, *24*(2), 132–138. https://doi.org/10.2118/2938-PA

11. Saeidi, A., & Handy, L. L. (1974). *Flow and phase behavior of gas condensate and volatile oils in porous media*. Paper presented at the SPE California Regional Meeting, San Francisco, California, USA. https://doi.org/10.2118/4891-MS

12. Ham, J. D., Brill, J. P., & Eilerts, C. K. (1974). Parameters for computing pressure gradients and the equilibrium saturation of gas-condensate fluids flowing in sandstones. *SPE Journal*, *14*(3), 203–215. https://doi.org/10.2118/4037-PA

13. Gravier, J. F., Lemouzy, P., Barroux, C., & Abed, A. F. (1986). Determination of gas-condensate relative permeability on whole cores under reservoir conditions. *SPE Formation Evaluation*, *1*(1), 9–15. https://doi.org/10.2118/11493-PA
14. Fussell, D. D. (1973). Single-well performance predictions for gas condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, *25*(7), 860–870. https://doi.org/10.2118/4072-PA
15. Mott, R. E., Cable, A. S., & Spearing, M. C. (2000). Measurements of relative permeabilities for calculating gas-condensate well deliverability. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, *3*(6), 473–479. https://doi.org/10.2118/68050-PA
16. Fevang, Ø., & Whitson, C. H. (1996). Modeling gas-condensate well deliverability. *SPE Reservoir Engineering*, *11*(4), 221–230. https://doi.org/10.2118/30714-PA
17. Kachmar, Yu. D., Merkuryev, A. B., Burmych, F. M., & Savka, V. M. (1999). Zastosuvannia potuzhnykh hidravlichnykh rozryviv plasta na rodovyshchakh Ukrainy [Application of high-rate hydraulic fracturing in Ukrainian fields]. *Naftova i Hazova Promyslovist*, (4), 28–31. (in Ukrainian)
18. Carlson, M. R., & Myer, J. W. G. (1995). *The effects of retrograde liquid condensation on single well productivity determined via direct (compositional) modelling of a hydraulic fracture in a low permeability reservoir*. Paper presented at the Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, USA. https://doi.org/10.2118/29561-MS
19. Hashemi, A., & Gringarten, A. C. (2005). *Comparison of well productivity between vertical, horizontal and hydraulically fractured wells in gas-condensate reservoirs*. Paper presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain. https://doi.org/10.2118/94178-MS
20. Søgnesand, S. (1991). *Long-term testing of vertically fractured gas condensate wells*. Paper presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA. https://doi.org/10.2118/21704-MS
21. Yin, J., & et al. (2024). *Field study of the condensate banking effect in an unconventional gas condensate reservoir with hydraulically fractured wells*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. https://doi.org/10.2118/220733-MS
22. Settari, A., Bachman, R. C., Hovem, K. A., & Paulsen, S. G. (1996). Productivity of fractured gas-condensate wells: A case study of the Smorbukk Field. *SPE Reservoir Engineering*, *11*(4), 236–244. https://doi.org/10.2118/35604-PA
23. Joshi, S. D. (2003). *Cost/benefits of horizontal wells*. Paper presented at the SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Long Beach, California, USA. https://doi.org/10.2118/83621-MS
24. Dehane, A., Tiab, D., & Osisanya, S. O. (2000). *Comparison of the performance of vertical and horizontal wells in gas-condensate reservoirs*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/63164-MS
25. Miller, N., Nasrabadi, H., & Zhu, D. (2010). *Application of horizontal wells to reduce condensate blockage in gas condensate reservoirs*. Paper presented at the International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China. https://doi.org/10.2118/130996-MS
26. Marir, B., & Tiab, D. (2006). *Performance of horizontal wells in gas condensate reservoirs: Hassi R'Mel Field, Algeria*. Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. https://doi.org/10.2118/100753-MS
27. Aziz, R. M. A. (1983). *A 1982 critique on gas cycling operations on gas-condensate reservoirs*. Paper presented at the Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrain. https://doi.org/10.2118/11477-MS
28. Abel, W., Jackson, R. F., & Wattenbarger, R. A. (1970). Simulation of a partial pressure maintenance gas cycling project with a compositional model, Carson Creek Field, Alberta. *Journal of Petroleum Technology*, *22*(1), 38–46. https://doi.org/10.2118/2580-PA
29. Standing, M. B., Lindblad, E. N., & Parsons, R. L. (1948). Calculated recoveries by cycling from a retrograde reservoir of variable permeability. *Transactions of the AIME*, *174*(1), 165–190. https://doi.org/10.2118/948165-G
30. Smith, L. R., & Yarborough, L. (1968). Equilibrium revaporization of retrograde condensate by dry gas injection. *SPE Journal*, *8*(1), 87–94. https://doi.org/10.2118/1813-PA
31. Belaifa, E., Tiab, D., Dehane, A., & Jokhio, S. A. (2003). *Effect of gas recycling on the enhancement of condensate recovery in Toual Field Algeria, A case study*. Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA. https://doi.org/10.2118/80899-MS

