

© **Є.А. Мельник**  
**М.В. Гунда**  
**Ю.О. Зарубін**  
 д-р техн. наук  
 НВП «Центр нафтогазових  
 ресурсів»  
**В.П. Гришаненко**  
 канд. техн. наук  
 ДП «Науканафтогаз»  
**В.М. Ліхван**  
 ГПУ «Полтавагазвидобування»

## Удосконалення та управління технологіями підвищення конденсатовіддачі покладів із використанням композиційного гідродинамічного моделювання

УДК622.32 (477)

*Проведено аналіз проблем розробки газоконденсатних родовищ та наявної ресурсної бази конденсату України. Охарактеризовано об'єкти, на яких запроваджено методи підвищення конденсатовилучення та наведено результати гідродинамічного моделювання фільтраційних процесів у газоконденсатних покладах Тимофіївського та Куличихинського родовищ із оцінкою ефективності управління процесами їх розробки.*

**Ключові слова:** родовище, газ, конденсат, сайклінг-процес, моделювання, конденсатовилучення, поклад, багатоконпонентна пластова система.

*Проведен анализ проблем разработки газоконденсатных месторождений и имеющейся ресурсной базы конденсата Украины. Охарактеризованы объекты с внедрением методов повышения конденсатоотдачи и приведены результаты гидродинамического моделирования фильтрационных процессов в газоконденсатных залежах Тимофеевского и Куличихинского месторождений с оценкой эффективности управления процессами их разработки.*

**Ключевые слова:** месторождение, газ, конденсат, сайклінг-процес, моделирование, конденсатоотдача, залежь, многокомпонентная пластовая система.

*The analysis of problems of the gas-condensate fields development and of the available condensate resource base of Ukraine was conducted. Objects with implemented techniques of improved condensate recovery were characterized. Results of hydrodynamic simulation of filtration processes in Tymofiivske and Kulychykhynske gas-condensate fields with aim to estimate the effectiveness of controlling development processes are shown.*

**Key words:** field, gas, condensate, cycling process, simulation, condensate recovery, fields, multicomponent reservoir system.

У світлі інтенсивного розвитку нових напрямів освоєння вуглеводневих ресурсів та чергової газової кризи, пов'язаної з торговельними війнами, надзвичайно гострою є проблема енергетичної безпеки України. Одним із основних напрямів енергетичної безпеки є підвищення ефективності промислового освоєння не тільки газових запасів і ресурсів, але й супутніх вуглеводневих компонентів, передусім конденсату та пропан-бутану.

На сьогодні в Україні відкрито понад 400 родовищ нафти і газу в межах трьох нафтогазоносних регіонів, у тому числі 204 із запасами газового конденсату. Сумарні початкові загальні видобувні запаси газового конденсату оцінюють у понад 150 млн т. На початок 2013 року накопичений видобуток становив понад 77,9 млн т, у тому числі поточний – 913 тис. т газового конденсату. Значна частина покладів із запасами газового конденсату – 35 % (70 родовищ) характеризується високим його початковим вмістом  $> 200 \text{ г/м}^3$  [1] у пластовому газі. Наприклад, окремі поклади мають початкові конденсатні фактори ( $K_{\text{ф}}$ ) до  $1400 \text{ г/м}^3$  у Східному, до  $2200 \text{ г/м}^3$  у Західному та  $840 \text{ г/м}^3$  у Південному нафтогазоносних регіонах (рис. 1). Найбільші за запасами газового конденсату родовища України відкрито в Дніпровсько-Донецькій западині (92,5 % залишкових видобувних запасів), до яких відносять Андріяшівське, Березівське, Глинсько-Розбишівське, Котелевське, Яблунівське, Тимофіївське та Куличихинське родовища.

Основна частина видобувних запасів газового конденсату

знаходиться в палеозойському нафтогазоносному комплексі Дніпровсько-Донецької западини в інтервалі глибин від 3000 до 5000 м.

Практично всі поклади із суттєвими запасами конденсату розробляються на режимі виснаження пластової енергії без використання методів підвищення конденсатовіддачі пластів. Винятком є п'ять покладів, що розробляються із запровадженням сайклінг-процесу, як наслідок, значні втрати конденсату в пласті, пов'язані з процесами ретроградної конденсації. В окремих випадках втрати сягають 60–87 % від початкових загальних запасів конденсату [2]. Із ретроградною конденсацією пов'язані також додаткові проблеми під час розробки покладів, а саме: зменшення газовіддачі пластів та рівнів видобутку газу. Зміна фазових проникностей у покладі призводить до часткового або повного блокування окремих ділянок газоконденсатних покладів, викликаючи так зване защемлення газу.

