

© В.І. Коваль
 НДПІ ПАТ «Укрнафта»
 О.С. Дорошенко
 ПрАТ «Нафтогазвидобування»

Гідродинамічний симулятор типу «Black oil»

УДК 553.98

У статті розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора типу «Black oil» для моделювання процесу розробки нафтового покладу та наведено порівняння отриманих результатів з аналогічними розрахунками програмного комплексу ECLIPSE 100. З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу показано розрахунок процесу розробки нафтового покладу на виснаження з переходом із пружного режиму на режим розчиненого газу.

Ключові слова: математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність.

В статье рассмотрены особенности использования гидродинамического симулятора типа «Black oil» для моделирования процесса разработки нефтяной залежи и приведено сравнение полученных результатов с аналогичными расчетами программного комплекса ECLIPSE 100. С целью демонстрации возможностей симулятора для примера показан расчет процесса разработки нефтяной залежи на истощение с переходом из упругого режима на режим растворенного газа.

Ключевые слова: математическое моделирование, гидродинамический симулятор, фазовая проницаемость.

The article presents the usage patterns of «Black oil»-type hydrodynamic simulator to simulate the oil reservoir development process and compares the results with the similar calculations by the ECLIPSE 100 software suite. Calculation of oil reservoir depletion drive process with the transition from elastic to dissolved-gas drive is performed as an example to demonstrate the capabilities of the simulator.

Key words: mathematic simulation, hydrodynamic simulator, relative permeability.

Із урахуванням світових досягнень в галузі математичного моделювання процесу розробки покладів вуглеводнів [1, 2] фахівцями розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. Авторами реалізовано програмний комплекс розрахунку розробки нафтового родовища типу «Black oil».

В основу методу гідродинамічних розрахунків покладено модифіковану модель Маскета–Мереса [3], що враховує тривимірну трифазну багатокомпонентну фільтрацію. Рух флюїдів обчислюють згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

У програмному пакеті передбачено можливість уведення інформації по видобувних та нагнітальних свердловинах, зміни скін-факторів, депресії та репресії на пласт. Також передбачено можливість урахування наявності гідродинамічного зв'язку між тектонічними блоками. Розрахунок основних показників здійснюють із певним часовим інтервалом, а результати можуть бути експортовані з довільним кроком по часу – день, місяць або рік.

Застосована у програмі технологія дає змогу використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів, тобто максимально задіяти доступні системні ресурси.

У симуляторі реалізовано можливість екстраполяції колекторських властивостей по пласту на основі даних, які задають по кожній свердловині зокрема. Таким чином, розподіл здійснюється по товщині продуктивного прошарку

та пористості на основі літотипу породи та її пористості, які, в свою чергу, визначають на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин. На цьому етапі розподіл параметрів по площі реалізовано методом трикутників.

Щодо в'язкості нафти, то в цьому симуляторі реалізовано можливість задавати її у графічному вигляді (поліноми або таблиці), в'язкість газу розраховують за кореляційною залежністю Діна–Стіла [4].

Також у симуляторі існує можливість задавати такі параметри роботи свердловин: мінімальний дебіт нафти, максимальний дебіт рідини, мінімальний вибійний тиск та максимальна депресія, періодична експлуатація свердловин. На основі підключеного файлу з вказаними параметрами у хронологічному порядку можливо здійснювати адаптацію історії експлуатації свердловин та в автоматичному режимі моделювати перехід із режиму на режим, який у класичному вигляді може виглядати так:

- постійний дебіт рідини (газу) – падіння вибійного тиску та зростання депресії;
- постійна депресія – із досягненням максимального значення депресії експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення вибійного тиску до мінімального значення;
- постійний вибійний тиск – із досягненням мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) до мінімального значення;
- періодична експлуатація – із досягненням мінімального значення дебіту нафти (газу) здійснюється автома-