32. Adel, H., Tiab, D., & Zhu, T. (2006). *Effect of gas recycling on the enhancement of condensate recovery, case study: Hassi R'Mel South Field, Algeria*. Paper presented at the International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico. https://doi.org/10.2118/104040-MS

33. Kabir, C. S., Badru, O., Eme, V., & Carr, B. S. (2005). *Assessing producibility of a region's gas/condensate reservoirs*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/95531-MS

34. Fyk, I. M., & Rybchych, I. Y. (2005). Naukovi osnovy pidvyshchennia efektyvnosti rozrobky hazokondensatnykh rodovyshch Ukrainy [Scientific bases of increasing the efficiency of gas condensate field development in Ukraine]. *Science and Innovation*, *1*(5), 40–49. (in Ukrainian)

35. Bikman Ye. S., Yehorov S. O., Kurochkin K. S. Tekhnolohiia zbahachennia hazu azotom pry saiklinh-protsesi na Tymofiivskomu ta Kulychykhynskomu NHKR z odnochasnym vyrobnytstvom metanolnoho produktu [Technology of gas nitrogen enrichment during cycling process at Timofeevskoe and Kulichikhinskoe OGCF with simultaneous production of methanol product]. *Kompressornoe i Energeticheskoe Mashinostroenie*, (1(35)), 2–6. (in Ukrainian)

36. Sänger, P. J., & Hagoort, J. (1998). Recovery of gas condensate by nitrogen injection compared with methane injection. *SPE Journal*, *3*(1), 26–33. https://doi.org/10.2118/30795-PA

37. Wu, X., Ling, K., & Liu, D. (2013). *Nitrogen injection experience to development gas and gas condensate fields in Rocky Mountains*. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China. https://doi.org/10.2523/IPTC-16830-MS

38. Donohoe, C. W., & Buchanan, R. D., Jr. (1981). Economic evaluation of cycling gas-condensate reservoirs with nitrogen. *Journal of Petroleum Technology*, *33*(2), 263–270. https://doi.org/10.2118/7494-PA

39. Linderman, J., & et al. (2008). *Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project*. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE. https://doi.org/10.2118/117952-MS

40. Moses, P. L., & Wilson, K. (1981). Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, *33*(2), 256–262. https://doi.org/10.2118/7493-PA

41. Siregar, S., Hagoort, J., & Ronde, H. (1992). *Nitrogen injection vs. gas cycling in rich retrograde condensate-gas reservoirs*. Paper presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China. https://doi.org/10.2118/22360-MS

42. Hagoort, J., Brinkhorst, J. W., & van der Kleyn, P. H. (1988). Development of an offshore gas condensate reservoir by nitrogen injection vs. pressure depletion. *Journal of Petroleum Technology*, *40*(4), 463–469. https://doi.org/10.2118/15873-PA

43. Su, Z., & et al. (2017). Experimental and modeling study of CO2-improved gas recovery in gas condensate reservoir. *Petroleum*, *3*(1), 87–95. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.004

44. Burachok, O. V., Kondrat, O. R., & Khaidarova, L. I. (2020). Analiz rezultativ nezmishuvalnoho vytisnennia kondensatu z vykorystanniam azotu i vuhlekysloho hazu [Analysis of the results of immiscible condensate displacement using nitrogen and carbon dioxide]. *Naukovyy Ohliad*, (7(70)), 47–61. (in Ukrainian)

45. Seteyeobot, I., & et al. (2021). *An experimental study of the effects of CO2 injection on gas/condensate recovery and CO2 storage in gas-condensate reservoirs*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE. https://doi.org/10.2118/206117-MS

46. Kurdi, M., Xiao, J., & Liu, J. (2012). *Impact of CO2 injection on condensate banking in gas condensate reservoirs*. Paper presented at the SPE Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium, Dhahran, Saudi Arabia. https://doi.org/10.2118/160923-MS

47. Moradi, B., & et al. (2010). *Effect of gas recycling on the enhancement of condensate recovery in an Iranian fractured gas/condensate reservoir*. Paper presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad. https://doi.org/10.2118/132840-MS