В Україні приділяли велике значення вивченню проблеми підвищення конденсатовилучення, реалізовано 5 проектів із використанням технологій підтримання пластового тиску в газоконденсатних покладах – сайклінг-процесу [3], а саме:

- нагнітання сухого газу у газоконденсатний поклад горизонту К-30 Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) (початковий  $K_{\text{ф}}$  –  $426 \text{ г/м}^3$ ) після завершення сайклінг-процесу розробляється на режимі виснаження при поточному  $K_{\text{ф}}$  –  $293,1 \text{ г/м}^3$  та досягнутому коефіцієнті конденсатовилучення ( $K_{\text{к}}$ ) – 37 % (проект – 49 %);

Таблиця 1

Основні характеристики покладів

Характеристики покладів	Склепіння	
	Тимофіївське	Куличихинське
Площа нафтогазоносності, км <sup>2</sup>	16,1	1,88
Висота покладу, м	134	288
Загальна товщина, м	78	98–145
Нафтогазонасичена товщина, м	29,94	61,55
Коефіцієнт пористості, %	17,0	17,8
Проникність, мД	114	3,5–140,0
Нафтогазонасичення, %	76,0–85,0	91,0
Абсолютна глибина газонафтового контакту (ГНК), м	4034	3970
Абсолютна глибина водонафтового контакту (ВНК), м	4049	4009
Початковий пластовий тиск, МПа	44,26	43,62
Тиск початку конденсації, МПа	рівний пластовому	рівний пластовому
Початкові загальні запаси газу, млн м <sup>3</sup>	15360	3589
Початкові загальні запаси конденсату, тис. т	5560	844
Початкові загальні запаси нафти, тис. т	8520	3301
<b>Коефіцієнт конденсатовилучення, %: досягнутий</b>	<b>50,8</b>	<b>53,0</b>
<b>проектний</b>	<b>50,0</b>	<b>27,0</b>

Таблиця 2

Порівняння розрахункових і фактичних значень видобутку газу, нафти, конденсату та води

Показник	Факт	Модель	Відносне відхилення, %
Накопичений видобуток газу, млн м <sup>3</sup>	16831,1	16356,3	-2,8
Накопичений видобуток нафти та конденсату, м <sup>3</sup>	4255690	4694026	10,3
Накопичений видобуток води, м <sup>3</sup>	474000	433256	-8,6

■ нагнітання сухого газу у газоконденсатний поклад горизонту С-5 Котелевського ГКР (початковий  $K_{\text{ф}} = 417 \text{ г/м}^3$ ) з вересня 2009 року розробляється на виснаження після завершення сайклінг-процесу при поточному  $K_{\text{ф}} = 106 \text{ г/м}^3$  та досягнутому  $K_{\text{к}} = 20,5 \%$  (проект – 65 %);

■ підтримання пластового тиску за рахунок перепускання високонапірного газу з малим вмістом конденсату з покладу горизонту В-16 у газоконденсатний поклад горизонту С-5 Березівського ГКР (початковий  $K_{\text{ф}} = 405 \text{ г/м}^3$ ), поточний  $K_{\text{ф}} = 79 \text{ г/м}^3$ , досягнутий  $K_{\text{к}} = 28,7 \%$  (проект – 47 %);

■ нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад горизонту Т-1 Куличихинського НГКР (початковий  $K_{\text{ф}} = 235 \text{ г/м}^3$ ), поточний  $K_{\text{ф}} = 125 \text{ г/м}^3$ , досягнутий  $K_{\text{к}} = 27 \%$  (проект – 52,6 %);

■ нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР (початковий  $K_{\text{ф}} = 320 \text{ г/м}^3$ ), поточний  $K_{\text{ф}} = 129 \text{ г/м}^3$ , досягнутий  $K_{\text{к}} = 0,51 \%$  (проект – 50 %).

У 2000-х роках фахівці УкрНДІгазу розробили проекти з упровадження технологій сайклінг-процесу для газоконденсатних покладів Андріяшівського, Сахалінського, Комишнянського родовищ, але з різних причин їх так і не реалізовано.

Використання технологій підвищення конденсатовіддачі пластів достатньо поширене у світовій практиці. Розроблено та апробовано багато технологій із застосуванням рідких, газових та пінних агентів. Найбільш поширеними серед них є сайклінг-процес із нагнітанням сухого газу в поклади, а також повне/часткове заміщення природного іншим газом (азотом, вуглекислим чи чадним газом і іншими).

Під час використання сайклінг-процесу на родовищах із високим початковим вмістом конденсату значення кінцевого коефіцієнта вилучення конденсату ( $K_{\text{БК}}$ ) оцінюють у 30–60 %, а в окремих випадках воно може сягати 88 %, наприклад на родовищі Ла Глорія, США [4]. Часто можливості застосування сайклінг-процесу обмежені технічними, економічними та іншими причинами. Сайклінг-процес на період запровадження технології потребує додаткових капіталовкладень, довготривалої консервації значних об'ємів газу та суттєвих енергетичних витрат на його рециркуляцію, що призводить до зменшення ліквідності такого проекту.