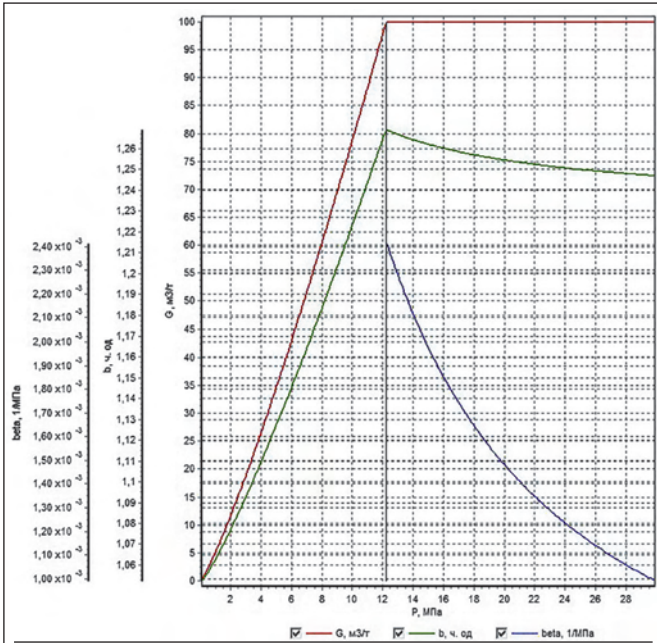


Рис. 1. Властивості пластової нафти

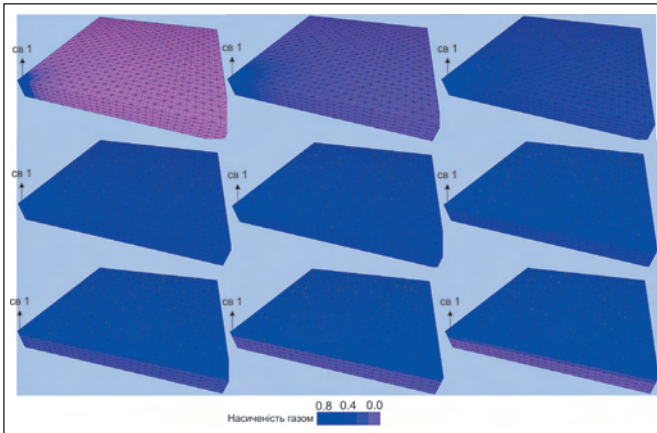


Рис. 2. Розподіл газонасиченості пласта по роках

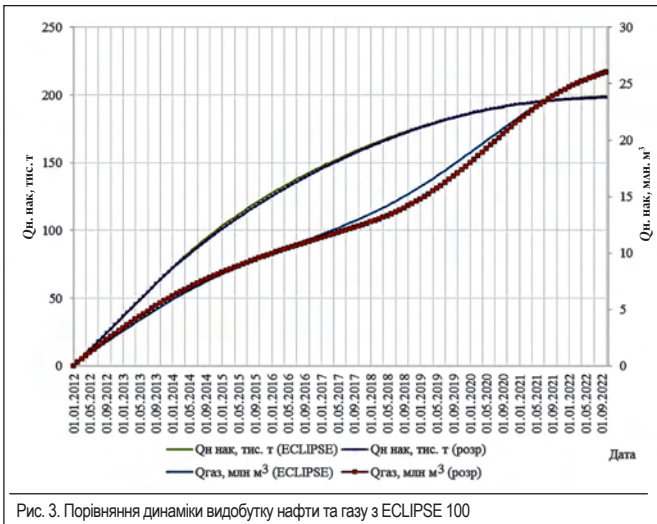


Рис. 3. Порівняння динаміки видобутку нафти та газу з ECLIPSE 100

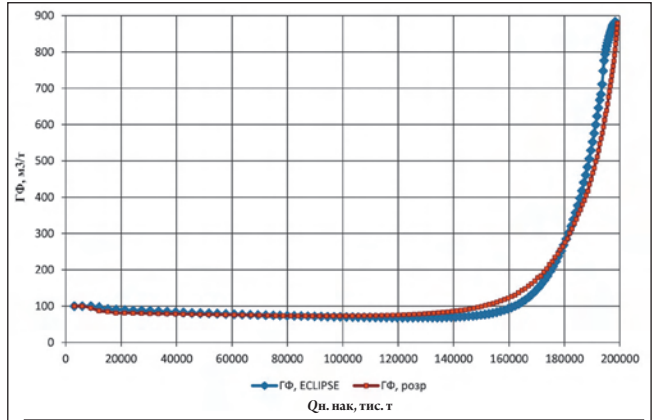


Рис. 4. Порівняння зміни ГФ залежно від накопиченого видобутку нафти з ECLIPSE 100

