



Прийнято 11.03.2026. Прорецензовано 29.04.2026. Опубліковано 30.05.2026.

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-42-59

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ І ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПІДХОДІВ ДО РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ ЗА ВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

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 газових і газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму. Розглянуто механізм защемлення газу за фронтом руху пластової води, особливості багатофазної фільтрації та чинники невизначеності, що впливають на прогнозування обводнення і вибір технологічних рішень. Проаналізовано технології впливу на пластову систему: прискорене зниження пластового тиску, спільний видобуток газу і води, нагнітання неуглеводневих газів та комбіновані підходи до залучення в розробку частини защемленого газу. Показано, що їх ефективність залежить від активності водоносної системи, неоднорідності колектора, розміщення свердловин, темпів відбору та достовірності гідродинамічної моделі. Окремо систематизовано технології роботи безпосередньо зі свердловинами: регулювання гирлового тиску, підбір діаметра ліфтової колони, швидкісні колони, плунжерний ліфт, газ-ліфт, електровідцентрові насоси (ЕВН), поверхнево-активні речовини (ПАР), системи внутрішньосвердловинного розділення газу і води (DGWS) та ізоляцію припливу води. Встановлено, що ці методи переважно не усувають причину обводнення покладу, але можуть подовжити період стабільної експлуатації свердловин за умови коректного вибору з урахуванням стану свердловини, обсягів рідини, конструкції ліфтової колони та обмежень системи збору і підготовки продукції. Запропоновано систематизацію технологічних підходів за напрямом інженерного впливу, принципом дії, умовами застосування, очікуваним ефектом і ключовими обмеженнями. Сформовано діагностичну матрицю вибору напряму технологічного впливу залежно від характеру обводнення, імовірної причини припливу води та технічного стану свердловин. Визначено ключові не вирішені проблеми, пов'язані з моделюванням руху води в неоднорідних пластах, прогнозуванням обводнення та умовами винесення рідини зі стовбура свердловини й вибою.

Ключові слова: водонапірний режим, багатофазна фільтрація, неоднорідність, обводнення, регулювання газоводяного контакту, технології винесення рідини, підвищення газовилучення.

Вступ

Родовища нафти і газу в Україні містять значні залишкові запаси вуглеводнів, однак їхня структура ускладнюється, а якість поступово погіршується. Легкодоступні запаси, локалізовані у сприятливих геолого-технологічних умовах, поступово вичерпують-

ся, водночас зростає частка важковидобувних запасів, розробка яких нині здійснюється недостатніми темпами.

Забезпечення енергетичних потреб населення та промисловості за рахунок власного видобутку потребує впровадження нових або модернізованих технологій, які дозволяють

Запропоноване посилання: Матківський, С. В. (2026). Огляд досліджень і технологічних підходів до розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму. Нафтогазова енергетика, 1(45), 42-59. doi: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-42-59.

* 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/>)

ефективніше залучати до розробки залишкові запаси. Йдеться як про технології активного впливу на продуктивні пласти, так і про комплекс рішень, орієнтованих безпосередньо на оптимізацію роботи свердловин на різних стадіях розробки родовищ.

Перспективними напрямками з огляду на низькі коефіцієнти вилучення вуглеводнів є освоєння обводнених пластів, інтенсифікація винесення рідини з вибою свердловин та мінімізація негативного впливу ускладнюючих чинників, що формуються під час розробки родовищ природних газів у умовах прояву водонапірного режиму. Підтримання стабільної продуктивності видобувних свердловин потребують пошуку комплексних рішень для управління рухом води та забезпечення ефективного вилучення вуглеводнів.

У даній роботі узагальнено опубліковані дослідження вітчизняних і зарубіжних авторів, що пропонують варіанти вирішення проблем розробки покладів за водонапірного режиму. Розглянуто як теоретичні аспекти моделювання та прогнозування процесів у пласті, так і практичні рекомендації щодо оптимізації режимів експлуатації свердловин в умовах високої обводненості видобувної продукції.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій.

Уявлення про розробку покладів за водонапірного режиму значною мірою формувалися під впливом класичних теоретичних підходів до незмішуваного витіснення флюїдів у пористому середовищі. На основі аналогій із витісненням у нафтових системах тривалий час припускалося, що просування пластової води може сприяти ефективному витісненню газової фази з порового простору. Теоретичною основою таких уявлень стали класичні праці Buckley і Leverett та Muskat [1–2].

Ранні лабораторні дослідження відносної проникності та двофазної фільтрації в системах «газ–вода» показали, що після обводнення газових і газоконденсатних колекторів може формуватися значна залишкова газонасиченість – у межах 15–50 % порового об'єму [3]. Методичне підґрунтя таких досліджень і підходів до вимірювання фазових проникностей було сформовано також у класичних роботах [4–5]. Подальше комплексне дослідження Geffen та ін. [6] на керновому матеріалі підтвердило ці висновки, показавши, що висока залишкова газонасиченість не є лише лабораторним ефектом, а за порядком величини відповідає залишковій нафтонасиченості після витіс-

нення нафти водою. Достовірність цих результатів була додатково підсилена зіставленням лабораторних даних із польовими вимірюваннями в обводнених газових покладах.

Подальші лабораторні фільтраційні дослідження були спрямовані на з'ясування чинників, що контролюють величину залишкової газонасиченості. Long і Chierici [7] показали, що залишкова газонасиченість після витіснення газу водою залежить від типу пористого середовища і становить 18–26 % для незцементованих зразків, 18–31 % — для пісковиків і 10–22 % — для вапняків; істотного впливу тиску й температури не виявлено.

Legatski та ін. [8] встановили, що залишкова газонасиченість не може бути надійно визначена лише за загальними кореляціями пористості й проникності, тому для конкретного типу колектора потрібні лабораторні вимірювання на керні. Автори відзначили лише загальну залежність залишкової газонасиченості від пористості без чіткої універсальної кореляції з проникністю. McKay [9] також підтвердив слабку кореляцію між пористістю і залишковою газонасиченістю та показав, що газовилучення значною мірою визначається початковою зв'язаною водонасиченістю. Аналогічно, у дослідженні Crowell та ін. [10] встановлено, що за умов повного водонапірного витіснення визначальним чинником є початкова водонасиченість, тоді як роль абсолютної проникності та швидкості витіснення газу водою в дослідженому діапазоні є незначною.

Сукупність результатів експериментальних, теоретичних і чисельних досліджень [3–10] свідчать, що за водонапірного режиму ефективність вилучення газу часто обмежується защемленням газу в обводненій частині пласта, активністю водоносної системи та характером відбору газу. Це обґрунтовує необхідність застосування спеціальних методів і технологій впливу на пласт і свердловини, розглянутих у наступних підрозділах.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми.

Розробка газових і газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму ускладнюється нерівномірним просуванням пластової води, защемленням газу та, для газоконденсатних покладів, рідких вуглеводнів за фронтом її руху. Попри значний обсяг досліджень, недостатньо обґрунтованими залишаються вплив неоднорідності покладів на динаміку багатфазної фільтрації, умови винесення рідини зі стовбура свердловини та вибою за знижених пла-

стових тисків, а також кількісна оцінка невідзначеності під час прогнозування обводнення. Окремою проблемою є відсутність узагальнених критеріїв вибору технологій залежно від характеру обводнення, джерела надходження води, енергетичного стану свердловин і технічних обмежень їх експлуатації. Саме це зумовлює необхідність систематизації технологічних підходів і формування діагностичної основи для попереднього вибору напряму технологічного впливу.

Мета та завдання досліджень.

Метою дослідження є критична систематизація сучасних технологічних підходів до розробки газових і газоконденсатних покладів за водонапірного режиму та обґрунтування критеріїв попереднього вибору методів керування обводненням і підтримання стабільної експлуатації свердловин залежно від геолого-технологічних умов, стадії розробки та характеру надходження пластової води.

Висвітлення основного матеріалу дослідження.

На початковій стадії розробки покладів, для яких характерний водонапірний режим, першочергове значення мають раціональне розміщення сітки свердловин, регулювання темпів відбору газу та використання гідродинамічного моделювання для прогнозування напрямів раннього прориву води. Забезпечення рівномірного дренажу покладу та своєчасне коригування режиму його розробки можуть сповільнити обводнення продуктивних інтервалів і підвищити кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення.

За результатами аналізу літературних джерел технологічні підходи до розробки газових і газоконденсатних покладів за водонапірного режиму доцільно розглядати у двох напрямках: вплив на поклад і водонапірну систему та робота безпосередньо зі свердловинами. Подальший виклад присвячено аналізу цих напрямків, умов їх доцільного застосування та основних обмежень.

Характеристика методів керування припливом води і підвищення газовилучення за водонапірного режиму

Прискорене зниження тиску (Accelerated Blowdown). Одним із технологічних підходів до підвищення газовилучення за водонапірного режиму є прискорене зниження пластового тиску. Lutes та ін. [11] показали, що порівняно з низьким темпом відбору цей підхід дає змогу

швидше знизити тиск у газонасиченій частині покладу та збільшити кінцеве газовилучення. Зокрема, під час розробки покладу Katy V-C (США) прискорене зниження пластового тиску забезпечило газовилучення, що більш ніж на 30 % перевищило результат за низького темпу відбору. Водночас поведінка покладу за таких умов не описувалася звичайною моделлю матеріального балансу через значний градієнт тиску в обводненій зоні, який впливав на обсяг зацементованого газу та можливість його подальшого вилучення.

