

Очевидно, что для одних и тех же геолого-технических условий оптимальные режимы бурения скважин инструментом, имеющим различную износостойкость, будут отличаться.

Таким образом, при определении оптимальных режимных параметров разрушения горных пород при бурении оценка должна осуществляться по двум направлениям:

- путём поиска оптимальных режимных параметров, обеспечивающих максимальное значение механической скорости бурения скважин в конкретных горных породах;
- по критерию максимальной проходки с учетом геолого-технических условий и эксплуатационных показателей инструмента.

*Розглянуто критерії для визначення ефективності процесу руйнування гірських порід при бурінні. Показано що в якості критеріїв можуть використовуватися механічна швидкість і проходка на породоруйнівний інструмент.*

**Ключові слова:** критерії оптимізації, руйнування, механічна швидкість, проходка.

*The criteria for determining the effectiveness of the process of destruction of rocks during drilling. Shown that the criteria can be used as mechanical speed and driving on rock cutting tools.*

**Ke ywords:** optimization criteria, fracture, mechanical speed, penetration.

### Литература

1. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при бурении скважин. – Томск: ТПУ, 2009. – 129 с.
2. Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения. – М.: Недра, 1990. – 304 с.
3. Эйгелес Р.М., Стрекалова Р.В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. М.: Недра, 1977. – 200 с.
4. Середа Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1974. – 456 с.
5. Погарский А.А., Чефарнов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. М.: Недра, 1981. – 296 с.
6. Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
7. Козловский Е.А. Стратегия оптимизации процесса разведочного бурения. – М.: МГГА, 1991. – 203 с.
8. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. Н.Новгород, 2007. – 332 с.

*Поступила 10.07.14*

УДК 553.98

**Б. О. Чернов**, д-р техн. наук; **В. І. Коваль**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

### ГІДРОДИНАМІЧНИЙ СИМУЛЯТОР ТИПУ "BLACK OIL". ПОРІВНЯННЯ З ECLIPSE 100

*У статті розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора типу "Black oil" для моделювання процесу розробки нафтового покладу та порівняння отриманих результатів з аналогічними розрахунками з використанням програмного комплексу ECLIPSE 100.*

*З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу наводиться розрахунок процесу розробки нафтового покладу на виснаження з переходом з пружного режиму на режим розчиненого газу.*

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

Враховуючи світові досягнення в галузі математичного моделювання процесу розробки покладів вуглеводнів [1; 2], розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. Реалізовано програмний комплекс розрахунку розробки нафтового родовища типу "Black oil".

В основу методу гідродинамічних розрахунків закладено модифіковану модель Маскета-Мереса [3], яка враховує тривимірну трифазну багатокомпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховують згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

В програмному пакеті передбачено можливість введення видобувних та нагнітальних свердловин, зміни скін-факторів, депресії та репресії на пласт. Також передбачено можливість наявності гідродинамічного зв'язку між тектонічними блоками. Розрахунок основних показників здійснюють з певним часовим інтервалом, а результати можуть експортуватись з довільним кроком по часу – день, місяць або рік.

Застосована у програмі технологія дозволяє 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 задаються 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 визначаються на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин. На даному етапі розподіл параметрів по площі реалізовано методом трикутників.

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

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

- постійний дебіт рідини (газу) – падіння вибійного тиску та зростання депресії;
- постійна депресія – при досягненні максимального значення депресії експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення вибійного тиску до мінімального значення;
- постійний вибійний тиск – при досягненні мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) до мінімального значення;
- періодична експлуатація – при досягненні мінімального значення дебіту нафти (газу) автоматичне переведення свердловини у спостережний фонд з відслідковуванням пластового тиску в зоні свердловини та автоматичним її введенням 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 наступні: 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 25×25×2 м, всього 4500 комірок, на початковий момент часу - всі нафтонасичені.

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

Колектор анизотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневій залежності та у 10 разів нижчою в 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 наступні: густина в поверхневих умовах – 820 кг/м<sup>3</sup>,  $b_{нас}$  – 1,269,  $b_0$  – 1,255; тиск насичення – 12,21 МПа; початковий вміст газу – 100 м<sup>3</sup>/т; відносна густина газу – 0,7; густина пластової води – 1150 кг/м<sup>3</sup>. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-коллектора розраховано величину початкових запасів нафти та газу, які становлять відповідно 592 тис. т та 59,2 млн м<sup>3</sup>.