Проблеми підвищення вуглеводневилучення та ефективної розробки покладів із запасами конденсату надзвичайно актуальні не тільки в Україні. Таким прикладом може бути газоконденсатний поклад Западно-Александровського родовища з початковим

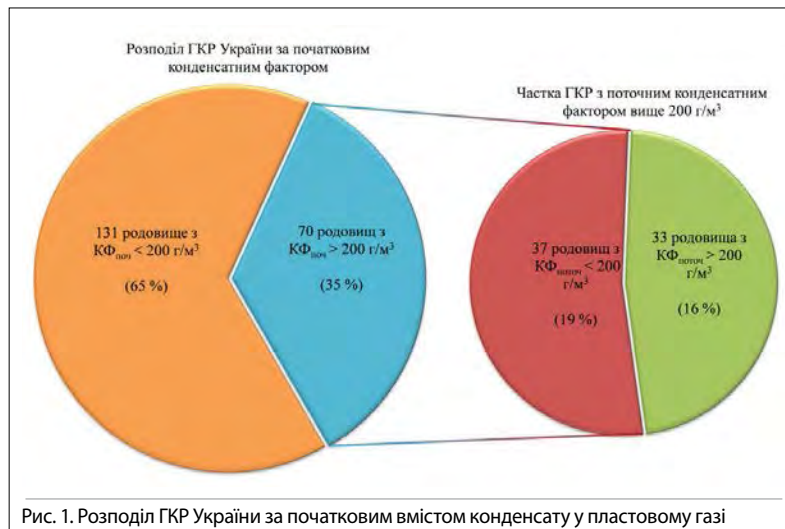


Рис. 1. Розподіл ГКР України за початковим вмістом конденсату у пластовому газі

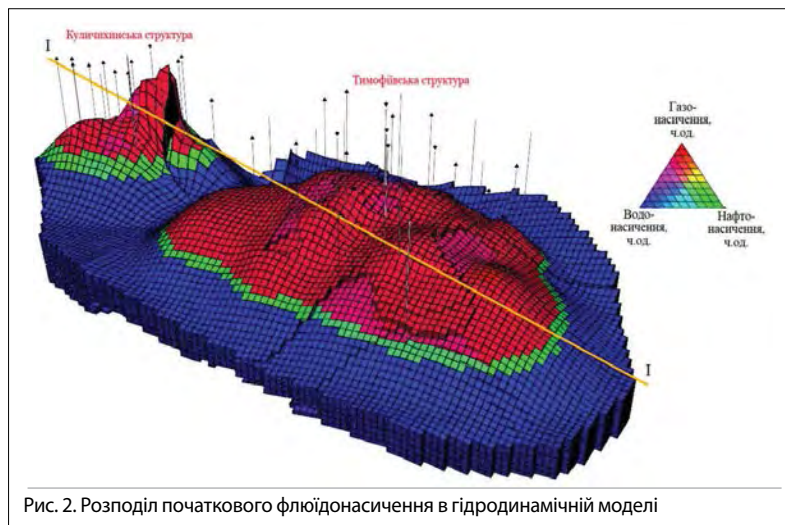


Рис. 2. Розподіл початкового флюїдонасичення в гідродинамічній моделі

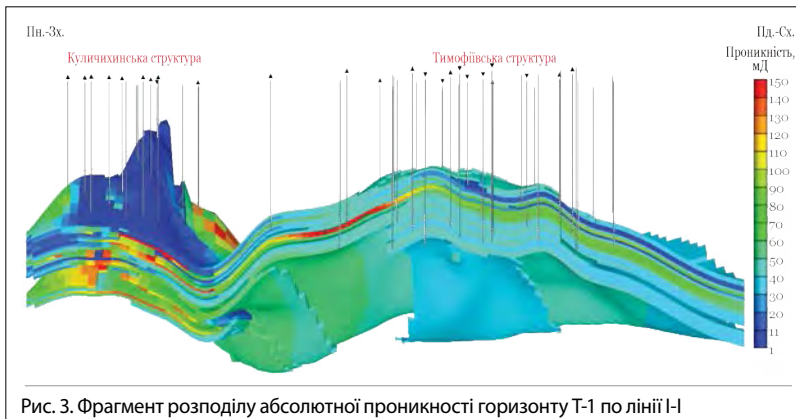


Рис. 3. Фрагмент розподілу абсолютної проникності горизонту Т-1 по лінії І-І

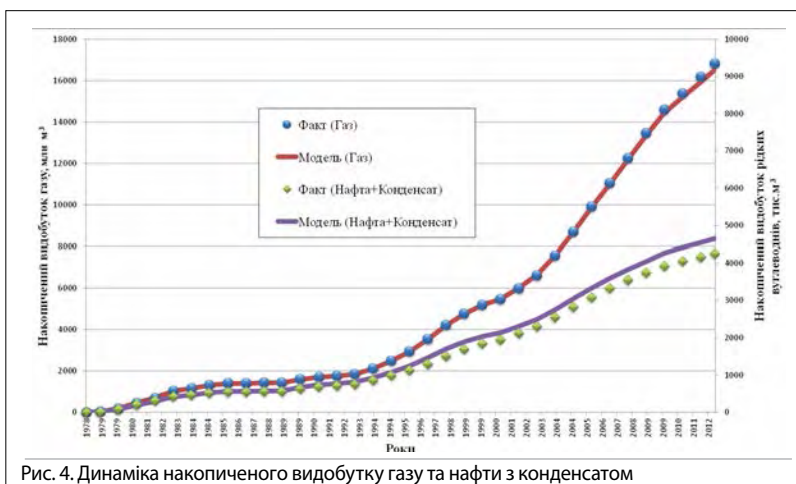


Рис. 4. Динаміка накопиченого видобутку газу та нафти з конденсатом

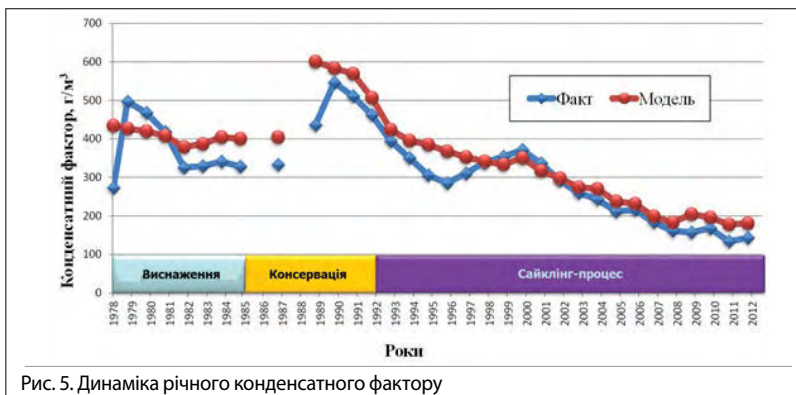


Рис. 5. Динаміка річного конденсатного фактору

$K_{\phi} = 525 \text{ г/м}^3$ . Фахівці РУП «ПО «Білоруснефть» провели експериментальні дослідження та апробацію технологій підтримання пластового тиску на рівні тиску початку конденсації з використанням вуглеводневих розчинників, водогазових сумішей, розчинів поверхнево-активних речовин для формування об'ямок перед фронтом нагнітання води. За результатами досліджень прогнозується збільшення коефіцієнта вилучення газу з 34 до 56 %, конденсату з 17 до 52 % [5].

Із метою дослідження проблем підвищення конденсатовилучення проведено моделювання фільтраційних процесів у багатокомпонентних пластових системах за умов впровадження технологій підтримання пластового тиску – сайклінг-процесу

з нагнітанням сухого природного газу. Моделювання проведено на прикладі газоконденсатних покладів із нафтовими об'ялками горизонтів Т-1 Куличихинського та Тимофіївського родовищ.

Тимофіївське та Куличихинське родовища розташовані на схилі Новотроїцького виступу в північно-західній тектонічній зоні Дніпровсько-Донецької западини. На рівні турнейського ярусу нижньокам'яновугільного віку виділяються дві брахіантиклінальні складки – Тимофіївська та Куличихинська (рис. 2). Куличихинська складка з північного заходу зрізана Синявським соляним штоком та розбита тектонічними порушеннями на окремі блоки. Тимофіївська та Куличихинська складки з'єднані