УДК 622.279.5

doi <https://doi.org/10.31996/mru.2020.2.43-48>

О. В. БУРАЧОК, аспірант кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), старший інженер з розробки родовищ, Шлюмберже ГмбХ, Ганновер, Німеччина, oburachok@googlemail.com, <https://orcid.org/0000-0001-9935-3970>,

Д. В. ПЕРШИН, старший науковий співробітник (Український науково-дослідний інститут природних газів), dmytro.pershyn@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4342-4287>,

С. В. МАТКІВСЬКИЙ, аспірант кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), начальник відділу проектування систем розробки родовищ вуглеводнів (Український науково-дослідний інститут природних газів), matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>,

О. Р. КОНДРАТ, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу), kondrat@nung.edu.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4406-3890>

О. BURACHOK, PhD student at the department of oil and gas fields development (Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas), Senior Reservoir Engineer, Schlumberger GmbH, Hannover, Germany, oburachok@googlemail.com, <https://orcid.org/0000-0001-9935-3970>,

D. PERSHYN, Senior researcher (Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases), Kharkiv, Ukraine, dmytro.pershyn@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4342-4287>,

S. MATKIVSKYI, PhD student at the department of oil and gas fields development (Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas), Head of the Hydrocarbon Fields Development Planning Department (Ukrainian Scientific-Research Institute of Natural Gases), sergey@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>,

O. KONDRAT, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Oil and Gas Reservoirs Development and Exploitation Chair (Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas), kondrat@nung.edu.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4406-3890>

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕЖІ ЗАСТОСУВАННЯ PVT-МОДЕЛІ “ЧОРНОЇ НАФТИ” ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

EVALUATION OF BLACK-OIL PVT-MODEL APPLICABILITY FOR SIMULATION OF GAS-CONDENSATE RESERVOIRS

Створення геолого-технологічних моделей є потрібною умовою для ухвалення оптимальних рішень щодо аналізу поточного стану, проектування геолого-технологічних заходів і розрахунку прогностичних показників. У разі ізотермічного процесу для опису фазової поведінки та фазових перетворень використовують два основні способи: а) спрощена модель нелеткої нафти, так звана модель “чорної нафти” (ЧН), у якій кожна фаза – нафта, вода й газ представлена відповідним однойменним компонентом, а розв’язання рівнянь фільтрації ґрунтується на визначенні показників насичень і тисків за комірками чисельної моделі, а зміна властивостей пластових флюїдів задається в табличному вигляді як функція тиску; б) композиційна модель, у якій за допомогою рівняння стану фазова рівновага розраховується для вуглеводневих і неуглеводневих компонентів, а в процесі фільтраційних розрахунків, окрім насичень і тисків, нафтогазова суміш приводиться до фазової рівноваги і розраховується матеріальний баланс щодо кожного компонента в газовій і рідкій фазах. Для врахування леткості компонентів класичну модель ЧН удосконалено способом введення газовмісту й кількості випаровуваної рідини, що дає змогу застосовувати її для більшості нафтогазових покладів, далеких від критичного стану, і в яких фазові перетворення в пласті не є такими істотними. Також через меншу кількість змінних, їхній чисельний розрахунок є простішим і набагато швидшим. Однак, зважаючи на важливість та актуальність проблеми збільшення видобутку українського газу та оптимізації розроблення газоконденсатних родовищ, постає питання можливості використання спрощеного описування поведінки фазових перетворень у газоконденсатних родовищах за допомогою PVT-моделі ЧН, що працюють на виснаження й визначення межі її застосування залежно від потенційного вмісту рідких вуглеводнів. У роботі виконано порівняльне дослідження показників розробки умовного покладу для синтетично-згенерованих пластових сумішей із різним потенційним вмістом C_{5+} , які представлено у вигляді графічних залежностей і таблиць. За результатами можна визначити межу застосування спрощеної PVT-моделі ЧН і потрібний момент переходу на композиційну модель для отримання точніших результатів розрахунків.

Ключові слова: PVT-модель, композиційна модель, модель “чорної нафти”, розробка газоконденсатних родовищ.