Властивості пластової нафти в залежності від газомісту графічно наведено на рис. 1.

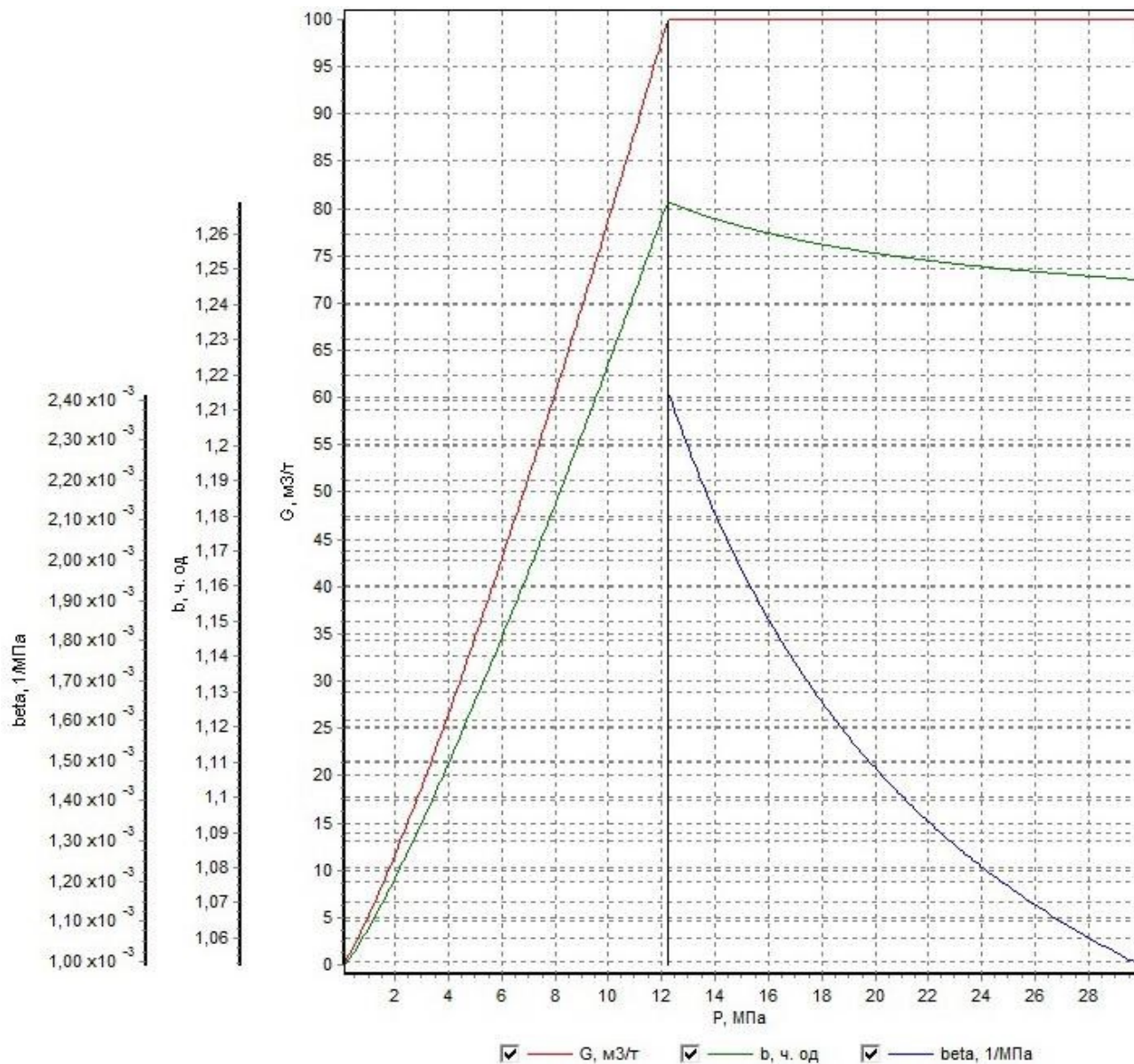


Рис. 1. Властивості пластової нафти

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

Розробку розраховано впродовж 129 місяців тобто 11 років. Дебіт нафти впродовж перших 18 місяців залишався стабільним 100 т/д, що було пов'язане з поступовим зростанням депресії та падінням вибієного тиску. З четвертого місяця експлуатації відбулось зменшення тиску в ПЗП нижче тиску насичення з подальшим просуванням зони пониженого тиску у глиб пласта, що супроводжувалось поступовим зменшенням ГФ. Після зменшення вибієного тиску та переходу на експлуатацію свердловини на режим з постійним вибієним тиском розпочалось падіння дебіту нафти. ГФ за той же період зазнає поступового зменшення до 68 м<sup>3</sup>/т на четвертому році з наступним поступовим зростанням до величини більше 880 м<sup>3</sup>/т. Розробку припинено у зв'язку з падінням дебіту нафти нижче мінімального значення – 5 т/д.

За весь період розробки досягнуто накопиченого видобутку нафти 198,329 тис. т, та 26,006 млн. м<sup>3</sup> газу, досягнуто коефіцієнту вилучення нафти (КВН) на рівні 0,335, коефіцієнт газовилучення (КВГ) становитиме – 0,439.

Основні технологічні показники розробки і коефіцієнти вилучення наведено у табл. 1, насиченість пласта газом по роках – на рис. 2.

Порівняння розрахованих показників розробки з аналогічними показниками отриманими у програмному комплексі ECLIPSE 100 наведено на рис. 3, 4 та 5.

Як бачимо з наведеного на рис. 3–5 досягнуто задовільної схожості результатів розрахунку. Незначні відмінності спостерігаються у швидшому на три місяці падінні вибієного тиску за авторською методикою та дещо іншій зміні ГФ, яка проявляється у незначному відставанні видобутку газу з наступним його зростанням. Різниця у накопиченому видобутку нафти становить 844 т, газу – 232 тис. м<sup>3</sup>. Пластовий тиск на кінець періоду розрахунку також відрізняється не суттєво – на 0,03 МПа (5,35 проти 5,37 МПа).

Таблиця. 1. Основні технологічні показники розробки

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		ГФ, м <sup>3</sup> /т	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт	
	нафти	газу	нафти	газу				нафти	газу
	тис. т	млн м <sup>3</sup>	тис. т	млн м <sup>3</sup>				т/д	тис. м <sup>3</sup> /д
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

Отже, отримані на основі розроблених програмного комплексу результати моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження пластової енергії, є адекватними реальним процесам 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.