між собою неглибокою сідловиною. Нафтогазоносність родовищ приурочена в основному до візейського та турнейського продуктивних комплексів. Газоконденсатні поклади з нафтовими об'ялками горизонту Т-1 приурочені до теригенних відкладів. Тимофіївський газоконденсатний поклад із нафтовою об'ялкою масивно-пластовий, а в межах Куличихинського склепіння виділяються два самостійні пластові поклади (табл. 1).

Розробку газоконденсатних покладів горизонту Т-1 в межах Тимофіївського склепіння розпочато 1978 року. Загальна кількість свердловин, що розкрили ці поклади, становить близько 60 одиниць (із них 14 свердловин переведені у нагнітальний фонд). У період 1978–1985 рр. поклади горизонту Т-1 розроблялися на виснаження, до 1992 року перебували в консервації у зв'язку з підготовкою об'єктів до сайклінг-процесу.

Максимального річного видобутку газу в період розробки покладів на виснаження в об'ємі 341,7 млн  $\text{м}^3$  було досягнуто на п'ятий рік розробки. За період розробки з покладів горизонту Т-1 видобуто 16 920 млн  $\text{м}^3$  природного газу (3 530 млн  $\text{м}^3$  товарного газу), 3 048 тис. т конденсату, 395,3 тис. т нафти, 474,8 тис.  $\text{м}^3$  води та закачано 13 277 млн  $\text{м}^3$  газу рециркуляції.

Основні задачі, які ставилися під час дослідження, – оцінка впливу неоднорідності пластів, колекторських властивостей, системи та режимів розробки покладів на кінцеве конденсатовилучення з використанням багатокомпонентної гідродинамічної моделі нафтогазоконденсатних покладів.

Для проведення досліджень створено сіткову просторову геологічну та гідродинамічну моделі газоконденсатних покладів з нафтовими об'ялками горизонтів Т-1 Тимофіївського та Куличихинського родовищ, які базувалися на прийнятих фахівцями УкрНДІгазу уявленнях про геологічну будову цих об'єктів. Геолого-технологічну модель виконано відповідно до вимог чинних нормативно-технічних документів та методичних рекомендацій [6–8]. Під час моделювання гідродинамічних процесів враховано зв'язок між покладами Куличихинського та Тимофіївського склепіння, який обґрунтований фахівцями УкрНДІгазу у діючих проектних технологічних документах.