Промислові приклади підтверджують ефективність цього підходу для окремих водонапірних газових покладів. Chesney та ін. [12] встановили, що на покладі North Alazan H-21 (США) близько 10 % сукупного видобутку газу було забезпечено саме за рахунок прискореного зниження пластового тиску. У роботі Brinkman [13] для покладу Lovells Lake Frio 1 (США) показано, що прискорений відбір газу забезпечив приріст залишкового газовилучення приблизно на 20 % порівняно з подальшою роботою за низького темпу відбору.

Дослідження Agarwal та ін. [14] показали, що ефективність такого підходу залежить від темпу відбору газу, залишкової газонасиченості, властивостей водоносної системи та об'ємного охоплення витісненням. Тому вибір режиму експлуатації потребує індивідуального обґрунтування для конкретного покладу. Експериментальні дослідження Rezaee та ін. [15] додатково показали, що визначення оптимізованого темпу відбору має враховувати масштабний перехід від лабораторної моделі до умов реального покладу.

Ефективність методу прискореного зниження тиску визначається геологічними особливостями покладу, зокрема гетерогенністю колекторів, проникністю та активністю водонапірної системи, тоді як значна невизначеність у цих параметрах обмежує точність прогнозу обводнення [11, 12, 15]. У зв'язку з цим подальші дослідження мають бути спрямовані на вдосконалення моделей, здатних точніше відтворювати поведінку водонапірної системи та визначати оптимальні режими експлуатації для різних типів покладів та активності водонапірних систем.

Спільний видобуток газу та води (Gas-Water Co-Production). Технологія спільного видобутку газу і води спрямована на підвищення газовилучення за водонапірного режиму шляхом цілеспрямованого відбору води з обводненої частини покладу або прилеглої водоносної системи [16]. На відміну від простого

прискороного відбору газу, цей підхід додатково передбачає керування водопрпливом. Відбір води знижує пластовий тиск, сповільнює просування фронту пластової води та може сприяти ремобілізації частини защемленого газу [16–17].

Практичне застосування цього підходу наведено в роботі Chesney та ін. [12], де для покладу North Alazan H-21 (США) описано проєкт вторинного вилучення газу шляхом відбору великих обсягів води з обводненої частини покладу та прилеглої водоносної системи. У роботі Arcaro і Bassiouni [17] для покладу Eugene Island Block 305 (США) показано, що спільний видобуток газу і води може збільшити газовилучення до 20 %. Сучасні чисельні дослідження Marmora та ін. [18] також підтверджують перспективність цього підходу: за результатами моделювання приріст коефіцієнта вилучення досягав 28 %, а визначальним чинником був темп відбору води.

У роботі [19] обґрунтовано доцільність активного впливу на водонапірний режим шляхом експлуатації обводнених свердловин і контрольованого відбору води на водонебезпечних напрямках. Такий підхід дає змогу сповільнювати просування пластових вод, запобігати передчасному обводненню видобувних свердловин і залучати до вилучення мікро- та макрозашемлений газ.

Отже, ефективність спільного видобутку газу і води визначається темпом відбору води, масштабом і активністю водоносної системи, неоднорідністю колекторів, можливістю ремобілізації защемленого газу, а також економічною доцільністю відбору, підготовки та утилізації значних обсягів води [17–19].

Нагнітання невугледневих газів. Перспективним напрямом підвищення газовилучення є нагнітання невугледневих газів [20–23]. Найбільшу увагу приділено нагнітання діоксиду вуглецю, оскільки воно поєднує підвищення газовилучення з можливістю його геологічного зберігання [24–25].

Експериментальні дослідження Sim та ін. [20] підтвердили принципову здатність діоксиду вуглецю витіснити метан у пористому середовищі. Для прогнозування такого процесу необхідно враховувати гідродинамічну дисперсію і змішування діоксиду вуглецю з пластовим газом, які залежать від тиску, температури, швидкості фільтраційного потоку, неоднорідності пористого середовища, зв'язаної водонасиченості та просторового розподілу води [26].

Для покладів з активним водонапірним режимом окремо розглядається нагнітання діоксиду вуглецю поблизу газоводяного контакту або над водоносною частиною пласта. Чисельне моделювання показує, що формування проміжної зони, насиченої діоксидом вуглецю, може частково обмежувати просування пластової води й підвищувати газовилучення [27–28]. У низці змодельованих сценаріїв раннє нагнітання могло пришвидшувати прорив діоксиду вуглецю до свердловин і знижувати кінцеве газовилучення [21, 24, 29].

Для реального водонапірного газоконденсатного покладу на півдні Ірану чисельне моделювання показало збільшення газовилучення на 27 % і підвищення коефіцієнта вилучення конденсату на 58 % порівняно з базовим варіантом без нагнітання діоксиду вуглецю [28], тоді як для покладу Schönkirchen Übertief (Австрія) додаткове газовилучення становило лише близько 1,5 % [24].

Альтернативою діоксиду вуглецю є азот — хімічно інертний, некорозійний і доступний агент нагнітання [23, 30]. Нагнітання азоту поблизу газоводяного контакту або в обводнену частину покладу формує зону, насичену азотом, яка витісняє природний газ до видобувних свердловин, сповільнює переміщення газоводяного контакту та може залучати до вилучення частину раніше защемленого газу [22, 31]. За результатами чисельного моделювання Adler і Crawford [22], такий підхід може забезпечувати розрахунковий приріст газовилучення на 30–50 % відносно варіанта без нагнітання, однак результат залежить від положення нагнітальних свердловин відносно газоводяного контакту, об'єму зони, насиченої азотом, і режиму нагнітання. Лабораторні дослідження ІФНТУНГ підтверджують, що нагнітання азоту в обводнені пласти зменшує швидкість просування пластової води, сприяє вирівнюванню положення газоводяного контакту та підвищує вилучення мікро- і макрозашемленого газу [31].

Практичне застосування азоту показано на родовищі De Wijk (Нідерланди), де після початку нагнітання зафіксовано збільшення добового видобутку газу та відновлено роботу обводненої свердловини [30]. Узагальнення 29 проєктів нагнітання азоту в нафтові й газові поклади показало, що цей агент може застосовуватися для змішувального й незмішувального витіснення, підтримання пластового тиску або як витіснювальний газ у комбінованих схемах нагнітання [23].

Отже, ефективність нагнітання неуглеводневих газів визначається властивостями газу нагнітання, геологічною будовою покладу, неоднорідністю колектора, розміщенням свердловин, параметрами нагнітання та видобутку, активністю водоносної системи, а також ризиком прориву агентів нагнітання та технічною готовністю інфраструктури до їх вмісту у продукції [23, 27, 30]. Подальші дослідження мають бути спрямовані на підвищення ефективності технологій у неоднорідних пластах, визначення оптимальних стратегій нагнітання неуглеводневих газів та оцінку їх довгострокового впливу на водонапірну систему.

Характеристика методів оптимізації роботи обводнених свердловин та інтенсифікації винесення рідини з вибою

У процесі експлуатації багатьох газових і газоконденсатних свердловин, особливо на пізніх стадіях розробки, відбувається накопичення рідини на вибої, зумовлене зниженням пластового тиску та недостатньою швидкістю газового потоку для її винесення на поверхню. Наслідком цього є зростання гідростатичного тиску, погіршення умов притоку, зниження дебіту і передчасне припинення стабільної роботи свердловин. За таких умов оптимізація режиму експлуатації та застосування технологій інтенсифікації винесення рідини які розглядаються в цьому розділі, є важливою передумовою підтримання продуктивності свердловин і підвищення кінцевого газовилучення.

Оптимізація робочих/трубних тисків. Зниження гирлового тиску є базовим способом підтримання поточного видобутку, а також стабільної експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, в умовах накопичення рідини на вибої. Зменшення протитиску на пласт, збільшує депресію, підвищує швидкість газу в колоні насосно-компресорних труб (НКТ) і поліпшує винесення рідини на поверхню [32–33].

Якщо такого регулювання недостатньо або роботу свердловини обмежує система збору, застосовують гирлові та вибійні компресорні установки. Досвід свердловин Lobo Wilcox у Південному Техасі (США) та моделювання для газового родовища в Абу-Дабі (ОАЕ) показали, що компресія може ефективно вирішувати проблему накопичення рідини у стовбурі свердловини та на вибої, стабілізувати дебіти й подовжувати період сталої роботи свердловин [34–35]. У роботі [36] за даними пілотних випробувань вибійних компресорних установок, приріст видобутку в окремих свердловинах

становив 30–58 %, а для комерційної версії декларувалося потенційне підвищення продуктивності на 75–100 %, що могло б відповідати 10–20 % додаткового вилучення газу. Однак ці оцінки потребують ширшого промислового підтвердження.

Отже, регулювання гирлового тиску та застосування гирлових і вибійних компресорних установок потребують індивідуального добору свердловин з урахуванням дебіту газу, обсягу рідини, що надходить у свердловину, чутливості до зниження гирлового тиску, діаметра НКТ, пропускної здатності системи збору та економічної доцільності встановлення обладнання [32–35].