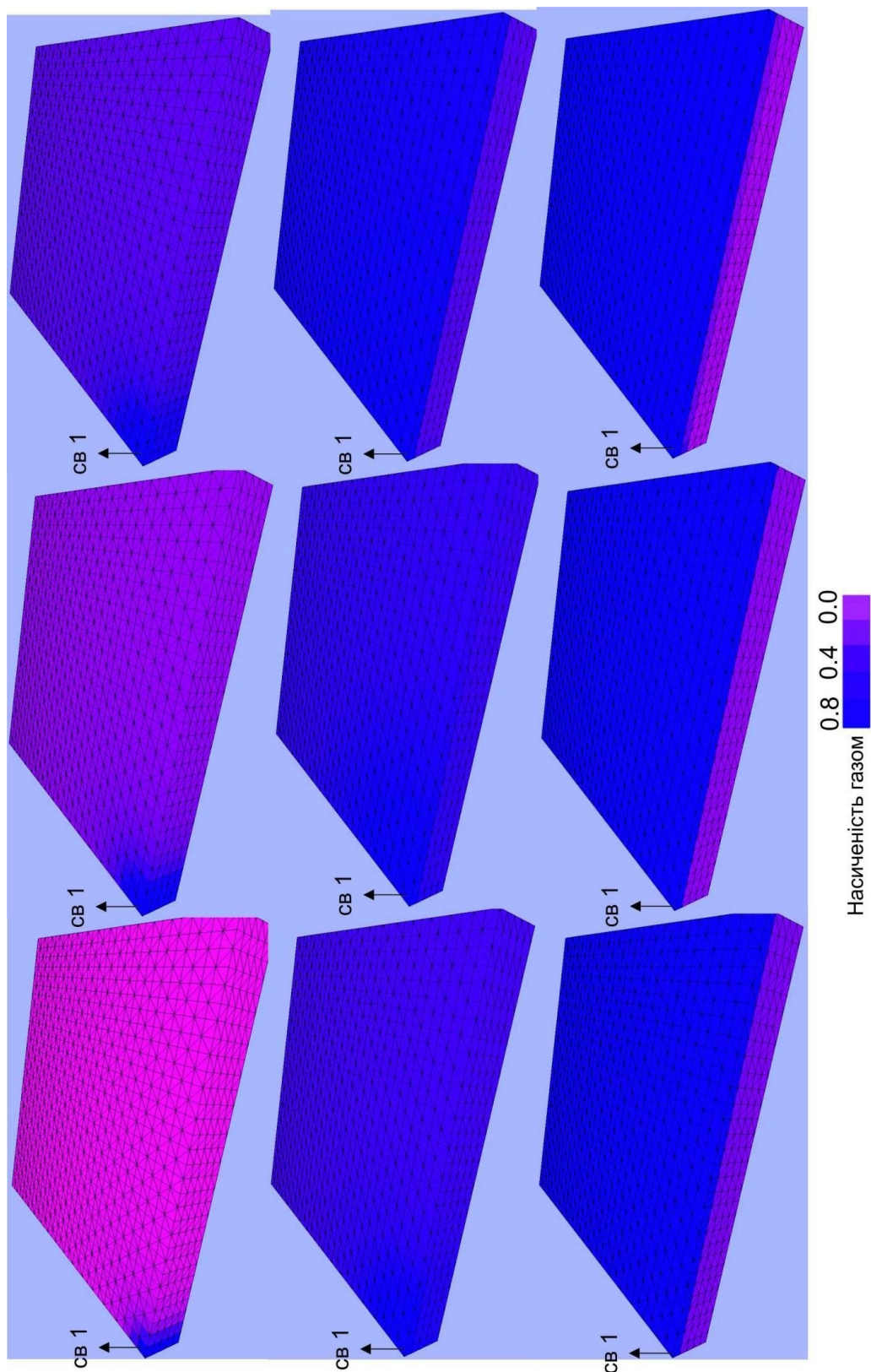


Рис. 2. Розподіл газонасиченості пласта по роках (симулятор типу «Black Oil»)