Особливу увагу приділено композиційній моделі пластового флюїду, яка передбачає наявність трьох фаз: газ (склада-

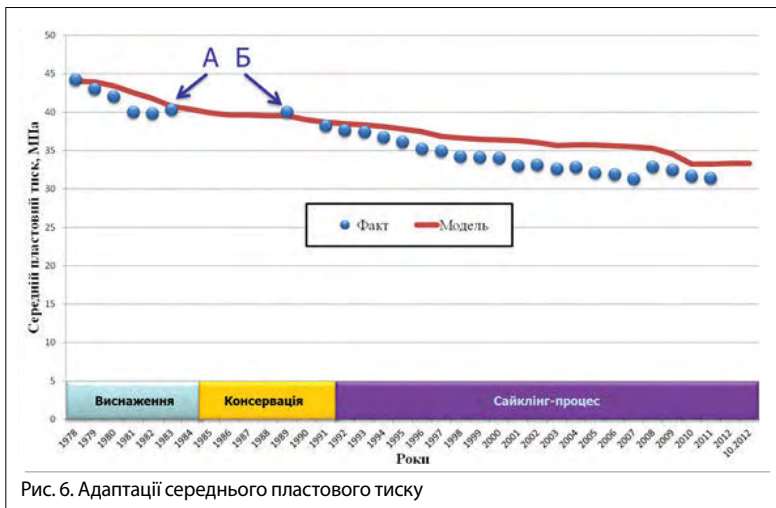


Рис. 6. Адаптації середнього пластового тиску

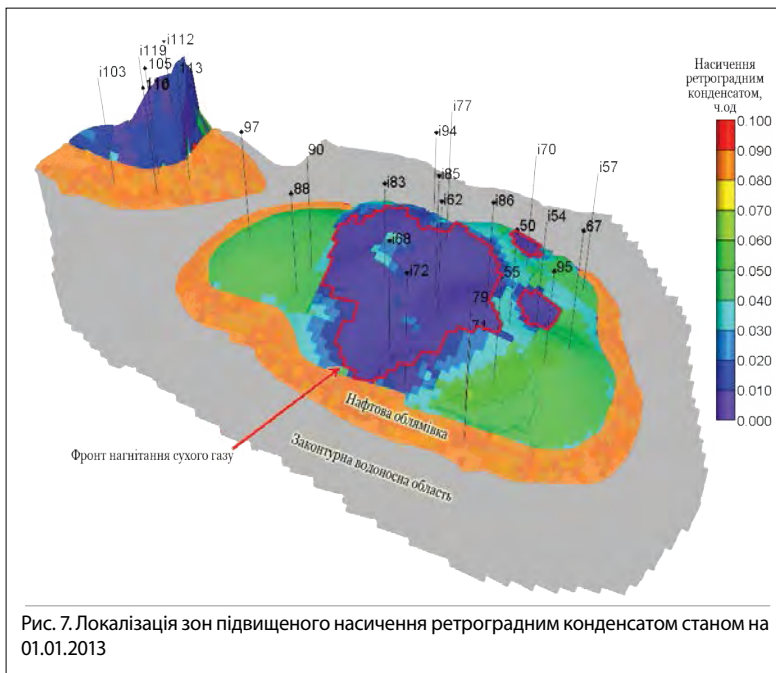


Рис. 7. Локалізація зон підвищеного насичення ретроградним конденсатом станом на 01.01.2013

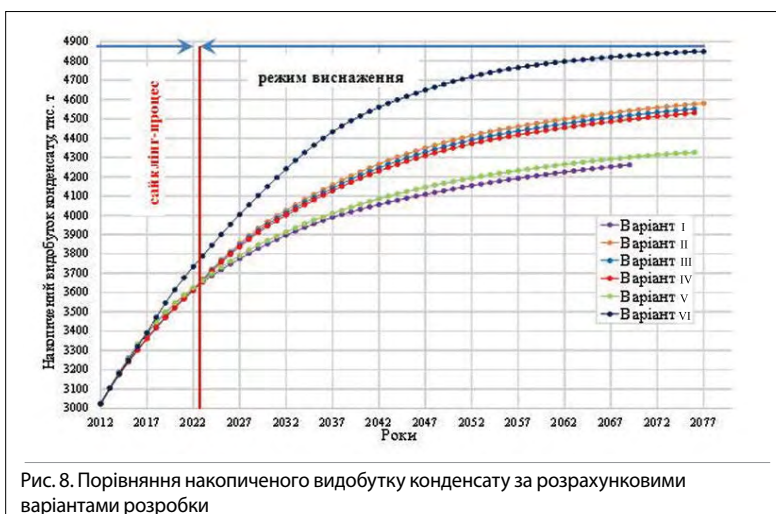


Рис. 8. Порівняння накопиченого видобутку конденсату за розрахунковими варіантами розробки

ється із  $n$  вуглеводневих та неуглеводневих компонентів), нафта–конденсат і вода. Перенесення компонентів визначається швидкостями фільтрації відповідних фаз. Моделювання PVT-властивостей рідин та газів, а також фазових переходів у вуглеводневих сумішах проведено на основі даних лабораторних досліджень компонентного складу газу, конденсату та нафти та ретроградної конденсації з використанням рівняння стану Пенга–Робінсона [9].