Оптимізація конструкції ліфтової колони. На етапах спорудження та закінчування свердловин діаметр і глибину спуску НКТ вибирають з урахуванням початкових дебітів [37–38]. На ранніх етапах експлуатації колона НКТ більшого діаметра забезпечує високі дебіти завдяки меншим гідравлічним втратам, однак у міру зниження пластового тиску й дебіту газу може не забезпечувати швидкість газового потоку, достатню для винесення рідини [39]. У такому разі перехід на НКТ меншого діаметра може відтермінувати початок накопичення рідини завдяки підвищенню швидкості потоку, але супроводжується збільшенням втрат тиску та можливим зниженням поточного дебіту [37, 39]. Практичною реалізацією зменшення ефективної площі ліфтового каналу без заміни колони НКТ є швидкісна колона — вставна колона меншого діаметра, яку спускають усередині наявних НКТ [39–40].

Для попередньої оцінки умов винесення рідини застосовують кореляцію Turner та ін., яка дає орієнтовні значення критичної швидкості газу та відповідного мінімального дебіту [41]. Обґрунтований вибір параметрів ліфтової або швидкісної колони потребує вузлового аналізу, що дає змогу оцінити профіль тиску й режим течії у стовбурі свердловини, визначити умови початку накопичення рідини та уточнити межі стабільної експлуатації [39, 42].

Промислові дані з родовища Gomez (США) показали, що встановлення швидкісної колони з гнучких труб забезпечило 56 % економії порівняно із заміною основної колони НКТ і дало змогу стабілізувати подальшу роботу свердловини [40]. Інший промисловий приклад наведено у роботі Subaї та ін. [43]: після встановлення швидкісної колони свердловина працювала з економічно доцільними дебітами протягом кількох років.

Отже, оптимізація колони НКТ і застосування швидкісних колон дають змогу подовжити стабільну роботу свердловин за умов зниження пластового тиску, однак їх доцільність визначається компромісом між підвищенням швидкості газового потоку, втратами тиску, ризиком зниження поточного дебіту та економічною доцільністю втручання [37, 39-40].

Плунжер ліфт. Плунжерний ліфт застосовують для винесення рідини зі стовбура свердловини та вибою газових і газоконденсатних свердловин за знижених пластових тисків і недостатньої швидкості газового потоку [44-45]. Незалежно від конструкції плунжерів [46], принцип дії методу однаковий: плунжер циклічно переміщується в колоні НКТ, піднімає накопичену над ним рідину на поверхню за рахунок енергії газу та перепаду тиску в системі свердловини, після чого опускається до вибою і цикл повторюється [44-45].

Доцільність застосування плунжерного ліфта визначають за газорідним фактором, глибиною свердловини, трубним і затрубним тисками, обсягом рідини, що піднімається за цикл, параметрами циклу та конструкцією свердловини [37, 47]. Ці показники дають змогу оцінити, чи достатньо енергії стисненого газу у затрубному просторі для піднімання плунжера й рідини на поверхню; класичною основою попередньої інженерної оцінки є кореляційні рівняння і номограми Beeson та ін. [48].

Плунжерний ліфт не є універсальним рішенням і має розглядатися разом з іншими способами усунення накопичення рідини, зокрема НКТ меншого діаметра або швидкісної колони [37, 44]. Тому тип плунжера й режим роботи слід визначати індивідуально з урахуванням умов припливу, обсягу рідини, наявної енергії газу та експлуатаційних обмежень [47, 49].

Поверхневоактивні речовини (ПАР). Використання ПАР є одним із найдешевших і найпоширеніших хімічних методів видалення рідини з вибою газових і газоконденсатних свердловин [50-51]. Піноутворюючі ПАР, взаємодіючи з газорідною сумішшю, утворюють піну зі зниженою густиною, що полегшує винесення рідини на поверхню та сприяє відновленню дебіту газу [51-52].

Ефективність ПАР істотно залежить від типу і концентрації реагенту, динамічної поверхневої активності, мінералізації води, температури та вмісту вуглекислого конденсату, який, як правило, погіршує піноутворення і

потребує підбору спеціальних композицій [50-51, 53].

В ІФНТУНГ експериментально оцінено пінотворні властивості різних рідких і твердих ПАР за різних температур, мінералізації води та наявності конденсату, що дало змогу рекомендувати різні типи ПАР для різних свердловинних умов [53-55]. Зокрема, встановлено, що в мінералізованій воді та в сумішах із вуглекислим конденсатом тверді ПАР можуть бути ефективніші, ніж досліджені рідкі ПАР [50, 53].

Газліфтна експлуатація. Газліфтну експлуатацію застосовують для винесення рідини зі стовбура свердловини та вибою за недостатньої енергії пластового газу для самостійного піднімання газорідного потоку [56-58]. Метод ґрунтується на подаванні газліфтного газу в свердловину, що забезпечує зменшення густини газорідної суміші, знижує вибійний тиск, підвищує швидкість висхідного потоку та сприяє винесенню рідини на поверхню [57-58].

У роботі [59] встановлено, що для різних значень водного фактора існує раціональна глибина подачі газліфтного газу, після досягнення якої подальше поглиблення лише незначно змінює дебіт пластового газу та вибійний тиск. При збільшенні водного фактору ця глибина зростає. Авторами праці [60] для обводнених газових і газоконденсатних свердловин запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтно-ї експлуатації, яка враховує роздільне надходження на вибій газу з газоносного пласта і води з обводненого пласта, втрати тиску в колоні НКТ під час руху двофазного газорідного потоку та узгодження роботи газоносного пласта з газліфтним піднімачем. Крім того, у роботі [61] встановлено, що для кожного значення водного фактора існує оптимальна витрата газліфтного газу, за якої дебіт пластового газу досягає максимального значення, а вибійний тиск мінімального.

Ефективність газліфтно-ї експлуатації свердловин підтверджується промисловими даними, зокрема на родовищі Agua del Cajón (Аргентина). У 25 свердловинах газліфтне обладнання було впроваджено з успіхом, а початковий приріст дебіту газу завдяки технології в середньому становив близько 80% [62].

Проте варто зазначити, що впровадження даної технології потребує достатнього об'єму високонапірного газу, а частина видобутого газу повинна рециркулюватися для забезпечення роботи системи, що зменшує чистий обсяг товарного газу.

Електровідцентрові насоси (ЕВН). Застосування електровідцентрових насосів є одним із способів відкачування рідини, яка накопичується на вибої газових і газоконденсатних свердловин, що дає змогу зменшити протитиск на пласт, стабілізувати приплив газу та подовжити період стабільної розробки покладу [63–64].

Ефективність роботи установок ЕВН залежить від узгодження характеристики насоса з видобувними можливостями свердловини, умов на прийомі насоса, обводненості продукції, вмісту вільного газу та режиму експлуатації [64]. Потрапляння значних об'ємів вільного газу в насос може спричинити блокування насоса вільним газом, пульсації подачі, нестійкий режим роботи установки та її зупинки [65–66]. Тому під час проектування ЕВН слід враховувати ефективність відокремлення вільного газу на вході в насос [67].

Промисловий досвід використання ЕВН підтверджує як їхню ефективність, так і високу чутливість до умов експлуатації. На родовищі West Java (Індонезія) серед 60 встановлених ЕВН близько 48 % у певний період були зупинені через ускладнення в роботі, зумовлені насамперед високим газорідним фактором, а також механічними домішками, піском і відкладеннями [68]. Натомість на газовому родовищі Sichuan (Китай) ЕВН успішно застосували у 19 свердловинах, що дало змогу додатково залучити до 28 млн м³/рік природного газу [69]. Нові розробки [70], свідчать про адаптацію технології до низькодебітних свердловин із високим газорідним фактором.

Внутрішньосвердловинне розділення газу або нафти і води (DGWS/DOWS). Технології внутрішньосвердловинного розділення продукції передбачають відокремлення води безпосередньо у свердловині з подальшим її закачуванням у водоносний горизонт з достатньою приймальністю у межах тієї самої свердловини. У світовій практиці розрізняють системи DOWS (Downhole Oil–Water Separation) для розділення нафти і води та DGWS (Downhole Gas–Water Separation) для розділення газу і води [71–72]. У контексті газових і газоконденсатних свердловин найбільш релевантною є технологія DGWS. Ця технологія дає змогу зменшити обсяги води, що піднімаються на поверхню, знизити навантаження на системи збору й підготовки продукції та скоротити обсяги води, що потребують утилізації [73].

Для реалізації DGWS/DOWS застосовують модифіковані штангові, електровідцентрові та гвинтові насоси, а вибір конфігурації ви-

значається дебітом рідини, глибиною свердловини, пластовим тиском, приймальністю інтервалу закачування, його ізоляцією від продуктивного пласта та технічним станом свердловини [73–74].

У роботах [75–76] проведено узагальнення світового досвіду впровадження DOWS/DGWS охоплює 59 установок DOWS і 62 установки DGWS, частка успішних впроваджень становила близько 59 % і 54 % відповідно. Як зазначається у роботах, успіх DOWS/DGWS не можна надійно прогнозувати лише за геологічними характеристиками покладів. Основними обмеженнями залишаються високі капітальні витрати і обмежена довговічність обладнання.