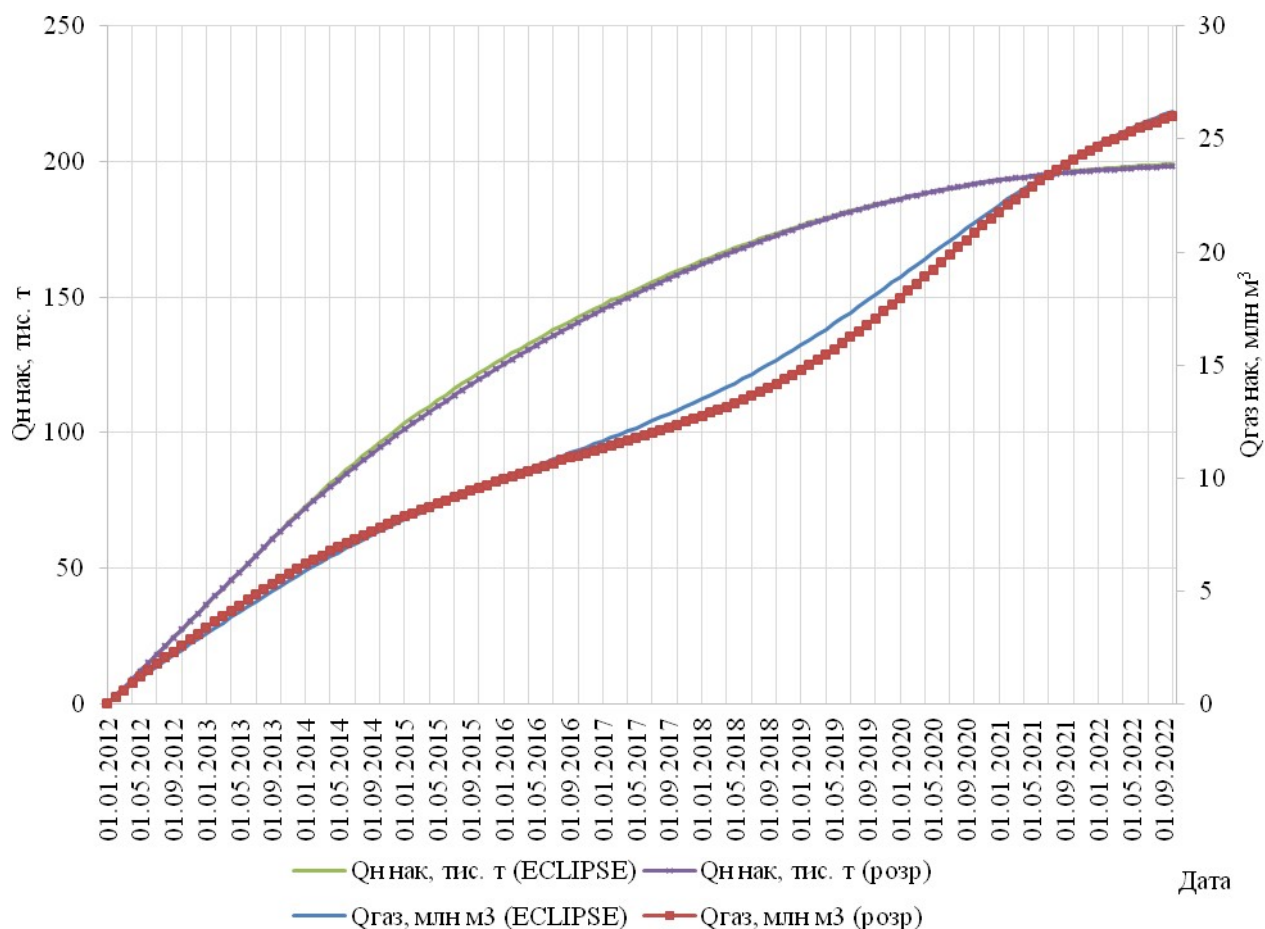


Рис. 3. Порівняння динаміки видобутку нафти та газу з ECLIPSE 100