Під час ініціалізації гідродинамічної моделі використовувався склад нафти та газу, який відповідає умовам рівноваги за відповідних початкових значень пластових температури та тиску на рівні газонафтових та водонафтових контактів (ГНК – мінус 4034 м, ВНК – мінус 4049 м для Тимофіївського НГКР та, відповідно, мінус 3970 м і мінус 4009 м для Куличихинського НГКР). Початковий пластовий тиск, прийнятий на основі геолого-промислових досліджень, для горизонту Т-1 Тимофіївського НГКР – 44,26 МПа, для Куличихинського – 43,62 МПа. Пластова температура відповідно – 112 і 99 °С (див. рис. 2 та 3). Тиск початку конденсації важких вуглеводнів відповідає початковому пластовому тиску.

Адаптацію гідродинамічної моделі виконано на основі фактичних даних експлуатації 46 видобувних газових і нафтових свердловин та 14 нагнітальних свердловин і динаміки пластового тиску. Корективи вносили до таких параметрів: абсолютна проникність колектору; конфігурація відносних фазових проникностей (ВФП); ефективний об'єм комірок моделі; ступінь зв'язку свердловини з пластом (якість вторинного розкриття).

Гідродинамічна модель адаптована за даними накопиченого видобутку газу, нафти та конденсату, води та пластового тиску з відносними відхиленнями отриманих результатів моделювання від фактичних показників розробки покладів, що не перевищує 8,1 % за тиском, 2,8 % за накопиченим видобутком газу, 10,3 % за накопиченим видобутком нафти та конденсату (див. табл. 2 та рис. 4–6).

Наявна незначна розбіжність середнього пластового тиску на початок та закінчення періоду консервації (точки А та Б) (див. рис. 6), отриманого за результатами гідродинамічного моделювання та фактичними вимірами. У сукупності результати аналізу динаміки основних технологічних показників за період розробки покладів (див. рис. 4–6) підтверджують коректність створеної та адаптованої гідродинамічної моделі. За результатами адаптації гідродинамічної моделі на початок 2012 року межам Тимофіївського склепіння, в його центральній частині, виділяється зона нагнітання сухого газу, а також чітко локалізуються зони підвищення насичення ретроградним конденсатом покладу, зокрема в нижній його частині (див. рис. 7).

З метою оцінки можливості та ефективності досягнення коефіцієнтів вилучення конденсату на основі адаптованої гідродинамічної моделі виконано прогнозування технологічних показників із підтриманням

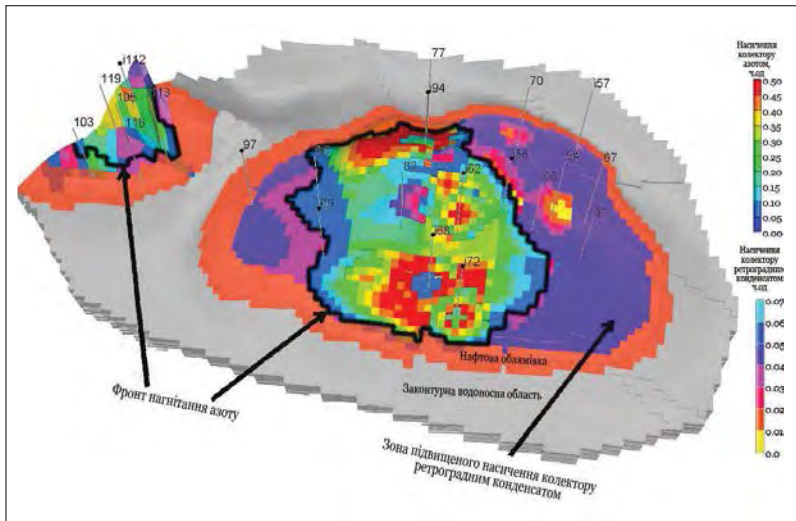


Рис. 9. Розподіл насичення колектору ретроградним конденсатом та азотом за варіантом IV на кінець сайклінг-процесу (2023 р.)