Ізоляція припливу пластових вод у свердловини. Обводнення свердловин може відбуватися різними шляхами і з різних причин. Якщо джерело припливу води чітко не встановлене, доцільним є застосування селективних методів, зокрема полімерних систем, дія яких ґрунтується на зниженні відносної проникності для води за збереження фільтраційної здатності для газу [77]. Ефективність таких обробок істотно зменшується у високопроникних і тріщинуватих колекторах, де товщина адсорбованого полімерного шару є малою порівняно з розмірами пор і каналів фільтрації [77–78]. Для обмеження припливу пластових вод застосовують також неселективні методи, насамперед цементування під тиском проблемних інтервалів, тріщин і каналів припливу [79]. Проте довготривала ефективність таких робіт може бути обмежена, особливо у свердловинах зі значними перепадами тиску і температури, за яких цемент може втрачати зчеплення з породою [80]. За наявності газонасичених інтервалів нижче обводненої зони механічне або цементне ізолювання інтервалу може супроводжуватися втратою доступу до частини запасів і зниженням продуктивності свердловини.

Узагальнення умов застосування та критерії вибору технологій

Наведений аналіз свідчить, що технології підвищення ефективності розробки газових і газоконденсатних родовищ за водонапірного режиму відрізняються не лише способом реалізації, а й рівнем впливу на поклад, свердловини та систему збору і підготовки продукції. За цим критерієм їх доцільно розглядати у двох основних напрямках: методи впливу на пластову систему та технології роботи безпосередньо зі свердловинами.

До першого напряму належать прискорене зниження пластового тиску, спільний видобу-

ток газу і води та нагнітання неуглеводневих газів. Ці методи пов'язані з регулюванням фільтраційних процесів у покладі, сповільненням просування пластової води або залученням у розробку частини защемленого газу за фронтом руху пластової води.

Другий напрям охоплює технології, які переважно не усувають причину обводнення покладу, але дають змогу зменшити негативний вплив накопичення рідини у стовбурі свердловини та на вибої. У межах цього напрямку доцільно розрізняти методи, що використовують наявну енергію пластового газу, методи із зовнішнім джерелом енергії, а також рішення, спрямовані на зменшення підйому води на поверхню або обмеження локалізованого джерела її надходження.

Тому розглянуті технології недоцільно порівнювати лише за величиною можливого приросту газовилучення або за фактом зменшення припливу води. Для коректного інженерного зіставлення необхідно враховувати характер надходження води, стадію розробки покладу, наявність защемленого газу, поточний пластовий тиск, технічний стан ліфтової колони та обмеження системи збору й підготовки продукції. Узагальнену порівняльну характеристику технологій наведено в таблиці 1.

Порівняння, наведене в таблиці 1, показує, що розглянуті технології не є взаємозамінними, оскільки мають різний об'єкт впливу та різні умови ефективного застосування. Методи впливу на пластову систему можуть сприяти збільшенню кінцевого газовилучення, оскільки пов'язані з регулюванням просування пластової води, зменшенням обсягів защемленого газу або залученням в розробку частини залишкових запасів газу. Водночас їх результативність істотно залежить від геологічної будови

покладу, неоднорідності колектора, активності водоносної системи, розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності та достовірності гідродинамічної моделі.

Свердловинні технології мають іншу функцію: вони переважно не змінюють характер просування пластової води в покладі, але забезпечують стабільніші умови експлуатації свердловин після появи рідини у стовбурі свердловини та на вибої. Регулювання гирлового тиску, оптимізація конструкції ліфтової колони, плунжерний ліфт і пінотворні ПАР використовують наявну енергію пластового газу або створюють умови для ефективнішого її використання під час винесення рідини. Газліфт і ЕВН, навпаки, потребують зовнішнього джерела енергії: відповідно газліфтного газу або електроенергії для роботи насосного обладнання. Окремо в межах цієї групи технологій слід розглядати системи DGWS та ізоляцію припливу води, оскільки вони мають специфічний об'єкт впливу. Установки DGWS зменшують обсяги підйому води на поверхню. Ізоляція припливу води, своєю чергою, спрямована не на видалення вже накопиченої рідини, а на обмеження її надходження в свердловину.

Отже, вибір технології має ґрунтуватися не на універсальній критерії ефективності, а на відповідності між природою обводнення, станом свердловини, технічними обмеженнями її експлуатації та можливістю реалізації конкретного методу. Оскільки одна й та сама технологія може бути ефективною за одних геолого-технічних умов і малоефективною за інших, порівняльну характеристику доцільно доповнити діагностичним підходом. Для цього сформовано матрицю, яка пов'язує характер прояву обводнення з імовірною причиною та попереднім напрямом технологічного впливу.

Таблиця 1 – Порівняльна характеристика технологій керування обводненням і підтримання продуктивності газових свердловин

Технологія	Принцип і умови застосування	Очікуваний ефект	Ключові обмеження
Прискорене зниження пластового тиску	Випереджальний відбір газу для зниження пластового тиску до початку інтенсивного надходження води	Зменшення обсягів газу, що може бути защемлений в обводненій зоні	Ризик швидкого обводнення; залежність від неоднорідності колектора, активності водоносної системи й темпу відбору
Спільний видобуток газу і води	Керований відбір води з обводненої або прилеглої водоносної частини за одночасного відбору газу	Сповільнення просування води, залучення в розробку частини защемленого газу	Значні обсяги води для підготовки й утилізації; залежність від темпу відбору та економічної доцільності

Продовження таблиці 1

Технологія	Принцип і умови застосування	Очікуваний ефект	Ключові обмеження
Нагнітання не-вуглеводневих газів	Формування облямівки з неуглеводневого газу для перерозподілу фільтраційних потоків між газонасиченою та обводненою зонами	Сповільнення обводнення, залучення в розробку частини залишкового або зацементованого газу	Ризик прориву й змішування з пластовим газом агентів нагнітання; зниження якості товарного газу
Регулювання гирлового тиску	Зниження тиску на гирлі для зміщення робочої точки системи “вибій – ліфтова колона – гирло”	Зниження вибірного тиску, збільшення швидкості потоку газу, забезпечення умов винесення рідини на поверхню	Обмежений ефект за великих обсягів рідини або обмежень системи збору; потреба в компресорних установках
Оптимізація конструкції ліфтової колони	Добір діаметра НКТ або встановлення швидкісної колони для зменшення ефективної площі перерізу потоку	Підвищення швидкості потоку газу, стабільніше винесення рідини з вибою	Зростання втрат тиску; ризик зниження дебіту за надто малого діаметра
Плунжерний ліфт	Циклічне піднімання рідини плунжером за достатньої енергії пластового газу	Періодичне очищення стовбура свердловини, зменшення гідростатичного протитиску	Потреба в достатньому газорідинному факторі, тиску й об’ємі газу; залежність від глибини, стану НКТ і режиму циклів
ПАР	Спінювання накопиченої рідини для зниження густини газорідинної суміші	Полегшення винесення рідини без зміни конструкції свердловини	Чутливість до мінералізації води, наявності конденсату, температури й концентрації ПАР
Газліфт	Нагнітання газліфтного газу для зменшення густини газорідинної суміші й підведення додаткової енергії	Зменшення вибірного тиску, підтримання або підвищення дебіту газу, стабільне винесення рідини	Потреба у джерелі газу високого тиску, компресорному обладнанні та оптимізації режимів
ЕВН	Примусове відкачування значних обсягів рідини з вибою свердловини	Зниження рівня рідини, зменшення вибірного тиску, відновлення припливу газу	Чутливість до вільного газу; потреба в правильному доборі насоса, глибини встановлення і системи керування
DGWS/DOWS	Розділення продукції у свердловині з нагнітанням відокремленої води у приймальний горизонт	Зменшення підйому води на поверхню, розвантаження системи збору й підготовки продукції	Складність і вартість обладнання; потреба у інтервалі нагнітання води та задовільному технічному стані свердловини
Ізоляція припливу води	Створення механічного або хімічного бар’єра в інтервалі надходження води	Зменшення припливу води, стабілізація припливу газу з нейзольованих інтервалів	Потреба в точній діагностиці джерела води; ризик втрати продуктивних інтервалів

Таблиця 2 – Діагностична матриця вибору напрямку впливу за характером обводнення

Діагностична ознака	Ймовірна проблема	Доцільний напрям впливу
Раннє обводнення окремих свердловин на різній відстані від газоводяного контакту	Вибіркове обводнення поклада через неоднорідність колектора, шаруватість розрізу або локальні канали надходження води	Зміна темпів відбору газу, ізоляція припливу води за умови локалізації його джерела
Поступове зростання водного фактора у групі свердловин	Активне просування пластової води та підняття газоводяного контакту	Регулювання темпів відбору газу, спільний видобуток газу і води
Висока залишкова газонасиченість в обводненій зоні за результатами аналізу розробки та моделювання	Защемлення частини залишкових запасів газу за фронтом руху пластової води	Спільний видобуток газу і води, нагнітання азоту/діоксиду вуглецю з метою витіснення защемленого газу
Погіршення продуктивності свердловин через накопичення рідини у стовбурі та на вибої	Недостатня швидкість потоку пластового газу	Регулювання гирлового тиску, оптимізація конструкції ліфтової колони, плунжерний ліфт, ПАР, газліфт або ЕВН залежно від енергії пластового газу та обсягів рідини
Видобуток великих обсягів води на поверхню	Висока обводненість, значне навантаження на систему збору і підготовки продукції	Установки DGWS за наявності приймального горизонту, ЕВН або інші насосні методи за потреби примусового відкачування
Різне зростання припливу води в окремій свердловині без подібної динаміки у сусідніх свердловинах	Локалізований приплив води, заколонний перетік, негерметичність або прорив води з іншого інтервалу	Діагностика джерела води, ремонтно-ізоляційні роботи, селективна ізоляція припливу води

Таку матрицю наведено в таблиці 2. Вона не замінює промислової діагностики, гідродинамічного моделювання або техніко-економічного обґрунтування, але може використовуватися як інструмент первинного вибору групи технологій.