Creation of geological and simulation models is the necessary condition for decision making towards current development status, planning of well interventions, field development planning and forecasting. In case of isothermal process, for proper phase behavior and phase transitions two key approaches are used: a) simplified model of non-volatile oil, so called “black oil” model, in which each phase – oil, water and gas, are represented by respective component, and solution to flow equations is based on finding the saturations and pressures in each numerical cell, and change of reservoir fluid properties is defined in table form as a function of pressure; b) compositional model, in which based on equation of state, phase equilibrium is calculated for hydrocarbon and non-hydrocarbon components, and during flow calculations, apart from saturations and pressures, oil and gas mixture is brought to phase equilibrium, and material balance is calculated for each component in gas and liquid phase. To account for components volatility, the classic black oil model was improved by adding to the formulation gas solubility and vaporized oil content. This allows its application for the majority of oil and gas reservoirs, which are far from critical point and in which the phase transitions are insignificant. Due to smaller number of variables, numerical solution is simpler and faster. But, considering the importance and relevance of increasing the production of Ukrainian gas and optimization of gas-condensate fields development, the issue of simplified black oil PVT-model application for phase behavior characterization of gas-condensate reservoirs produced under natural depletion depending on the liquid hydrocarbon's potential yield. Comparative study results on evaluation of production performance of synthetic reservoir for different synthetically-generated reservoir fluids with different C_{5+} potential yield is provided as plots and tables. Based on the results the limit of simplified black oil PVT-model application and the moment of transition to compositional model for more precise results could be defined.

Keywords: PVT-model, compositional model, black oil model, gas-condensate reservoir development.

Вступ

Через складність фазових перетворень, які відбуваються під час розроблення газоконденсатних родовищ, постає потреба в їхньому детальному описі з використанням композиційної моделі на основі рівняння стану. Переважно через обмеженість розрахункових потужностей, що не дають змоги впродовж не тривалого часу отримувати результати розрахунків, потрібно зменшити кількість вуглеводневих компонентів до 6–8 з відповідним групуванням у псевдокомпоненти та паралельно збільшити розмір комірок для зменшення їхньої загальної кількості. Усе це негативно впливає на точність розрахунку через збільшення чисельної дисперсії. У разі коли пластова система перебуває за критичних тисків і температур або родовище планують розробляти із застосуванням сайклінг-процесу – використанням композиційної моделі є єдиним рішенням. Однак, що робити, коли газоконденсатне родовище розроблятимуть на виснаження чи з підтримкою пластового тиску з допомогою нагнітання води? Чи можемо ми в цьому разі використовувати спрощену PVT-модель, так звану модель “чорної нафти” (ЧН), у якій зміна фізико-хімічних властивостей нафти й газу задається в табличній формі залежно від тиску? Попри досить тривале застосування чисельного моделювання і його стрімкий розвиток з початку 2000-х років однозначної відповіді на ці питання досі немає. Так, розширення до класичної моделі ЧН дає змогу описувати рідку фазу, випарувану в газі. У симуляторі ECLIPSE компанії Schlumberger, який використано в цій роботі, це реалізовано за допомогою ключового слова PVTG. Якщо ми зможемо побудувати детальну композиційну PVT-модель, коректно відтворивши рівняння стану до лабораторних досліджень, і на її основі експортувати ключові слова для моделі ЧН, отримаємо змогу швидко та ефективно моделювати розробку газоконденсатних родовищ на виснаження або навіть з нагнітанням газу. Фактично PVT-таблиці створюватимуть за даними Constant Volume Depletion (CVD) експериментів (коли після збільшення об'єму бомби та випадіння рідкої фази газ стравлюють, повертаючи об'єм бомби до об'єму за тиску початку конденсації) або диференціального розгазування (коли до пластової суміші додають різну кількість газу нагнітання допоки не утвориться критична суміш) [2].

Особливої уваги варто надавати до розрахунку об'ємного коефіцієнта газу, густини газу й конденсату (нафти), визначених за стандартних умов. Додатково для мінімізації відмінностей між композиційною й розширеною моделлю ЧН швидкість розчинення (зміни газовмісту) у часі можна контролювати штучно визначеною верхньою межею. Вибір цієї межі ґрунтується на порівнянні й отриманні ідентичних результатів розрахунку на секторній моделі для обох PVT-моделей.