48. Wang, J. (2025). Simulation study of enhanced condensate recovery by gas injection in gas condensate reservoirs with natural water influx from lab to field. *Physics of Fluids*, *37*(2), Article 026133. https://doi.org/10.1063/5.0258124

49. Russick, E. M., & et al. (1996). Corrosive effects of supercritical carbon dioxide and cosolvents on metals. *The Journal of Supercritical Fluids*, *9*(1), 43–50. https://doi.org/10.1016/S0896-8446(96)90043-1

50. Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. (1998). *Review of WAG field experience*. Paper presented at the International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Villahermosa, Mexico. https://doi.org/10.2118/39883-MS

51. Belazreg, L., Mahmood, S. M., & Aulia, A. (2019). Novel approach for predicting water alternating gas injection recovery factor. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *9*(4), 2893–2910. https://doi.org/10.1007/s13202-019-0673-2

52. Jones, L. G., Cullick, A. S., & Cohen, M. F. (1989). *WAG process promises improved recovery in cycling gas condensate reservoirs: Part 1 — Prototype reservoir simulation studies*. Paper presented at the SPE Gas Technology Symposium, Dallas, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/19113-MS

53. Cullick, A. S., & et al. (1993). WAG may improve gas-condensate recovery. *SPE Reservoir Engineering*, *8*(3), 207–213. https://doi.org/10.2118/19114-PA

54. Yokoyama, Y., & Lake, L. W. (1981). *The effects of capillary pressure on immiscible displacements in stratified porous media*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/10109-MS

55. Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding* (SPE Textbook Series, Vol. 3). Society of Petroleum Engineers.

56. Henderson, G. D., Danesh, A., & Peden, J. M. (1993). Water flooding of gas condensate fluids in cores above and below the dew-point. *SPE Advanced Technology Series*, *1*(2), 123–129. https://doi.org/10.2118/22636-PA

57. Matthews, J. D., Hawes, R. I., Hawkyard, I. R., & Fishlock, T. P. (1988). Feasibility studies of waterflooding gas-condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, *40*(8), 1049–1056. https://doi.org/10.2118/15875-PA

58. Fishlock, T. P., & Probert, C. J. (1996). Waterflooding of gas-condensate reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, *11*(4), 245–251. https://doi.org/10.2118/35370-PA

59. Smith, C. F., & Hendrickson, A. R. (1965). Hydrofluoric acid stimulation of sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, *17*(2), 215–222. https://doi.org/10.2118/980-PA

60. McLeod, H. O. (1984). Matrix acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, *36*(12), 2055–2069. https://doi.org/10.2118/13752-PA

61. Abbasi, A., & et al. (2024). A new formulation for removing condensate blockage for low permeable gas reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *14*(8), 2491–2507. https://doi.org/10.1007/s13202-024-01836-1

62. Khaleghi, M. R., & et al. (2024). Evaluation of the effectiveness of mixing hydrochloric acid and organic acid as stimulation fluids in a tight gas carbonate reservoir. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, *102*(9), 3103–3118. https://doi.org/10.1002/cjce.25251

63. Du, L., & et al. (2000). *Use of solvents to improve the productivity of gas condensate wells.* Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/62935-MS

64. Al-Anazi, H. A., & et al. (2005). A successful methanol treatment in a gas/condensate reservoir: Field application. *SPE Production & Operations*, *20*(1), 60–69. https://doi.org/10.2118/80901-PA

65. Asgari, A., & et al. (2014). Methanol treatment in gas condensate reservoirs: A modeling and experimental study. *Chemical Engineering Research and Design*, *92*(5), 876–890. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.08.015

66. Al-Anazi, H. A., & et al. (2002). *Laboratory measurements of condensate blocking and treatment for both low and high permeability rocks*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/77546-MS

67. Bang, V., Pope, G. A., & Sharma, M. M. (2010). Phase-behavior study of hydrocarbon/water/methanol mixtures at reservoir conditions. *SPE Journal*, *15*(4), 952–962. https://doi.org/10.2118/102100-PA

68. Alzate, G. A., & et al. (2006). *Evaluation of alcohol-based treatments for condensate banking removal*. Paper presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. https://doi.org/10.2118/98359-MS

69. Al-Anazi, H. A., & et al. (2007). *Gas productivity enhancement by wettability alteration of gas-condensate reservoirs*. Paper presented at the European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. https://doi.org/10.2118/107493-MS

70. Ganie, K., & et al. (2019). A review on the wettability alteration mechanism in condensate banking removal. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *183*, Article 106431. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106431