Наведена матриця показує, що однакова зовнішня ознака – зростання вмісту води у продукції – може бути наслідком різних процесів: локального припливу води, системного просування газоводяного контакту, накопичення рідини у стовбурі свердловини та на вибої або защемлення залишкового газу в обводненій зоні. Тому вибір технології має починатися з діагностики природи обводнення, а не з прямого порівняння окремих методів за очікуваним ефектом.

Практична цінність виконаного узагальнення полягає у систематизації технологій за рівнем інженерного впливу та умовами доцільності застосування. Запропонований підхід дає змогу пов'язати діагностичні ознаки обводнення з попереднім вибором напрямку технологічного впливу для конкретних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин.

Висновки

1. На основі аналізу вітчизняних і зарубіжних досліджень технології підвищення газовилучення та підтримання продуктивності свердловин за водонапірного режиму систематизовано за двома основними напрямками: вплив на продуктивний поклад і водонапірну систему та оптимізація умов експлуатації видобувних свердловин. Такий поділ дає змогу уникнути некоректного порівняння різних за механізмом дії технологій як взаємозамінних рішень.

2. Технології впливу на продуктивний поклад і водонапірну систему спрямовані на регулювання просування пластової води, зменшення обсягів защемленого газу та підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення. Їх ефективність визначається активністю водоносної системи, неоднорідністю колектору, темпами відбору, розміщенням свердловин на площі газонасиченості.

3. Технології, орієнтовані на роботу зі свердловинами, переважно не усувають причину обводнення поклада, однак можуть подовжити період стабільної експлуатації після появи рідини у стовбурі свердловини та на вибої.

Їх доцільність залежить від дебіту газу, обсягів рідини, ступеня виснаження покладу, конструкції ліфтової колони, технічного стану свердловини та можливостей системи збору й підготовки видобувної продукції.

4. Запропонована діагностична матриця пов'язує характер прояву обводнення з імовірною причиною та дає змогу попередньо визначити доцільний напрям технологічного впливу. Вона не замінює детального моделювання або техніко-економічного обґрунтування, але може використовуватися як інструмент первинного вибору групи технологій.

5. Остаточний вибір технології має базуватися на поєднанні промислової діагностики,

гідродинамічного моделювання та техніко-економічної оцінки. Запропонована систематизація забезпечує логічний перехід від встановлення характеру обводнення до вибору напряму інженерного впливу для конкретних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Buckley S. E., Leverett M. C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*. 1942. Vol. 146 (01). P. 107–116. SPE-942107-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/942107-G>.
2. Muskat M. *Physical Principles of Oil Production*. New York : McGraw-Hill Book Company, 1949. 922 p.
3. Geffen T. M., Owens W. W., Parrish D. B., Morse R. A. Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements. *Journal of Petroleum Technology*. 1951. Vol. 3 (04). P. 99–110. SPE-951099-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/951099-G>.
4. Osoba J. S., Richardson J. G., Kerver J. K., Hafford J. A., Blair P. M. Laboratory Measurements of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*. 1951. Vol. 3 (02). P. 47–56. SPE-951047-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/951047-G>.
5. Caudle B. H., Slobod R. L., Brownscombe E. R. Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*. 1951. Vol. 3(05). P. 145–150. SPE-951145-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/951145-G>.
6. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement From Porous Media by Liquid Flooding. *Journal of Petroleum Technology*. 1952. Vol. 4 (02). P. 29–38. SPE-952029-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/952029-G>.
7. Long L., Chierici G. W. Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *The 6th World Petroleum Congress*. 1963. WPC-10134.
8. Legatski M. W., Katz D. L., Tek M. R., Goring R. L., Nielsen R. L. Displacement of Gas from Porous Media by Water. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. 1964. SPE-899-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/899-MS>.
9. McKay B. A. Laboratory Studies of Sandstone Reservoirs Gas Displacement from Having Strong Water Drive. *The APEA Journal*. 1974. Vol. 14(1). P. 189–194. DOI: <https://doi.org/10.1071/AJ73027>.
10. Crowell D. C., Dean G. W., Loomis A. G. Efficiency of Gas Displacement From a Water Drive Reservoir. Report of Investigations 6735. Washington, DC : U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines, 1966. 29 p.
11. Lutes J. L., Chiang C. P., Rossen R. H., Brady M. M. Accelerated Blowdown of a Strong Water-Drive Gas Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 1977. Vol. 29 (12). P. 1533–1538. SPE-6166-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/6166-PA>.
12. Chesney T. P., Lewis R. C., Trice M. L. Secondary Gas Recovery From a Moderately Strong Water Drive Reservoir: A Case History. *Journal of Petroleum Technology*. 1982. Vol. 34 (09). P. 2149–2157. SPE-10117-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/10117-PA>.
13. Brinkman F. P. Increased Gas Recovery from a Moderate Water Drive Reservoir. *Journal of Petroleum Technology*. 1981. Vol. 33 (12). P. 2475–2480. SPE-9473-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/9473-PA>.
14. Agarwal R. G., Al-Hussainy R., Ramey H. J. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1965. Vol. 17 (11). P. 1336–1342. SPE-1244-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/1244-PA>.
15. Rezaee M., Rostami B., Zadeh M., Mojarrad M. Experimental Determination of Optimised Production Rate and Its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. *International Petroleum Technology Conference*. 2013. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>.
16. Christian L. D. Recovery of Gas from Water Drive Gas Reservoirs. United States Patent No. 4149598. 1979.
17. Arcaro D. P., Bassiouni Z. The Technical and Economic Feasibility of Enhanced Gas Recovery in the Eugene Island Field by Use of the Coproduction Technique. *Journal of Petroleum Technology*. 1987. Vol. 39(05). P. 585–590. SPE-14361-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/14361-PA>.

18. Marmora T. M., Sutopo M. T., Fathaddin M. T. Improving Gas Recovery of Water Drive Gas Reservoir. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. 2023. Vol. 4 (2). P. 71–77. DOI: <https://doi.org/10.31315/jpgt.v4i2.10261>.
19. Кондрат Р. М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газовилучення конденсату. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1. № 5. С. 12–23.
20. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhal A. K., Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *J Can Pet Technol*. 2009. Vol. 48 (08). P. 49–55. PETSOC-09-08-49. DOI: <https://doi.org/10.2118/09-08-49>.
21. Jikich S. A., Smith D. H., Sams W. N., Bromhal G. S. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. *SPE Eastern Regional Meeting*. DOI: <https://doi.org/10.2118/84813-MS>.
22. Adler A. B., Crawford P. B. Nitrogen Injection Into Water-Driven Natural Gas or Condensate Reservoirs Increases Recovery. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1983. DOI: <https://doi.org/10.2118/12046-MS>.
23. Clancy J. P., Gilchrist R. E., Cheng L. H. K., Bywater D. R. Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria. *Journal of Petroleum Technology*. 1985. SPE-11902-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/11902-PA>.
24. Clemens T., Secklehner S., Mantatzis K., Jacobs B. Enhanced Gas Recovery, Challenges Shown at the Example of three Gas Fields. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. 2010. SPE-130151-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/130151-MS>.
25. Wang W., Wen J., Wang C. et al. Current status and development trends of CO₂ storage with enhanced natural gas recovery (CS-EGR). *Fuel*. 2023. Vol. 349. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128555>.
26. Honari A., Hughes T. J., Fridjonsson E. O., Johns M. L., May E. F. Dispersion of supercritical CO₂ and CH₄ in consolidated porous media for enhanced gas recovery simulations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2013. Vol. 19. P. 234–242. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.08.016>.
27. Ogolo N. A., Isebor J. O., Onyekonwu M. O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. 2014. SPE-172364-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/172364-MS>.
28. Zangeneh H., Safarzadeh M. A. Enhanced Gas Recovery with Carbon Dioxide Sequestration in a Water-Drive Gas-Condensate Reservoir: A Case Study in a Real Gas Field. *Science and Technology*. 2017. Vol. 7 (2). P. 3–11. DOI: <https://doi.org/10.22078/jpst.2017.743>.
29. Al-Hasami A., Ren S., Tohidi B. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. *SPE Europe/EAGE Annual Conference*. 2005. SPE-94129-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/94129-MS>.
30. Goswami R., Seeberger F. C., Bosman G. Enhanced Gas Recovery of an Ageing Field Utilizing N₂ Displacement: De Wijk Field, The Netherlands. *Geological Society, London, Special Publications*. 2018. Vol. 469. P. 237–251. DOI: <https://doi.org/10.1144/SP469.2>.
31. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку защемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 4. С. 21–26.
32. Lea Jr. J. F., Tighe R. E. Gas Well Operation with Liquid Production. *SPE Production Operations Symposium*. 1983. SPE-11583-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/11583-MS>.
33. MacDonald R. M. Fluid Loading in Low Permeability Gas Wells in the Cotton Valley Sands of East Texas. *SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium*. 1981. SPE-9855-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/9855-MS>.
34. Harms L. K. Installing Low-Cost, Low-Pressure Wellhead Compression on Tight Lobo Wilcox Wells in South Texas: A Case History. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2004. SPE-90550-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/90550-MS>.
35. Bernadi B., Douglas M. M., Al Shamsi A. B. Z. B. et al. A Detailed Study Evaluating the Impact of Downhole and Wellhead Compression to Optimize Production from Gas Wells with Liquid-Loading Issue: An ADNOC Onshore Gas Field Case Study. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*. 2023. SPE-212677-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/212677-MS>.
36. Jacobs T. Shale Producers Piloting Downhole Compression To Solve Liquid Loading. *Journal of Petroleum Technology*. 2019. Vol. 71 (10). P. 29–31. SPE-1019-0029-JPT. DOI: <https://doi.org/10.2118/1019-0029-JPT>.
37. Lea Jr. J. F., Nickens H. V. Gas Well Deliquification. Second Edition. Cambridge : Elsevier Press, 2008.
38. Lee J., Wattenbarger R. A. Gas Reservoir Engineering. Houston : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1996. P. 349.
39. Arachman F., Singh K., Forrest J. K., Purba M. O. Liquid Unloading in a Big Bore Completion: A Comparison Among Gas Lift, Intermittent Production, and Installation of Velocity String. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. 2004. SPE-88523-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/88523-MS>.