Загалом порівняльну характеристику рівнянь і методів їхнього розв'язання докладно описано в праці К. Коутса [3]. Щодо можливості використання моделі ЧН для газоконденсатних систем є досить обмежена кількість досліджень і публікацій. Так, О. Феванг зі співавторами, одним з яких був Куртіс Вітсон [5], дослідили можливість застосування моделі ЧН для розроблення покладів леткої нафти й газоконденсатних покладів. Згідно з їхніми висновками спрощений опис фазової поведінки в табличному вигляді за допомогою ключових слів моделі ЧН можна адекватно використовувати для моделювання розробки на виснаження. У разі нагнітання газу здебільшого бажано застосовувати композиційну модель, а модель ЧН – для нафтових покладів з низьким ступенем випаровування, а також для газоконденсатних покладів тільки в разі низького й середнього потенційного вмісту конденсату та тільки за пластових тисків

вище тиску початку конденсації. Водночас Б. Інзгец і М. Барруфет [7] зазначають, що не тільки в разі реалізації сайклінг-процесу, але й навіть під час розробки на виснаження модель ЧН має меншу здатність утримувати вуглеводні C_{5+} у газовій фазі, що призводить до більших втрат конденсату через ретроградну конденсацію, ніж передбачено композиційною моделлю.

З-поміж останніх робіт варта праця В. Делікадо [4], у якій автор порівнює результати гідродинамічних розрахунків для одного з південно-африканських газоконденсатних родовищ із вмістом вуглеводнів C_{5+} 690 г/м³ для різних сценаріїв розроблення: на виснаження, з підтриманням пластового тиску нагнітанням вуглеводневих газів за пластового тиску вище й нижче тиску початку конденсації. Він зазначає, що для порівняння результатів між двома різними підходами до PVT-моделей вирішальне значення має якість відтворення рівняння стану й коректність експортування ключових слів ЧН. У разі розроблення на виснаження та нагнітання газу за тиску вищого від початку конденсації відхилення результатів не перевищує 10 % і модель ЧН можна застосовувати. Варто зауважити, що автори цієї роботи вважають таке високе відхилення результатів неприйнятним для подібного висновку, а тому через неоднозначність висновків різних дослідників і відсутність чітких рекомендацій межі застосування на основі вмісту вуглеводнів C_{5+} у паровій фазі (у пластовому газі) ми виконали дослідження можливості використання моделі ЧН для чисельного моделювання розроблення газоконденсатних родовищ на виснаження на основі спрощеної PVT-моделі пластового флюїду.

Постановка проблеми та чисельного експерименту

Класичним підходом до дослідження процесів чи фізичних явищ у нафтогазових покладах є побудова прямокутних моделей покладів для чверті п'ятиточкової системи, коли по одній добувній і нагнітальній свердловині розміщено в протилежних кутах чисельної 3D-сітки. Такий підхід застосовано в класичних задачах SPE 3, 5, 6, де наведено порівняльні розрахунки між різними гідродинамічними симуляторами [8, 9, 6], його також використали Б. Інзгец і М. Барруфет у праці [7].

Автори вирішили відійти від простої моделі, а провести розрахунки на синтетичній, адаптованій до будови реального покладу, щоб наблизити результати до реальних умов. Приймемо, що поклад розробляється 15 добувними свердловинами (рис. 1) із груповим добовим відбиранням у 7 млн м³ газу та індивідуальним обмеженням у 500 тис. м³/добу на свердловину й робочим вибітним тиском у 4 МПа.

Синтетично створені компонентні склади пластової суміші підібрано способом зміни мольних часток і молекулярної маси компонентів так, щоб отримати потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} від 50 до 500 г/м³ із кроком у 50 г/м³ (табл. 1). Композиційну

Рис. 1. Схема моделі покладу з розподілом водонасичення на початковий момент часу

модель описано трипараметричним рівнянням Пенга-Робінсона, на основі якого підібрано умови на двоступеневому сепараторі й вивантажені ключові слова моделі ЧН із забезпеченням потрібного заданого початкового потенційного вмісту.