тичне переведення свердловини у спостережний фонд із відслідкуванням пластового тиску в зоні свердловини та автоматичним її введенням в експлуатацію у випадку його зростання до певної встановленої величини;

- розрахунок фізичних властивостей нафти на основі кореляційних залежностей Беггса.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки нафтового пласта. Параметри пласта: довжина – 750 м, ширина – 750 м, товщина пласта – 10 м, початковий пластовий тиск – 30 МПа, пластова температура – 60 °С. Розріз вертикально поділено на п'ять рівних частин, а горизонтально – на квадратні комірки з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну сітку з параметрами комірки 25x25x2 м, усього нараховується 4500 комірок, на початковий момент часу – всі нафтонасичені.

Розміщення свердловини підібрано так, що св. 1 повністю розкриває всі комірки у крайній кутовій частині пласта.

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневі залежності та у 10 разів нижчою у вертикальному напрямку. Критичні насиченості пласта водою та газом прийнято відповідно: початкова – 0,2, кінцева – 0,8. Характер фазових кривих прийнято за модифікованою моделлю Стоуна.

Пластова суміш становить собою нафту. Властивості нафти такі: густина в поверхневих умовах – 820 кг/м³, $b_{нас}$ – 1,269, b_0 – 1,255; тиск насичення – 12,21 МПа; початковий вміст газу – 100 м³/т; відносна густина газу – 0,7; густина пластової води – 1150 кг/м³. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-колектора розраховано величину початкових запасів нафти та газу, які становлять відповідно 592 тис. т та 59,2 млн м³.

Властивості пластової нафти залежно від газомісту графічно зображено на рис. 1.

Режим роботи видобувної свердловин задано з такими параметрами: максимальна депресія – 5 МПа, мінімальний вибійний тиск – 5 МПа, мінімальний дебіт нафти – 5 т/добу, максимальний дебіт рідини – 100 т/добу, скін-фактор – 5.

Розробку розраховано впродовж 129 місяців, тобто 11 років. Дебіт нафти упродовж перших 18 місяців залишався стабільним – 100 т/добу, що було пов'язано з поступовим зростанням депресії та падінням вибійного тиску. З четвертого місяця експлуатації відбулося