40. Adams L. S., Marsili D. L. Design and Installation of a 20,500-ft Coiled Tubing Velocity String in the Gomez Field, Pecos County, Texas. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1992. SPE-24792-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/24792-MS>.
41. Turner R. G., Hubbard M. G., Dukler A. E. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1969. Vol. 21 (11). P. 1475–1482. SPE-2198-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/2198-PA>.
42. Moltz A. K. Predicting Gas Well Load-Up Using Nodal System Analysis. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1992. SPE-24860-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/24860-MS>.
43. Subaai A., Al Ghubayni M. R., Shawli Y. et al. Successful Retrieval of First Installed Velocity String – A Case Study from Middle East. *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition*. 2020. SPE-199837-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/199837-MS>.
44. Lea J. F. Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1982. Vol. 34 (11). P. 2617–2629. SPE-10253-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/10253-PA>.
45. Chava G., Falcone, G., Teodoriu C. Plunger-Lift Modeling Toward Efficient Liquid Unloading in Gas Wells. *SPE Projects, Facilities & Construction*. 2010. Vol. 5 (1). P. 38–45. SPE-124515-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/124515-PA>.
46. Угриновський А. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2006. № 2. С. 12–17.
47. Lea J. F., Nickens H. V. Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems. *Journal of Petroleum Technology*. 2004. Vol. 56 (04). P. 30–36. SPE-72092-JPT. DOI: <https://doi.org/10.2118/72092-JPT>.
48. Beeson C. M., Knox D. G., Stoddard J. H. Plunger Lift Correlation Equations And Nomographs. *Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME*. 1955. SPE-501-G. DOI: <https://doi.org/10.2118/501-G>.
49. Угриновський А. В., Мороз Л. Б., Криський І. В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установки плунжерного піднімача. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 4(41). С. 13–20.
50. Кондрат О. Р., Петрушак С. М., Дремлюх Н. С. Експериментальні дослідження виносних властивостей рідких і твердих піноутворюючих ПАР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 32–42.
51. Yang J., Wang X., Lu Y., Guan B., Yang G. Effect of Dynamic Surface Activity of Surfactant on Performance of Foam for Gas Well Deliquification. *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference*. 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165366-MS>.
52. Ли Дж., Никенс Г. В., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.
53. Кондрат О. Р., Петрушак С. М. Лабораторні дослідження з винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою твердих ПАР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3(64). С. 76–83.
54. Кондрат О. Р. Лабораторна установка для дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів ПАР. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 1998. Вип. 35 (Т. 3). С. 3–8.
55. Кондрат О. Р. Лабораторні дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів ПАР. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 1998. Вип. 35 (Т. 3). С. 8–16.
56. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : навчальний посібник. Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2015. 288 с.
57. BenAmara A. Gas Lift - Past & Future. *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. 2016. SPE-184221-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/184221-MS>.
58. Neves T. R., Brimhall R. M. Elimination of Liquid Loading in Low-Productivity Gas Wells. *SPE Production Operations Symposium*. 1989. SPE-18833-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/18833-MS>.
59. Кондрат Р., Кондрат О., Хайдарова Л. Оптимізація параметрів газліфної експлуатації обводнених газових свердловин за різних значень водного фактора і глибини розміщення газліфного клапана на колоні НКТ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 1(82). С. 44–51. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1\(82\)-44-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1(82)-44-51).
60. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Методика розрахунку параметрів газліфної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибір газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 1(66). С. 60–64.
61. Kondrat R., Matiishyn L. Improving the Efficiency of Production Wells at the Final Stage of Gas Field Development. *Mining of Mineral Deposits*. 2022. Vol. 16. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.33271/mining16.02.001>.
62. Bodini S. A., Montero G. D. G., Telleria N. A Gas-Lift Innovative Completion Design for Extended Perforated-Interval Gas Wells: Five-Year and 25-Well Successful Experience in the Agua del Cajón Field, Neuquén Basin, Argentina. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. 2020. SPE-199143-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/199143-MS>.
63. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ : посібник. Харків, 2019. 149 с.

64. Бойко В. С., Кеба Л. М. Методика проектування електровідцентровонасосної експлуатації нафтових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. № 2(47). С. 106–116.
65. Camilleri L. Free Gas and ESP; Case Studies Illustrating the Difference Between Flowrate Oscillations, Gas Locking and Instability. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2020. DOI: <https://doi.org/10.2118/201476-MS>.
66. Gamboa J., Prado M. Experimental Study of Two-Phase Performance of an Electric-Submersible-Pump Stage. *SPE Production & Operations*. 2012. Vol. 27 (04). P. 414–421. DOI: <https://doi.org/10.2118/163048-PA>.
67. Alhanati F. J. S., Sambangi S. R., Doty D. R., Schmidt Z. A Simple Model for the Efficiency of Rotary Separators. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1994. DOI: <https://doi.org/10.2118/28525-MS>.
68. Saputra M. N. W., Ciptaningsih R., Febryana N. E. Unlocking ESP Potential in High Gas/Liquid Ratio Wells Using Gas Lock Prevention Control in West Java Field, Indonesia. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2021. SPE-205643-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/205643-MS>.
69. Peng Y., Liao T., Kang Y., Zhu Q., Li C. Unlock the Liquid Loaded Gas Wells with ESP Technology: The Successful ESP Dewatering Application in China Sichuan Gas Field. *International Petroleum Technology Conference*. 2016. IPTC-18801-MS. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18801-MS>.
70. Aryanto A., Malau A., Hanuranto H. T. A New Artificial Lift Approach in Telisa Low Productivity Reservoir: Utilized Very Low-Rate ESP. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2023. SPE-215474-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/215474-MS>.
71. Blanco A. E., Davies D. R. Technical & Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water Separation Technology. *SPE Production and Operations Symposium*. 2001. SPE-67182-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/67182-MS>.
72. Veil J. A., Langhus B. G., Belieu S. Downhole Oil/Water Separators: An Emerging Produced Water Disposal Technology. *SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference*. Austin, 1999. SPE-52703-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/52703-MS>.
73. Radwan M. F. Feasibility Evaluation of Using Downhole Gas–Water Separation Technology in Gas Reservoirs with Bottom Water. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. 2017. SPE-183739-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/183739-MS>.
74. Veil J. A., Langhus B. G., Belieu S. Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology. Argonne National Laboratory, 1999. 66 p. URL: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc879423/m1/1/>.
75. Gao C., Rivero M., Nakagawa E., Sanchez G. Downhole separation technology—past, present and future. *The APPEA Journal*. 2007. Vol. 47 (1). P. 283–292. DOI: <https://doi.org/10.1071/AJ06019>.
76. Veil J., Quinn J. Performance of Downhole Separation Technology and its Relationship to Geologic Conditions. *SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference*. 2005. SPE-93920-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/93920-MS>.
77. Zaitoun A., Kohler N., Guerrini Y. Improved Polyacrylamide Treatments for Water Control in Producing Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1991. Vol. 43(07). P. 862–867. SPE-18501-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/18501-PA>.
78. Zaitoun A., Kohler N. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1988. SPE-18085-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/18085-MS>.
79. Rike J. L., Rike E. Squeeze Cementing: State of the Art. *Journal of Petroleum Technology*. 1982. Vol. 34 (01). P. 37–45. SPE-9755-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/9755-PA>.
80. Chaabouni H., Enkababian P., Chan K. S. et al. Successful Innovative Water-Shutoff Operations in Low-Permeability Gas Wells. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. 2007. SPE-105262-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/105262-MS>.