Для систем із потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} у пластовому газі в 50 і 100 г/м³ початковий пластовий тиск у покладі приймаємо рівним 32 МПа, для решти – 40 МПа. Показники початкових тисків вибирали залежно від значень розрахункових тисків початку конденсації, які для перших двох систем становили 22,1 і 23,0 МПа, а для решти змінювались від 30 до 38 МПа. Зі збільшенням потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} у пластовому газі відбувається збільшення тиску початку конденсації, а також розширення фазової діаграми в напрямку збільшення крікондентерми (рис. 2).

Аналіз результатів

Ми порівнювали результати між композиційною та спрощеною PVT-моделлю ЧН за такими критеріями:

- дебіт газу;
- конденсатогазовий фактор;
- накопичений видобуток газу;
- накопичений видобуток конденсату;
- середньозважений пластовий тиск.

Результати розрахунків представлено на рис. 3 для кожного дослідженого значення потенційного вмісту. Червоні лінії відповідають дебіту й накопиченому видобутку газу, зелені – накопиченому видобутку конденсату й конденсатогазовому фактору, коричневі – середньозваженому пластовому тиску.

У табл. 2 зведене порівняння відхилень накопичених видобутків газу й конденсату, а також середньозважених пластових тисків для обох типів PVT-моделей.

Як видно з рис. 3, для всіх потенційних вмістів вуглеводнів C_{5+} PVT-модель ЧН передбачає вищий вміст вуглеводнів C_{5+} , ніж ком-

Рис. 2. Фазові діаграми досліджуваних синтетичних пластових вуглеводневих сумішей

позиційна, починаючи від тиску початку ретроградного випаровування. Для деяких потенційних вмістів різниця є більшою, для деяких – меншою й повною мірою залежить від якості налаштування рівняння стану та підібраних параметрів першого й другого ступеня сепаратора, що використовують для експорту ключових слів моделі ЧН. Водночас, порівнюючи накопичені видобутки (табл. 2), бачимо, що в разі низького потенційного вмісту (до 150 г/м³) модель ЧН забезпечує вищий накопичений видобуток газу й конденсату відповідно. Причиною цього є те, що внаслідок нижчого значення потенційного вмісту випадає менша кількість рідкої вуглеводневої фази, і через нижчий тиск початку конденсації поява рідкої фази в зоні дренавання відбувається істотно пізніше, ніж у випадках з високим потенційним вмістом C_{5+} .

Починаючи від 250 г/м³, різниця в накопичених видобутках газу перевищує 0,5 %, а для вмісту вище 450 г/м³ – 1 %, що в абсолютних числах для цієї моделі становить близько 400 млн м³.

Таблиця 1. Компонентний склад синтетичних пластових вуглеводневих систем

Вуглеводневий компонент	Мольні частки (%) для моделей з потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} у пластовому газі, г/м ³									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
C_1	86,00	85,00	84,10	83,90	83,70	83,40	82,20	81,80	81,95	81,60
C_2	5,06	5,00	5,10	4,90	4,64	4,20	4,05	3,84	3,70	3,30
C_3	5,00	5,00	4,70	4,13	3,90	3,91	4,23	4,10	4,05	4,02
C_4	2,50	2,50	2,51	2,40	2,40	2,40	2,80	3,20	2,75	2,83
C_{5+}	1,15	1,50	2,40	2,68	2,70	3,30	3,80	4,05	4,20	4,42
C_{10+}	0,26	0,92	0,85	1,32	1,81	1,90	1,98	2,00	2,12	2,40
C_{15+}	0,03	0,08	0,34	0,67	0,85	0,89	0,94	1,01	1,23	1,43
Разом	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Тиск початку конденсації, МПа	22,1	23,0	28,0	28,6	30,1	33,3	34,2	35,0	35,3	38,0

Таблиця 2. Порівняння результатів розрахунків основних показників розроблення для композиційної моделі та моделі “чорної нафти” для різних рівнів потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} у пластовому газі

Потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} , г/м ³	Накопичений видобуток газу, млрд м ³			Накопичений видобуток конденсату, млн м ³			Зважений пластовий тиск, МПа		
	ЧН	Композ.	Відносне, %	ЧН	Композ.	Відносне, %	ЧН	Композ.	Відносне, %
50	33,106	32,954	-0,461	1,859	1,843	-0,879	41,602	42,055	1,077
100	33,043	32,911	-0,403	3,416	3,392	-0,720	41,643	42,033	0,929
150	38,508	38,505	-0,008	5,357	5,332	-0,472	43,026	43,578	1,267
200	37,607	37,710	0,273	7,294	7,295	0,019	42,777	43,304	1,217
250	37,226	37,382	0,418	7,750	7,763	0,172	42,753	43,239	1,124
300	37,118	37,372	0,680	7,488	7,533	0,597	42,808	43,252	1,027
350	36,833	37,113	0,754	8,318	8,368	0,598	42,784	43,232	1,036
400	36,675	36,960	0,771	8,676	8,728	0,596	42,771	43,197	0,986
450	36,392	36,791	1,085	8,439	8,493	0,636	42,724	43,130	0,941
500	36,240	36,692	1,232	7,441	7,501	0,800	42,769	43,089	0,743

Рис. 3. Результати розрахунків основних показників розроблення покладу для PVT-моделей з різним потенційним вмістом вуглеводнів C_{Σ} (суцільні лінії – модель ЧН, пунктирні – композиційна модель, коричневі лінії – середньозважений пластовий тиск, червоні лінії відповідають дебіту й накопиченому видобутку газу, зелені – накопиченому видобутку конденсату й конденсатогазовому фактору)

Водночас для моделей з високим потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} видобуток за композиційною моделлю завжди перевищує 0,5 %. Після початку ретроградного випаровування за моделлю ЧН видобуток у всіх випадках є вищим за розрахунок за композиційною моделлю. Це пов'язано зі способом генерування PVT-таблиць моделі ЧН, який за низьких тисків передбачає вищий потенційний вміст конденсату в пластовому газі для тисків нижче від початку ретроградного випаровування (рис. 4). Це також добре видно з порівняння насиченостей рідкою вуглеводневою фазою для однієї з проперфорованих комірок чисельної моделі, де зелена лінія відповідає композиційній моделі, а жовта – моделі ЧН (рис. 5). Іншим суттєвим чинником, що впливає на істотні відхилення в розрахованих накопичених видобутках є двофазна фільтрація з моменту переведення свердловини з контролю за дебітом газу на контроль за постійним вибітним тиском. У розглянутих випадках поклад майже повністю виснажується із середньозваженим пластовим тиском за моделлю в 5 МПа, що створює мінімальну депресію в зонах дренавання свердловин на рівні 0,1 МПа. Композиційна модель коректно описує ретроградне випаровування, зменшуючи насичення рідкою фазою, нижче за критичне значення 0,18, чого не відбувається в моделі ЧН. Відповідно відносна фазова проникність газу є меншою через наявність двох рухомих фаз, тоді як у композиційній моделі рухома тільки одна газова фаза, що через підвищений вміст випарованих вуглеводнів забезпечує більші накопичені видобутки.

Рис. 4. Залежності зміни вмісту C_{5+} у досліджуваних пластових вуглеводневих системах за різного початкового потенційного вмісту

Рис. 5. Порівняння зміни насичення рідкою вуглеводневою фазою між композиційною (зелена лінія) і моделлю “чорної нафти” (жовта лінія) для початкового потенційного вмісту 250 г/м³

Зважаючи на вищезазначені відмінності в результатах, ми порівняли накопичені видобутки газу й конденсату від початку розроблення до моменту, коли в покладі починають відбуватися процеси з ретроградного випаровування. Зведені результати наведено в табл. 3.