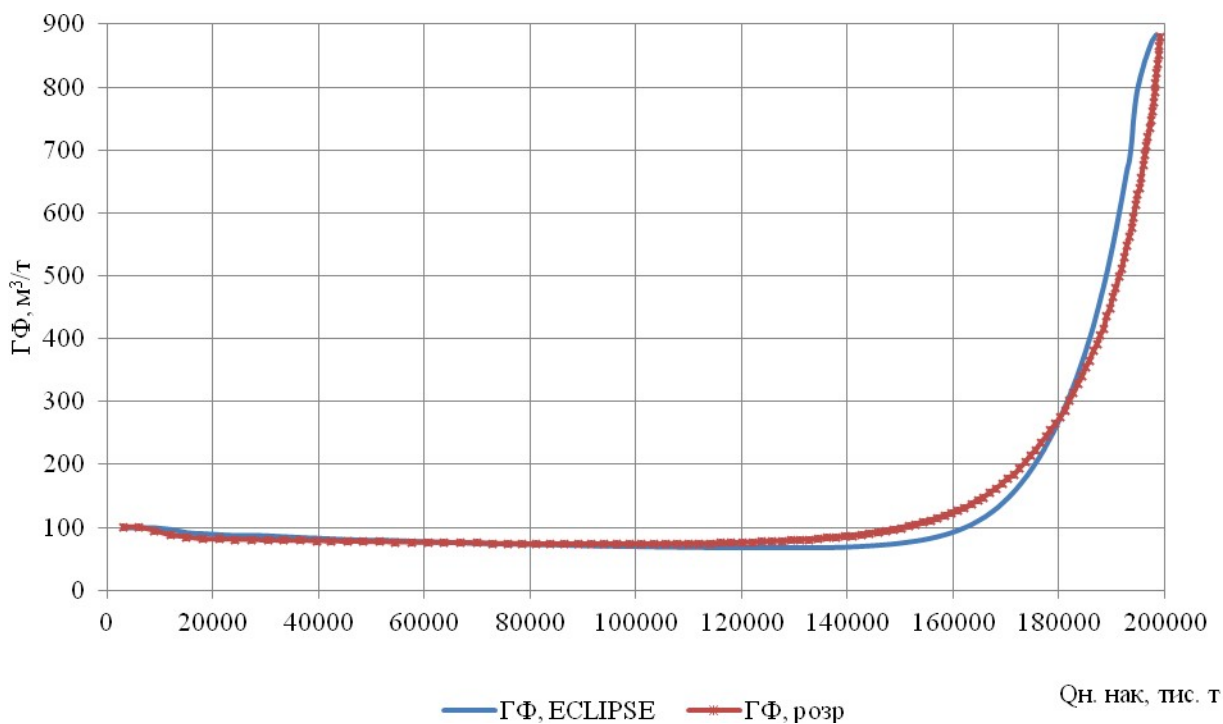


Рис. 4. Порівняння зміни ГФ у залежності від накопиченого видобутку нафти з ECLIPSE 100