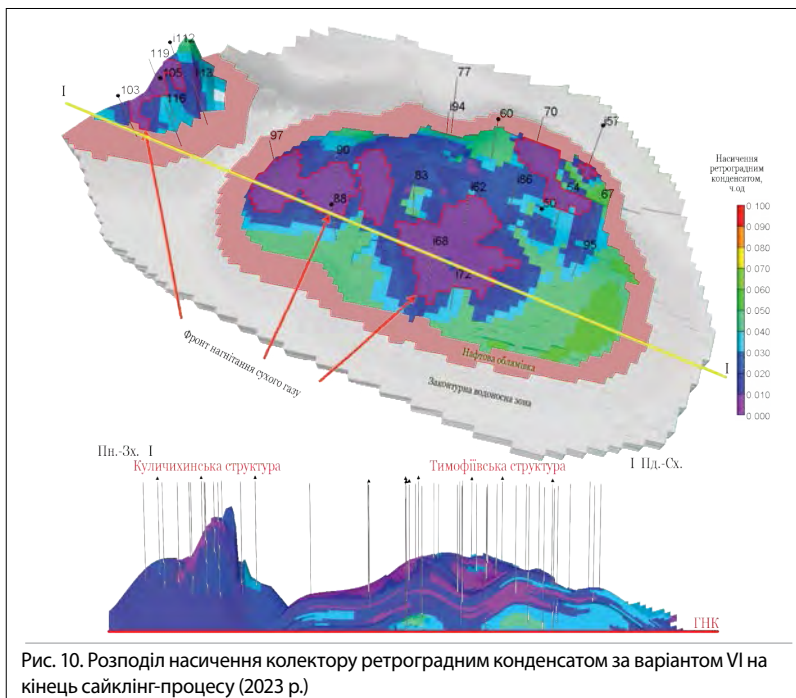


Рис. 10. Розподіл насичення колектору ретроградним конденсатом за варіантом VI на кінець сайклінг-процесу (2023 р.)

пластового тиску газовими агентами до 2023 року та подальшою розробкою на виснаження на період до 2077 року. Для варіантів розробки, які передбачають нагнітання азоту в пласт, встановлено обмеження максимальної його концентрації у газі видобувних свердловин на рівні 15 %.

Оцінювання технологічної ефективності подальшого впровадження сайклінг-процесу виконано за трьома основними сценаріями, а саме:

- розробка покладів на режим виснаження (варіант I);
- подальше впровадження сайклінг-процесу з нагнітанням «сухого» газу (варіант II) та зі зміною фільтраційних потоків у зонах підвищеного насичення ретроградним конденсатом (варіант VI) (див. рис. 7);

- продовження сайклінг-процесу з нагнітанням «сухого» газу та його частковим (15, 30 %) та повним заміщенням азотом (варіанти III, IV та V, відповідно).

За умов розробки газоконденсатних покладів на виснаження на кінець проектного періоду (2069 рік) прогнозні технологічні показники оцінюються: коефіцієнт конденсатовилучення – 66,5 % (див. рис. 8); при цьому в пласті залишкові запаси конденсату становитимуть 2,1 млн т, що відповідає відкриттю дрібнонафтового родовища.

За варіантами III та IV, продовжуючи сайклінг-процес із частковим (15 та 30 %) заміщенням природного газу азотом, у період завершення сайклінг-процесу (2023 рік) спостерігається підвищена концентрація азоту в склепінній частині (див. рис. 9). Прогнозні технологічні показники на завершення проектного періоду (2077 рік) значно кращі від попереднього варіанта і оцінюються:  $K_{BK} - 70,7$  та  $70,0$  % відповідно.

Такі результати моделювання цілком підтверджуються лабораторними дослідженнями [10], фактичними показниками [4] і даними досліджень впливу різних газів нагнітання та їх сумішей на повноту вилучення конденсату з пласта [11] для забезпечення вимог щодо якості газу (вміст допустимих концентрацій азоту та калорійності газу). За варіанта із повним заміщенням газу рециркуляції азотом (100 %) виникає потреба у забезпеченні постійного посвердловинного контролю за якістю видобутого газу та вживанні додаткових заходів щодо його очищення від надлишкового вмісту азоту відповідно до вимог якості товарного газу.

Особливу роль під час реалізації методів підвищення конденсатовіддачі відіграють технології управління фільтраційними потоками в неоднорідних пластах-колекторах. На початку періоду прогнозування в адаптованій моделі (див. рис. 7) чітко відслідковуються зони з підвищеною концентрацією ретроградного конденсату в покладі Тимофіївського родовища, що призводить до вибіркового вироблення залишкових запасів. Передусім ці зони пов'язані з термобаричними умовами та зміною фільтраційно-ємнісних властивостей через збільшення неоднорідності на перикліналі відносно склепіння. Додатковими факторами є міграція жирного газу з нафтової до газоконденсатної частини покладу через втрату фазової рівноваги між ними. Унаслідок неоднорідності продуктивних горизонтів та наявності слабо- та непроникних пропластків утворюються дві зони дренажування (див. рис. 3), а саме: верхня та нижня.

Верхня частина розробляється достатньо інтенсивно, адже переважна більшість видобувних та нагнітальних свердловин розкриває тільки цю частину продуктивних пластів. Досліджуючи вплив на гідродинамічні процеси в неоднорідному покладі з ретроградним конденсатом, проведено тестове моделювання нагнітання сухого газу в аномальні зони зі зміною інтервалів та напрямів фільтраційних потоків. Для моделювання варіанта VI змінено зони нагнітання сухого газу та дренажування залишкових запасів вуглеводнів у два етапи, а саме: із

2013 року – переведення в нагнітальні св. 11, 57, 95, 97 та введення видобувних 70, 83, 91; із 2018 року – переведення в нагнітальні св. 82, 90 та виведення св. 95, 97; із 2023 року зупинка нагнітання газу та відбір пластового газу наявним видобувним фондом. Унаслідок зміни фільтраційних потоків та зон дренавання залишкових запасів додатково може видобуто 586 тис. т конденсату і досягнуто на кінець проектного періоду (2076 рік) коефіцієнта вилучення конденсату у 75,7 % (див. рис. 8 та 10).