References

1. Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
2. Muskat, M. (1949). *Physical principles of oil production*. McGraw-Hill Book Company.
3. Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. B., & Morse, R. A. (1951). Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements. *Journal of Petroleum Technology*, 3(04), 99–110. <https://doi.org/10.2118/951099-G>
4. Osoba, J. S., Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A., & Blair, P. M. (1951). Laboratory measurements of relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 3(02), 47–56. <https://doi.org/10.2118/951047-G>
5. Caudle, B. H., Slobod, R. L., & Brownscombe, E. R. (1951). Further developments in the laboratory determination of relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 3(05), 145–150. <https://doi.org/10.2118/951145-G>

6. Geffen, T. M., Parrish, D. R., Haynes, G. W., & Morse, R. A. (1952). Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 4(02), 29–38. <https://doi.org/10.2118/952029-G>
7. Long, L., & Chierici, G. W. (1963). *Experimental research on gas saturation behind the water front in gas reservoirs subjected to water drive*. Paper presented at the 6th World Petroleum Congress.
8. Legatski, M. W., Katz, D. L., Tek, M. R., Gorring, R. L., & Nielsen, R. L. (1964). *Displacement of gas from porous media by water*. Paper presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. <https://doi.org/10.2118/899-MS>
9. McKay, B. A. (1974). Laboratory studies of sandstone reservoirs gas displacement from having strong water drive. *The APEA Journal*, 14(1), 189–194. <https://doi.org/10.1071/AJ73027>
10. Crowell, D. C., Dean, G. W., & Loomis, A. G. (1966). *Efficiency of gas displacement from a water drive reservoir* (Report of Investigations 6735). U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines.
11. Lutes, J. L., Chiang, C. P., Rossen, R. H., & Brady, M. M. (1977). Accelerated blowdown of a strong water-drive gas reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 29(12), 1533–1538. <https://doi.org/10.2118/6166-PA>
12. Chesney, T. P., Lewis, R. C., & Trice, M. L. (1982). Secondary gas recovery from a moderately strong water drive reservoir: A case history. *Journal of Petroleum Technology*, 34(09), 2149–2157. <https://doi.org/10.2118/10117-PA>
13. Brinkman, F. P. (1981). Increased gas recovery from a moderate water drive reservoir. *Journal of Petroleum Technology*, 33(12), 2475–2480. <https://doi.org/10.2118/9473-PA>
14. Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., & Ramey, H. J. (1965). The importance of water influx in gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 17(11), 1336–1342. <https://doi.org/10.2118/1244-PA>
15. Rezaee, M., Rostami, B., Zadeh, M., & Mojarrad, M. (2013). *Experimental determination of optimised production rate and its upscaling analysis in strong water drive gas reservoirs*. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>
16. Christian, L. D. (1979). *Recovery of gas from water drive gas reservoirs* (U.S. Patent No. 4,149,598). U.S. Patent and Trademark Office.
17. Arcaro, D. P., & Bassiouni, Z. (1987). The technical and economic feasibility of enhanced gas recovery in the Eugene Island field by use of the coproduction technique. *Journal of Petroleum Technology*, 39(05), 585–590. <https://doi.org/10.2118/14361-PA>
18. Marmora, T. M., Sutopo, M. T., & Fathaddin, M. T. (2023). Improving gas recovery of water drive gas reservoir. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 4(2), 71–77. <https://doi.org/10.31315/jpgt.v4i2.10261>
19. Kondrat, R. M. (2005). *Aktivnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapi-nym rezhymom dlia zbilshennia hazovyluchennia kondensatu* [Active influence on the development processes of natural gas fields with water-drive regime to increase gas condensate recovery]. *Nauka ta innovatsii*, 1(5), 12–23. (in Ukrainian)
20. Sim, S. S. K., Turtata, A. T., Singhal, A. K., & Hawkins, B. F. (2009). Enhanced gas recovery: Factors affecting gas-gas displacement efficiency. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(08), 49–55. <https://doi.org/10.2118/09-08-49>
21. Jikich, S. A., Smith, D. H., Sams, W. N., & Bromhal, G. S. (2003). *Enhanced gas recovery (EGR) with carbon dioxide sequestration: A simulation study of effects of injection strategy and operational parameters*. Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting. <https://doi.org/10.2118/84813-MS>
22. Adler, A. B., & Crawford, P. B. (1983). *Nitrogen injection into water-driven natural gas or condensate reservoirs increases recovery*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/12046-MS>
23. Clancy, J. P., Gilchrist, R. E., Cheng, L. H. K., & Bywater, D. R. (1985). Analysis of nitrogen-injection projects to develop screening guides and offshore design criteria. *Journal of Petroleum Technology*, 37(6), 1097–1104. <https://doi.org/10.2118/11902-PA>
24. Clemens, T., Secklehner, S., Mantatzis, K., & Jacobs, B. (2010). *Enhanced gas recovery, challenges shown at the example of three gas fields*. Paper presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/130151-MS>
25. Wang, W., Wen, J., Wang, C., et al. (2023). Current status and development trends of CO₂ storage with enhanced natural gas recovery (CS-EGR). *Fuel*, 349, Article 128555. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128555>
26. Honari, A., Hughes, T. J., Fridjonsson, E. O., Johns, M. L., & May, E. F. (2013). Dispersion of supercritical CO₂ and CH₄ in consolidated porous media for enhanced gas recovery simulations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 234–242. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.08.016>
27. Ogolo, N. A., Isebor, J. O., & Onyekonwu, M. O. (2014). *Feasibility study of improved gas recovery by water influx control in water drive gas reservoirs*. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/172364-MS>
28. Zangeneh, H., & Safarzadeh, M. A. (2017). Enhanced gas recovery with carbon dioxide sequestration in a water-drive gas-condensate reservoir: A case study in a real gas field. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 7(2), 3–11. <https://doi.org/10.22078/jpst.2017.743>

29. Al-Hasami, A., Ren, S., & Tohidi, B. (2005). *CO₂ injection for enhanced gas recovery and geo-storage: Reservoir simulation and economics*. Paper presented at the SPE Europe/EAGE Annual Conference. <https://doi.org/10.2118/94129-MS>
30. Goswami, R., & Seeberger, F. C. (2018). Enhanced gas recovery of an ageing field utilizing N₂ displacement: De Wijk Field, The Netherlands. *Geological Society, London, Special Publications*, 469, 237–251. <https://doi.org/10.1144/SP469.2>
31. Kondrat, O. R., & Kondrat, R. M. (2019). Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zashchemlenoho hazu [Increasing gas recovery from gas fields under water-drive conditions by regulating the influx of edge water and producing trapped gas]. *Naftohazova haluz Ukrainy*, (4), 21–26. (in Ukrainian)
32. Lea, J. F., Jr., & Tighe, R. E. (1983). *Gas well operation with liquid production*. Paper presented at the SPE Production Operations Symposium. <https://doi.org/10.2118/11583-MS>
33. MacDonald, R. M. (1981). *Fluid loading in low permeability gas wells in the Cotton Valley sands of East Texas*. Paper presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium. <https://doi.org/10.2118/9855-MS>
34. Harms, L. K. (2004). *Installing low-cost, low-pressure wellhead compression on tight Lobo Wilcox wells in South Texas: A case history*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/90550-MS>
35. Bernadi, B., Douglas, M. M., Al Shamsi, A. B. Z. B., et al. (2023). *A detailed study evaluating the impact of downhole and wellhead compression to optimize production from gas wells with liquid-loading issue: An ADNOC Onshore gas field case study*. Paper presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/212677-MS>
36. Jacobs, T. (2019). Shale producers piloting downhole compression to solve liquid loading. *Journal of Petroleum Technology*, 71(10), 29–31. <https://doi.org/10.2118/1019-0029-JPT>
37. Lea, J. F., Jr., & Nickens, H. V. (2008). *Gas well deliquification* (2nd ed.). Elsevier Press.
38. Lee, J., & Wattenbarger, R. A. (1996). *Gas reservoir engineering*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
39. Arachman, F., Singh, K., Forrest, J. K., & Purba, M. O. (2004). *Liquid unloading in a big bore completion: A comparison among gas lift, intermittent production, and installation of velocity string*. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/88523-MS>
40. Adams, L. S., & Marsili, D. L. (1992). *Design and installation of a 20,500-ft coiled tubing velocity string in the Gomez Field, Pecos County, Texas*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/24792-MS>
41. Turner, R. G., Hubbard, M. G., & Dukler, A. E. (1969). Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(11), 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-PA>
42. Moltz, A. K. (1992). *Predicting gas well load-up using nodal system analysis*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/24860-MS>
43. Subaii, A., Al Ghubayni, M. R., Shawli, Y., et al. (2020). *Successful retrieval of first installed velocity string – A case study from Middle East*. Paper presented at the SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/199837-MS>
44. Lea, J. F. (1982). Dynamic analysis of plunger lift operations. *Journal of Petroleum Technology*, 34(11), 2617–2629. <https://doi.org/10.2118/10253-PA>
45. Chava, G., Falcone, G., & Teodoriu, C. (2010). Plunger-lift modeling toward efficient liquid unloading in gas wells. *SPE Projects, Facilities & Construction*, 5(1), 38–45. <https://doi.org/10.2118/124515-PA>
46. Uhrynovskyi, A. (2006). Kharakterystyka ta vybir konstruktsii plunzhernykh pidnimachiv [Characteristics and selection of plunger lift designs]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (2), 12–17. (in Ukrainian)
47. Lea, J. F., & Nickens, H. V. (2004). Solving gas-well liquid-loading problems. *Journal of Petroleum Technology*, 56(04), 30–36. <https://doi.org/10.2118/72092-JPT>
48. Beeson, C. M., Knox, D. G., & Stoddard, J. H. (1955). *Plunger lift correlation equations and nomographs*. Paper presented at the Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME. <https://doi.org/10.2118/501-G>
49. Uhrynovskyi, A. V., Moroz, L. B., & Kryskiv, I. V. (2011). Klasyfikatsiia plunzhernykh ta osoblyvosti yikh vyboru dlia ustanovky plunzhernoho pidnimacha [Classification of plungers and features of their selection for a plunger lift installation]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (4), 13–20. (in Ukrainian)
50. Kondrat, O. R., Petrushchak, S. M., & Dremliukh, N. S. (2020). Eksperymentalni doslidzhennia wynosnykh vlastyvostei ridkykh i tverdyykh pinoutvoriuyuchykh PAR [Experimental studies of the removal properties of liquid and solid foaming surfactants]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (2), 32–42. (in Ukrainian)
51. Yang, J., Wang, X., Lu, Y., Guan, B., & Yang, G. (2013). *Effect of dynamic surface activity of surfactant on performance of foam for gas well deliquification*. Paper presented at the SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting Joint Technical Conference. <https://doi.org/10.2118/165366-MS>