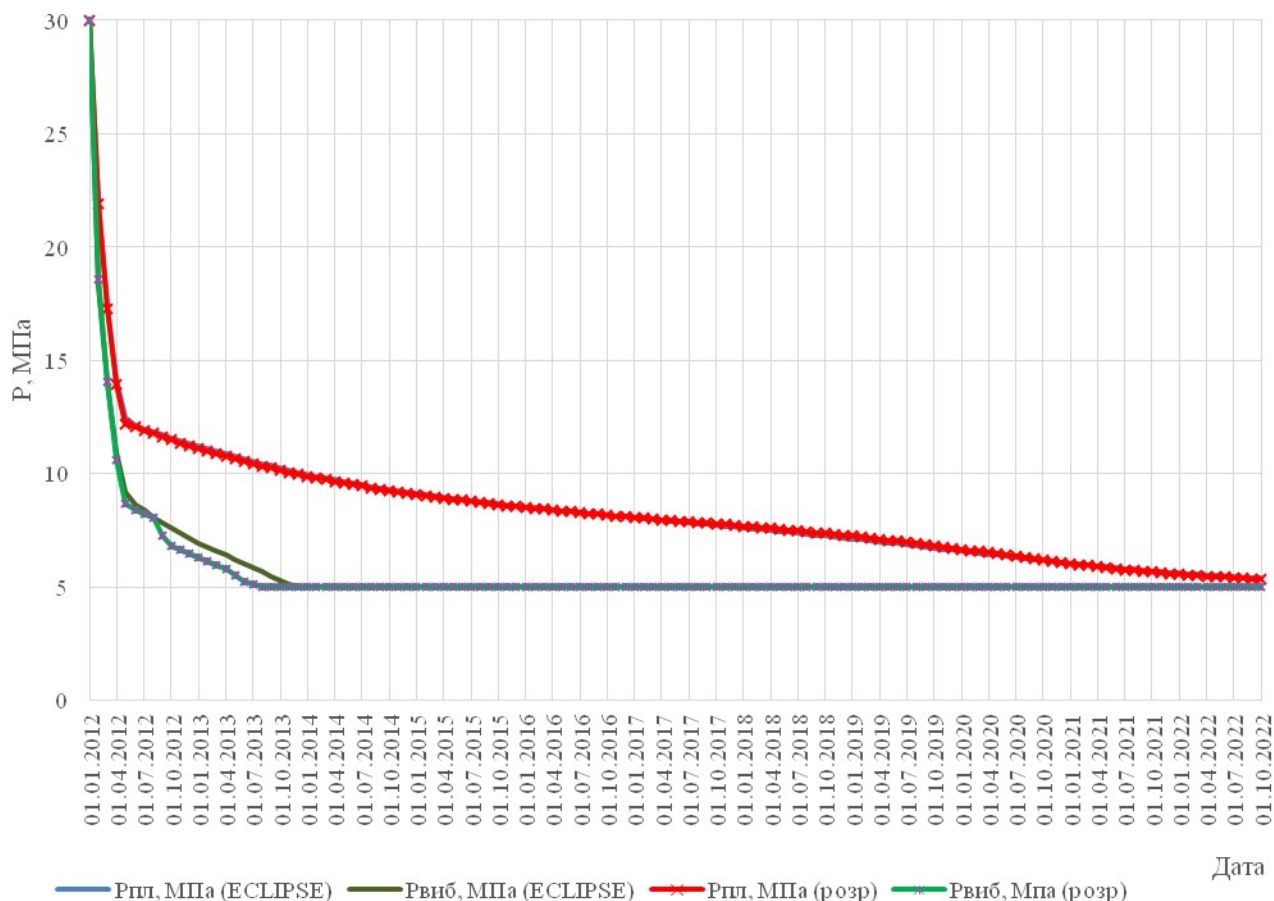


Рис. 5. Порівняння динаміки пластового та вибійного тиску з ECLIPSE 100

В статье рассмотрены особенности использования гидродинамического симулятора типа "Black oil" для моделирования процесса разработки нефтяной залежи и сравнение полученных результатов с аналогичными расчетами с использованием программного комплекса ECLIPSE 100.

С целью демонстрации возможностей симулятора для примера приводится 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 characteristic properties of using hydrodynamic simulator type "Black oil" for modeling process of developing oil deposit and comparing the obtained results with analogic calculations using the software ECLIPSE 100 are considered in the article.

For the purpose to demonstrate the simulator possibilities as an example the calculation of oil deposit develop process with the depletion by the transition from volumetric expansion drive to the dissolved gas drive is given.

**Key words:** mathematic modeling, hydrodynamic simulator type, phase permeability.

### Література

1. 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. 2–7.

2. Louis J. Durlofsky, Khalid Aziz Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells. – Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
4. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

Надійшла 10.07.14

УДК 553.98

**Б. О. Чернов**, д-р техн. наук; **В. І. Коваль**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

### **УДОСКОНАЛЕНА МЕТОДИКА РОЗРОБКИ НАФТОВОГО РОДОВИЩА ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ САЙКЛІНГ ПРОЦЕСУ**

*У статті розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора для моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження та з підтримкою пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес). Описано розроблені програмні комплекси для розрахунку фазової рівноваги складних багатокомпонентних вуглеводневих систем з урахуванням