### Висновок

Отже, гідродинамічне моделювання процесів підвищення конденсатовилучення з покладів горизонту Т-1 Тимофіївського та Куличихинського родовищ підтверджує доцільність продовження сайклінг-процесу. За рахунок продовження та вдосконалення сайклінг-процесу додатково може бути видобуто понад 500 тис. т конденсату.

Використання сучасних технологій геологічного та гідродинамічного моделювання на всіх етапах промислового освоєння родовищ нафти і газу, особливо зі складними флюїдними системами, забезпечує можливість управління фільтраційними процесами, постійної оптимізації системи розробки, мінімізуючи геологічні, технологічні та економічні ризики. Додатковими позитивними факторами використання геолого-технологічного моделювання є посвердловинна оцінка, контроль і визначення оптимальних технологічних режимів їх експлуатації. Впровадження багаторівневого управління розробкою родовищ із урахуванням їх гідродинамічних особливостей мінімізує непродуктивні витрати на кожному етапі, забезпечуючи оптимальні рівні видобутку вуглеводнів і рентабельність інвестиційних проектів.

### Список літератури

- Бікман Є.С.** Оптимізація систем розробки газоконденсатних родовищ України з високим вмістом вуглеводнів  $C_{5+}$  в пластовому газі / Є.С. Бікман, В.В. Дячук // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – Київ, 2006. – Вип. 3. – С. 165–168.
- Коротаєв Ю.П.** Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Ю.П. Коротаєв, С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1981. – 294 с.
- Звіт про НДР // Договір № 2-ННГ-12 «Оцінка ефективності технологій підтримання пластового тиску в газоконденсатних покладах на основі гідродинамічної композиційної моделі на родовищах Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». – Вишневе, 2012. – 282 с.**
- Дурмишьян А.Г.** Газоконденсатные месторождения / А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
- Пасконный И.Н.** Заводнение газоконденсатных залежей на примере Западно-Александровского месторождения / И.Н. Пасконный, А.И. Белоножко, А.А. Бохан // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – 2005. – Вип. 2. – С. 139–143.
- Стандарт** організації України. Родовища нафти та газу // Геолого-технологічні цифрові моделі. Порядок створення та використання від 05.10.2011 р. № 409. – Київ, НАК «Нафтогаз України», 2011.
- Методичні** вказівки по створенню ПДГТМ нафтових і газонафтових родовищ. Частина 1. Геологічні моделі. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.
- Методичні** вказівки по створенню ПДГТМ нафтових і газонафтових родовищ. Частина 2. Гідродинамічні моделі. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

нафтових родовищ. Частина 2. Гідродинамічні моделі. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

9. **Баталин О.Ю.** Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, М.Ю. Захаров. – М.: Недра, 1992. – 272 с.

10. **Moses P.L.** Phase Equilibrium Considerations in Using Nitrogen for Improved Recovery From Retrograde Condensate / P.L. Moses, K. Wilson // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – V. 33. – № 2. – P. 256–262.

11. **Amini Sh.** Simlation Study of Enhanced Condensate Recovery in a Gas-Condensate Reservoir / Sh. Amini, B. Aminshahidy, M. Afshar // Iranian Journal of Chemical Engineering, Iranian Association of Chemical Engineering. – Vol. 8. – № 1. – 2011. – Pp. 3–14.

### Автори статті



#### Мельник Євген Анатолійович

Заступник начальника відділу розробки родовищ та видобування нафти і газу ТОВ «НВП «Центр нафтогазових ресурсів», аспірант ДП «Науканафтогаз». Коло виробничих і наукових інтересів – сучасні технології геологічного, гідродинамічного моделювання та розробки родовищ нафти і газу.

#### Гунда Микола Васильович

Технічний директор ТОВ «НВП «Центр нафтогазових ресурсів». Коло виробничих і наукових інтересів – передові технології промислового освоєння родовищ нафти і газу та нетрадиційних вуглеводнів.



#### Зарубін Юрій Олександрович

Доктор технічних наук, професор. Заступник директора з наукової роботи ТОВ «НВП «Центр нафтогазових ресурсів». Коло виробничих і наукових інтересів – перспективні напрями розвитку нафтогазової галузі.

#### Гришаненко Володимир Петрович

Кандидат технічних наук, заступник директора з наукової роботи ДП «Науканафтогаз». Сфера наукових інтересів: проблеми застосування горизонтальних свердловин і бічних горизонтальних стовбурів, методи підвищення вуглеводневилучення, проектування систем розробки родовищ нафти і газу.



#### Ліхван Вадим Максимович

Головний геолог ГПУ «Полтавагазвидобування». Закінчив Харківський державний університет ім. М. Горького, спеціальність гідрогеологія. Коло наукових інтересів: геологія і розробка родовищ вуглеводнів, організація геологорозвідувальних робіт.