Для всіх моделей відтворено збіг видобутку газу за конденсатом, починаючи зі 150 г/м³, видобуток у композиційній моделі перевищує видобуток, розрахований у моделі ЧН. Для моделей у 150 і 200 г/м³ отримано ідентичні результати. Для моделей до 400 г/м³ відносна відхилення результатів у межах 0,6 %, тоді як для моделей з високим потенційним вмістом понад 450 г/м³ відхилення становить менш як 1 %. Зважаючи на велику перевагу в часі розрахунку, модель ЧН у середньому в 6–7 разів швидше, ніж відповідна композиційна, тобто за аналогічний відтинок часу на виконання проєктних робіт, можна прорахувати в 6–7 разів більше різних варіантів, у процесі відтворення історії або виконання проєктних розрахунків, відхилення результатів у межах 1 % є цілком прийнятним для розв'язання поточних інженерних завдань.

Також варто зазначити, що для розв'язання матриці рівнянь між двома моделями використовували принципово різні методи. Для моделі ЧН застосовували повністю неявну схему, тоді як для композиційної використали адаптивно-неявну (задається за замовчуванням), коли частина комірок з мінімальними змінами тисків і насичень між двома послідовними часовими кроками розв'язується неявно, а решта – явно. Це так само вносить відмінності в результати, хоча й не такі суттєві, порівнюючи з налаштуванням умов роботи сепаратора та переконвертацією рівняння стану в ключові слова моделі ЧН під час їхнього експортування.

Висновки

У роботі виконано порівняння показників розробки уявного покладу з використанням синтетично згенерованих компонентних складів пластових сумішей з різним початковим потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} . За отриманими результатами зроблено такі основні висновки:

1. Для більшості використаних моделей отримано різницю в результатах між PVT-моделями ЧН і композиційної, точне відтворення результатів спостерігалось для потенційних вмістів 150 і 200 г/м³, для решти моделей з малим і середнім вмістом – у межах 0,6 %, для пластових систем з високим потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} відхилення зростає до 0,8 %. Подібні відхилення можна пов'язувати з такими чинниками, як методи чисельного розв'язання, реалізовані в різних симуляторах завдяки компіюванню різного програмно-

Таблиця 3. Порівняння накопиченого видобутку вуглеводнів до моменту початку ретроградного випаровування

Потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} , г/м ³	Пластовий тиск, МПа	Накопичений видобуток газу, млрд м ³			Накопичений видобуток конденсату, млн м ³		
		ЧН	Композ.	Відносне, %	ЧН	Композ.	Відносне, %
50	7,8	28,109	28,072	-0,132	1,766	1,760	-0,341
100	7,7	28,095	28,069	-0,093	3,166	3,154	-0,380
150	11,0	29,393	29,393	0	3,489	3,492	0,086
200	10,0	30,681	30,681	0	3,559	3,560	0,028
250	8,0	32,582	32,590	0,025	6,261	6,301	0,635
300	8,6	31,318	31,318	0	6,874	6,915	0,593
350	9,5	30,037	30,037	0	7,487	7,533	0,611
400	9,0	30,681	30,681	0	7,897	7,944	0,592
450	9,0	30,037	30,037	0	7,738	7,801	0,808
500	8,5	30,681	30,681	0	7,042	7,102	0,845

го коду, збіжність результатів і метод чисельного розв'язання (у разі ЧН застосовували повністю неявну схему, тоді як для композиційної моделі за замовчуванням – адаптивно-неявну, коли частину комірок розв'язано неявно, а частину явно), налаштування умов сепаратора та переконвертація PVT-моделі в ключові слова ЧН.

2. Модель ЧН не здатна коректно відтворити процес ретроградного випаровування, бо призводить до більшого значення конденсатогозового фактора стосовно композиційної моделі, що узгоджується з висновками попередніх робіт інших авторів. Для розв'язання інженерних завдань і проведення прогнозних розрахунків застосування спрощеної PVT-моделі ЧН є цілком прийнятним, оскільки процес ретроградного випаровування починається за досить низьких пластових тисків.