71. Li, K., & Firoozabadi, A. (2000). Experimental study of wettability alteration to preferential gas-wetting in porous media and its effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, *3*(2), 139–149. https://doi.org/10.2118/62515-PA

72. Karandish, G. R., Rahimpour, M. R., Sharifzadeh, S., & Dadkhah, A. A. (2015). Wettability alteration in gas-condensate carbonate reservoir using anionic fluorinated treatment. *Chemical Engineering Research and Design*, *93*, 554–564. https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.05.019

73. Hoseinpour, S. A., & et al. (2019). Condensate blockage alleviation around gas-condensate producing wells using wettability alteration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *62*, 214–223. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.12.006

74. Sayed, M., Liang, F., & Ow, H. (2018). *Novel surface modified nanoparticles for mitigation of condensate and water blockage in gas reservoirs*. Paper presented at the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. https://doi.org/10.2118/189959-MS

75. Fahes, M., & Firoozabadi, A. (2007). Wettability alteration to intermediate gas-wetting in gas-condensate reservoirs at high temperatures. *SPE Journal*, *12*(4), 397–407. https://doi.org/10.2118/96184-PA

76. Kondrat, O. R., Kondrat, R. M., & Klymyshyn, Ya. D. (2011). Eksperymentalni doslidzhennia protsesiv ochyshchennia pryvybiinykh zon hazokondensatnykh sverdlovyn vid skondensovanykh vuhlevodniv [Experimental studies of cleaning processes of bottomhole zones of gas condensate wells from condensed hydrocarbons]. *Rozvidka ta Rozrobka Naftovykh i Hazovykh Rodovyshch*, (3(40)), 80–84. (in Ukrainian)

77. Kondrat, O. R. (2000). Eksperymentalni doslidzhennia vytisnennia skondensovanykh vuhlevodniv z hazokondensatnykh rodovyshch rozchynamy PAR [Experimental studies of condensed hydrocarbon displacement from gas condensate fields by surfactant solutions]. *Naftova i Hazova Promyslovist*, (1), 34–38. (in Ukrainian)

78. Hassan, A., & et al. (2020). Condensate-banking removal and gas-production enhancement using thermochemical injection: A field-scale simulation. *Processes*, *8*(6), Article 727. https://doi.org/10.3390/pr8060727

79. Hassan, A., & et al. (2020). Performance analysis of thermochemical fluids in removing the gas condensate from different gas formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *78*, Article 103333. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103333

80. Burachok, O., & Kondrat, O. (2019). *Optimization of gas-condensate reservoir EOR technology under geological uncertainties*. Paper presented at IOR 2019 — 20th European Symposium on Improved Oil Recovery, Pau, France. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900130

STRATEGIES AND TECHNOLOGIES FOR MANAGING RETROGRADE CONDENSATION IN THE GAS-CONDENSATE RESERVOIRS

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

Abstract. This paper summarises recent studies and engineering approaches to developing gas-condensate reservoirs with a high condensate content in the reservoir gas. It demonstrates that production under natural depletion leads to a decline in pressure below the dew point, resulting in retrograde condensate dropout, impaired gas flow and reduced well productivity. It discusses the evolution of concepts related to retrograde condensation, including the PVT description of gas-condensate systems, changes in produced-fluid composition and the impact of liquid-phase accumulation on gas relative permeability. Technologies for managing retrograde condensation are analysed and categorised by stage of application and direction of engineering impact. Methods for optimising drainage include drawdown control, horizontal wells and hydraulic fracturing. Methods aimed at preventing or delaying retrograde condensate dropout include maintaining reservoir pressure by injecting dry gas, nitrogen, carbon dioxide, water, or by using water-alternating-gas processes. Methods for mobilising or removing retrograde condensate that has already accumulated in the near-wellbore region include acid treatments, organic solvents, surfactants and wettability-alteration agents. Based on the analysis of experimental, numerical and field data, the conditions for the effective application of these technologies and their main limitations are identified. A diagnostic matrix is proposed to help select the most appropriate technological intervention, taking into account reservoir and bottomhole pressures, well productivity trends, changes in the condensate-to-gas ratio, the results of gas-condensate and pressure-transient studies, the composition of the produced gas, the water-to-gas ratio and how long the effect of a near-wellbore chemical treatment lasts. The results provide an applied basis for the justified selection of retrograde-condensation management technologies and for improving the ultimate condensate recovery factor.

Key words: retrograde condensation, reservoir pressure maintenance, chemical treatments, PVT modelling, condensate recovery enhancement.