вмісту неуглеводневих компонентів таких як азот та вуглекислий газ. Наведені програми дають змогу здійснювати розрахунок контактної і диференційної конденсації та дегазації, тиску насичення та розподіл компонентів пластових систем у гравітаційному полі. Розроблений гідродинамічний симулятор багатокомпонентної трифазної тривимірної фільтрації пластових флюїдів, який дає змогу здійснювати композиційне моделювання процесу розробки нафтових, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних покладів на різних режимах розробки. У програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Ця технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.*

*З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу наводиться розрахунок процесу розробки нафтового покладу на виснаження та з підтриманням пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес).*

**Ключові слова:** *математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність, фазова рівновага, фільтрація, сайклінг-процес.*

Основною метою дії на продуктивний пласт є підтримка пластового тиску та підвищення коефіцієнту кінцевого нафтовилучення (КВН). В останньому випадку методи впливу на пласт часто застосовуються на кінцевій стадії розробки, пластовий тиск при цьому може залишатись на рівні початкового. В основному методи дії на пласт переслідують дві мети – як підтримання пластового тиску так і підвищення КВН.

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягти завдяки широкому впровадженні інтенсифікації видобування нафти і газу, у тому числі процесів діяння на пласти у привибійній зоні свердловин (ПЗС) [1].

Серед значної кількості розроблених та вживаних у виробництві процесів діяння на пласти у ПЗС найбільш широко використовуються процеси кислотного, термохімічного та вібраційно-хвильового впливу, процеси з використанням поверхнево-активних речовин та обмеження водоприпливу з використанням різних блокуючих реагентів, процеси комплексного діяння на