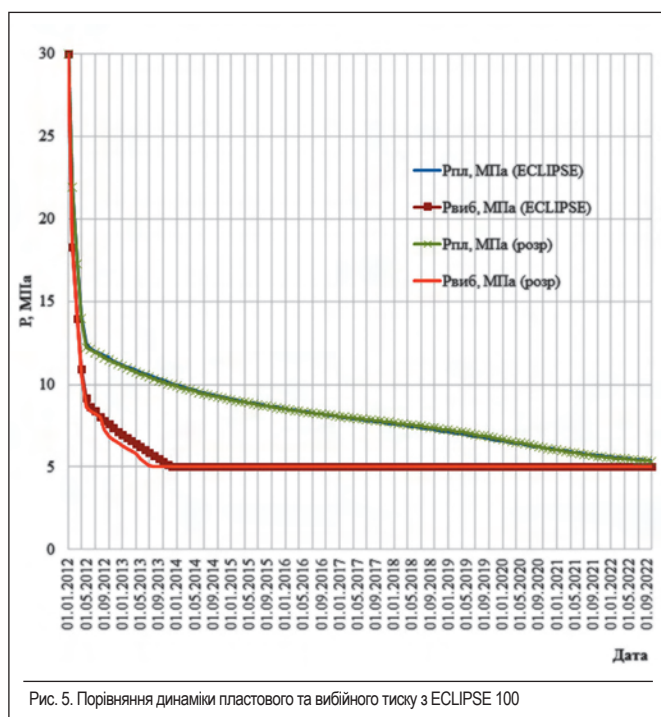


Рис. 5. Порівняння динаміки пластового та вибійного тиску з ECLIPSE 100

зменшення тиску в ПЗП нижче від тиску насичення з подальшим просуванням зони пониженого тиску углиб пласта, що супроводжувалося поступовим зменшенням газового фактора (ГФ). Після зменшення вибійного тиску та переходу на експлуатацію свердловини на режим із постійним вибійним тиском розпочалося падіння дебіту нафти. ГФ за той же період зазнає поступового зменшення до $68 \text{ м}^3/\text{т}$ на четвертому році з подальшим поступовим зростанням до величини понад $880 \text{ м}^3/\text{т}$. Розробку припинено у зв'язку з падінням дебіту нафти нижче від мінімального значення – 5 т/добу .

За весь період розробки досягнуто накопиченого видобутку нафти $198,329 \text{ тис. т}$ та газу $26,006 \text{ млн м}^3$, досягнуто коефіцієнта вилучення нафти (КВН) на рівні $0,335$, коефіцієнт газовилучення (КВГ) становитиме – $0,439$.

Основні технологічні показники розробки і коефіцієнти вилучення наведено у таблиці, насиченість пласта газом по роках – на рис. 2.

Порівняння розрахованих показників розробки з аналогічними значеннями, отриманими у програмному комплексі ECLIPSE 100, наведено на рис. 3– 5.

Як бачимо з наведеного на рисунках, досягнуто задовільної схожості результатів розрахунку. Незначні відмінності спостерігаються у швидкому на три місяці падінні вибійного тиску за авторською методикою та дещо іншої зміні ГФ, яка проявляється у незначному відставанні видобутку газу з подальшим його зростанням. Різниця у накопиченому видобутку нафти становить 844 т , газу – 232 тис. м^3 . Пластовий тиск на кінець періоду розрахунку також відрізняється несуттєво – на $0,03 \text{ МПа}$ ($5,35$ проти $5,37 \text{ МПа}$).

Таблиця

Основні технологічні показники розробки

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		ГФ, $\text{м}^3/\text{т}$	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт	
	нафти	газу	нафти	газу				нафти	газу
	тис. т	млн м^3	тис. т	млн м^3				т/добу	тис. $\text{м}^3/\text{добу}$
1	36,599	3,366	36,599	3,366	92	0,062	0,057	100,3	9,2
2	35,578	2,815	72,177	6,181	79	0,122	0,104	97,5	7,7
3	29,158	2,109	101,335	8,291	72	0,171	0,140	79,9	5,8
4	23,988	1,653	125,323	9,944	69	0,212	0,168	65,7	4,5
5	20,121	1,396	145,444	11,340	69	0,246	0,192	55,1	3,8
6	16,786	1,403	162,229	12,744	84	0,274	0,215	46,0	3,8
7	13,727	2,035	175,957	14,778	148	0,297	0,250	37,6	5,6
8	10,360	3,203	186,317	17,981	309	0,315	0,304	28,4	8,8
9	6,888	3,810	193,205	21,791	553	0,326	0,368	18,9	10,4
10	3,605	2,887	196,810	24,678	801	0,332	0,417	9,9	7,9
11	1,518	1,328	198,329	26,006	874	0,335	0,439	5,6	4,9

Висновок

Отже, отримані на основі розробленого програмного комплексу результати моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження пластової енергії є адекватними до реальних процесів розробки. Закладені в симулятор алгоритми та використання технології паралельних обчислень дають змогу швидко та точно розраховувати показники розробки та здійснювати оперативний контроль процесу газо- та нафтовилучення.

Список використаних джерел

1. **Пергамент А.Х.** Композиционный симулятор «МКТ». Модификация аквифера картера-трейси для моделирования ПХГ / А.Х. Пергамент, А.В. Горчаков, Б.В. Критский, С.Б. Попов. // Вестник ЦКР РОСНЕДРА. – ООО «НИПИ НГ». – 2010. – С. 27.

2. **Louis J. Durllofsky.** Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Louis J. Durllofsky, Khalid Aziz. // Department of

Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.

3. **Азиз Х.** Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

4. **Гуревич Г.Р.** Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.