3. Зважаючи на велику невизначеності під час побудови PVT-моделей, які виникають через брак та обмеженість потрібних вхідних даних, на яку автори акцентували увагу у своїй попередній праці [1], відхилення між двома формулюваннями, що описують PVT-властивості та фазові перетворення, становлять менш як 1 %. Таке відхилення цілком прийнятне для інженерних розрахунків, а зважаючи на значну перевагу у швидкості розрахунків моделі ЧН, що в 6–7 разів швидше за аналогічну композиційну модель, вважаємо за доцільне її використання для моделювання розроблення газоконденсатних родовищ на виснаження у разі, коли пластовий тиск є вищим за тиск максимальної конденсації.

ЛІТЕРАТУРА

1. Бурачок О. В. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації // О. В. Бурачок, Д. В. Першин, С. В. Матківський, Є. С. Бікман, О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2020. – № 1 (74). – С. 82–88.
2. Ceragioli P. Gas Injection: Rigorous Black-Oil or Fast Compositional model? IPTC 12867 prepared for International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
3. Coats K. H., Thomas L. K., Pierson R. G. Compositional and Black Oil Reservoir Simulation. Prepared for presentation at the 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, TX, U.S.A., 12–15 February 1995. SPE 2911.
4. Delicado V. E. A comparison of black-oil versus compositional simulation methods for evaluating a rich gas-condensate reservoir. A mini dissertation in Petroleum Geoscience (Reservoir Engineering). Submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Masters in Science (MSc) of the Faculty of Sciences, University of the Western Cape, South Africa. December 2016. 110 p.
5. Fevang O., Singh K., Whitson C. H. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs. Presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. SPE 63087.
6. Firoozabadi A., Thomas L. K. Sixth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Dual-Porosity Simulators. Prepared for pre-

sentation at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, TX, February 6–8, 1989. SPE 18741.

7. Inzgec B., Barrufet M. A. Performance Analysis of a Modified Black-Oil Model for a Rich Gas Condensate Reservoir. Presented at the Petroleum Society's 6th Canadian International Petroleum Conference (56th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 7–9, 2005. PETSOC-2005-018.

8. Kenyon D. E., Alda Behie G. Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs. Presented at the 1983 SPE Reservoir Simulation Symposium held in San Francisco, Nov. 15–18. SPE 12178.

9. Killough J. E., Kossack C. A. Fifth Comparative Solution Project: Evaluation of Miscible Flood Simulators. Prepared for presentation at the Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, Texas, February 1–4, 1987. SPE 16000.

REFERENCES

1. Burachok O. V., Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. Features of reproduction of the equation of state of gas-condensate mixtures with limited initial information // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch. – 2020. – № 1 (74). – С. 82–88. (In Ukrainian).
2. Ceragioli P. Gas Injection: Rigorous Black-Oil or Fast Compositional model? IPTC 12867 prepared for International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
3. Coats K. H., Thomas L. K., Pierson R. G. Compositional and Black Oil Reservoir Simulation. Prepared for presentation at the 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, TX, U.S.A., 12–15 February 1995. SPE 2911.
4. Delicado V. E. A comparison of black-oil versus compositional simulation methods for evaluating a rich gas-condensate reservoir. A mini dissertation in Petroleum Geoscience (Reservoir Engineering). Submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Masters in Science (MSc) of the Faculty of Sciences, University of the Western Cape, South Africa. December 2016. 110 p.
5. Fevang O., Singh K., Whitson C. H. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs. Presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. SPE 63087.
6. Firoozabadi A., Thomas L. K. Sixth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Dual-Porosity Simulators. Prepared for presentation at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, TX, February 6–8, 1989. SPE 18741.
7. Inzgec B., Barrufet M. A. Performance Analysis of a Modified Black-Oil Model for a Rich Gas Condensate Reservoir. Presented at the Petroleum Society's 6th Canadian International Petroleum Conference (56th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 7–9, 2005. PETSOC-2005-018.
8. Kenyon D. E., Alda Behie G. Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs. Presented at the 1983 SPE Reservoir Simulation Symposium held in San Francisco, Nov. 15–18. SPE 12178.
9. Killough J. E., Kossack C. A. Fifth Comparative Solution Project: Evaluation of Miscible Flood Simulators. Prepared for presentation at the Ninth SPE Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, Texas, February 1–4, 1987. SPE 16000.

Рукопис отримано 11.06.2020.