52. Lee, J., Nickens, G. V., & Wells, M. (2008). *Ekspluatatsiia obvodniaiushchykh sia hazovykh skvazhyn. Tekhnolohycheskye resheniya po udaleniui zhydkosty uz skvazhyn* [Operation of watered gas wells. Technological solutions for liquid removal from wells]. Premium Engineering. (in Russian)
53. Kondrat, O. R., & Petrushchak, S. M. (2017). Laboratorni doslidzhennia z vynesennia ridyny iz hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovyh za dopomohoiu tverdykh PAR [Laboratory studies on liquid removal from gas and gas condensate wells using solid surfactants]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (3), 76–83. (in Ukrainian)
54. Kondrat, O. R. (1998a). Laboratorna ustanovka dlia doslidzhennia vplyvu tysku i temperatury na pinoutvo - iuiuchu zdattist rozchyniv PAR [Laboratory unit for studying the influence of pressure and temperature on the foaming ability of surfactant solutions]. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, 35(3), 3–8. (in Ukrainian)
55. Kondrat, O. R. (1998b). Laboratorni doslidzhennia vplyvu tysku i temperatury na pinoutvoriuiuchu zdattist rozchyniv PAR [Laboratory studies of the influence of pressure and temperature on the foaming ability of surfactant solutions]. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, 35(3), 8–16. (in Ukrainian)
56. Kondrat, R. M., Kondrat, O. R., & Dremlukh, N. S. (2015). *Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: Navchalnyi posibnyk* [Development and operation of gas and gas condensate fields: A study guide]. Nova Zoria. (in Ukrainian)
57. BenAmara, A. (2016). *Gas lift - Past & future*. Paper presented at the SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/184221-MS>
58. Neves, T. R., & Brimhall, R. M. (1989). *Elimination of liquid loading in low-productivity gas wells*. Paper presented at the SPE Production Operations Symposium. <https://doi.org/10.2118/18833-MS>
59. Kondrat, R., Kondrat, O., & Khaidarova, L. (2022). Optymizatsiia parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnenykh hazovykh sverdlovyh za riznykh znachen vodnoho faktora i hlybiny rozmishchennia hazliftnoho klapana na koloni NKT [Optimization of gas-lift operation parameters for watered gas wells at different water factors and depths of the gas-lift valve on the tubing string]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (1), 44–51. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1\(82\)-44-51](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-1(82)-44-51) (in Ukrainian)
60. Kondrat, R. M., & Khaidarova, L. I. (2018). Metodyka rozrakhunku parametriv hazliftnoi ekspluatatsii obvodnenykh hazovykh sverdlovyh pry nadkhodzhenni na vybiu hazu i vody z riznykh plastiv [Method of calculating the parameters of gas-lift operation of watered gas wells with gas and water inflow from different layers]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (1), 60–64. (in Ukrainian)
61. Kondrat, R., & Matiishyn, L. (2022). Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development. *Mining of Mineral Deposits*, 16(2), 1–6. <https://doi.org/10.33271/mining16.02.001>
62. Bodini, S. A., Montero, G. D. G., & Telleria, N. (2020). *A gas-lift innovative completion design for extended perforated-interval gas wells: Five-year and 25-well successful experience in the Agua del Cajón Field, Neuquén Basin, Argentina*. Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/199143-MS>
63. Fyk, M. I., Khripko, O. I., Raievskiy, Ya. O., & Varavina, O. P. (2019). *Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh ta naftohazovykh rodovyshch: Posibnyk* [Development and operation of oil and oil-gas fields: A handbook]. Kharkiv. (in Ukrainian)
64. Boiko, V. S., & Keba, L. M. (2013). Metodyka proektuvannia elektrovitstetrovonasosnoi ekspluatatsii naftovykh sverdlovyh [Methodology for designing electric centrifugal pump operation of oil wells]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (2), 106–116. (in Ukrainian)
65. Camilleri, L. (2020). *Free gas and ESP; case studies illustrating the difference between flowrate oscillations, gas locking and instability*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/201476-MS>
66. Gamboa, J., & Prado, M. (2012). Experimental study of two-phase performance of an electric-submersible-pump stage. *SPE Production & Operations*, 27(04), 414–421. <https://doi.org/10.2118/163048-PA>
67. Alhanati, F. J. S., Sambangi, S. R., Doty, D. R., & Schmidt, Z. (1994). *A simple model for the efficiency of rotary separators*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/28525-MS>
68. Saputra, M. N. W., Ciptaningsih, R., & Febryana, N. E. (2021). *Unlocking ESP potential in high gas/liquid ratio wells using gas lock prevention control in West Java Field, Indonesia*. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/205643-MS>
69. Peng, Y., Liao, T., Kang, Y., Zhu Q., & Li, C. (2016). *Unlock the liquid loaded gas wells with ESP technology: The successful ESP dewatering application in China Sichuan Gas Field*. Paper presented at the International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18801-MS>
70. Aryanto, A., Malau, A., & Hanuranto, H. T. (2023). *A new artificial lift approach in Telisa low productivity reservoir: Utilized very low-rate ESP*. Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/215474-MS>

71. Blanco, A. E., & Davies, D. R. (2001). *Technical & economic application guidelines for downhole oil-water separation technology*. Paper presented at the SPE Production and Operations Symposium. <https://doi.org/10.2118/67182-MS>
72. Veil, J. A., Langhus, B. G., & Belieu, S. (1999a). *Downhole oil/water separators: An emerging produced water disposal technology*. Paper presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference. <https://doi.org/10.2118/52703-MS>
73. Radwan, M. F. (2017). *Feasibility evaluation of using downhole gas–water separation technology in gas reservoirs with bottom water*. Paper presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. <https://doi.org/10.2118/183739-MS>
74. Veil, J. A., Langhus, B. G., & Belieu, S. (1999b). *Feasibility evaluation of downhole oil/water separation (DOWS) technology*. Argonne National Laboratory. <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc879423/m1/1/>
75. Gao, C., Rivero, M., Nakagawa, E., & Sanchez, G. (2007). Downhole separation technology—past, present and future. *The APPEA Journal*, 47(1), 283–292. <https://doi.org/10.1071/AJ06019>
76. Veil, J., & Quinn, J. (2005). *Performance of downhole separation technology and its relationship to geologic conditions*. Paper presented at the SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference. <https://doi.org/10.2118/93920-MS>
77. Zaitoun, A., Kohler, N., & Guerrini, Y. (1991). Improved polyacrylamide treatments for water control in producing wells. *Journal of Petroleum Technology*, 43(07), 862–867. <https://doi.org/10.2118/18501-PA>
78. Zaitoun, A., & Kohler, N. (1988). *Two-phase flow through porous media: Effect of an adsorbed polymer layer*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/18085-MS>
79. Rike, J. L., & Rike, E. (1982). Squeeze cementing: State of the art. *Journal of Petroleum Technology*, 34(01), 37–45. <https://doi.org/10.2118/9755-PA>
80. Chaabouni, H., Enkababian, P., Chan, K. S., et al. (2007). *Successful innovative water-shutoff operations in low-permeability gas wells*. Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. <https://doi.org/10.2118/105262-MS>

REVIEW OF RESEARCH AND TECHNOLOGICAL APPROACHES FOR THE DEVELOPMENT OF WATER-DRIVE NATURAL GAS RESERVOIRS

Matkivskiy 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 provides a comprehensive review of current research and engineering practices related to the development of gas reservoirs under water-drive conditions. The mechanisms governing gas and condensate trapping behind an advancing waterfront are summarized, followed by an overview of the evolution of multi-phase-flow modeling approaches and uncertainty-quantification techniques that influence the reliability of water-encroachment forecasts and reservoir-management decisions. Particular emphasis is placed on reservoir-intervention methods designed to delay water breakthrough and enhance ultimate gas recovery. The study evaluates the performance of accelerated blowdown strategies, gas–water co-production, non-hydrocarbon gas injection, and hybrid displacement schemes, drawing on numerical simulations, laboratory results, and documented field applications. These findings highlight the operational envelopes of each method as well as their limitations imposed by geological, technical, and economic factors. In addition, the paper reviews well-optimization techniques including wellhead pressure management, tubing-size selection, velocity strings, plunger-lift and gas-lift systems, electric-submersible pumps, surfactant-based deliquification, downhole gas–water separation systems, and water-shutoff treatments and demonstrates that their success is strongly dependent on reservoir-specific conditions and requires careful adaptation. The synthesis of available data allows identification of key outstanding challenges, such as modeling water movement in heterogeneous formations, understanding gas–liquid lifting mechanisms at low bottomhole pressures and high condensate content, and improving water-encroachment prediction methods. These gaps indicate the need for further research aimed at reducing geological and operational uncertainties to support more efficient recovery of remaining gas reserves.

Key words: water-drive mechanism, multiphase flow, heterogeneity, water encroachment, gas–water contact control, liquid-loading mitigation, enhanced gas recovery.