

Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв

УДК 622.245

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОПЕРАТИВНОЇ ОЦІНКИ ВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИДОБУТКУ ЗА ПАДІННЯМ ДЕБІТУ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 48090;
e-mail: physics@nimg.edu.ua

Надійність методів аналізу розробки нафтових покладів відіграє важливу роль в процесі проектування. Методи оперативного аналізу та математичного моделювання громіздкі та енергозатратні. Проведено аналіз ефективності існуючих методів. Запропоновано математично обґрунтований метод прогнозування видобутку нафти з врахуванням фактичної зміни основних показників розробки.

Ключові слова: нафта, дебіт, прогнозування, поклад.

Надежность методов анализа разработки нефтяных залежей играет главную роль в процессе проектирования. Методы оперативного анализа и математического моделирования энергозатратные и трудоемкие. Проведено анализ существующих методов. Предложено математически обоснованный метод прогнозирования добычи нефти с учетом фактических изменений основных показателей разработки.

Ключевые слова: нефть, дебит, прогнозирование, залежь.

The reliability of analysis methods of oil deposits development plays an important role in the engineering process. Methods of real-time evaluation and mathematics simulation are energy cost and awkward. The analysis of existing methods has been carried out. The mathematically based method of oil production forecast considering the real change of major production ratio has been put forward.

Keywords: oil, production, forecasting, deposit.

Швидкість та надійність методів аналізу розробки нафтових покладів відіграє важливу роль в процесі проектування розробки та оцінки ефективності впровадження методів інтенсифікації вилучення вуглеводнів. Для прийняття об'єктивного рішення щодо подальшої розробки необхідно досконало володіти методами оперативного аналізу та вмінням правильно інтерпретувати отримані результати. На сьогоднішній день найбільш точними методами оцінки та прогнозування розробки є методи математичного моделювання. Проте ці методи вимагають значних людських та машинних ресурсів. На відміну від вищезазначених, графоаналітичні методи з використанням диференціальних та інтегральних характеристик витіснення відрізняються простотою та швидкістю обробки даних і забезпечують прийнятну точність в розрахунках.

Експрес-методи прогнозування мають чисто емпіричний характер та розглядаються як статистичні методи моделювання. У нафтопромисловій практиці, в основному, здійснюється

прогнозування поточного і накопиченого видобутку нафти та рідини, обводнення продукції та коефіцієнта нафтовилучення, а також визначення початкових видобувних запасів. Дослідженням цього питання займалось широке коло вчених. Загальновідомі методи Пірвердяна, Казакова, Назарова і Сипачова, Копитова та Максимова [1, 2, 3].

Нижче авторами розглядається методика оцінки дренуваних запасів та прогнозування видобутку нафти за падінням дебіту, яка була вперше запропонована Лейбензоном [2] та досить часто використовується в інженерних розрахунках під час складання науково-технічної документації з розробки нафтових родовищ:

$$q_t = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}, \quad (1)$$

де: q_t – поточний дебіт нафти на момент часу t ;
 q_0 – початковий дебіт нафти;
 Q_0 – початкові запаси нафти;
 t – час.

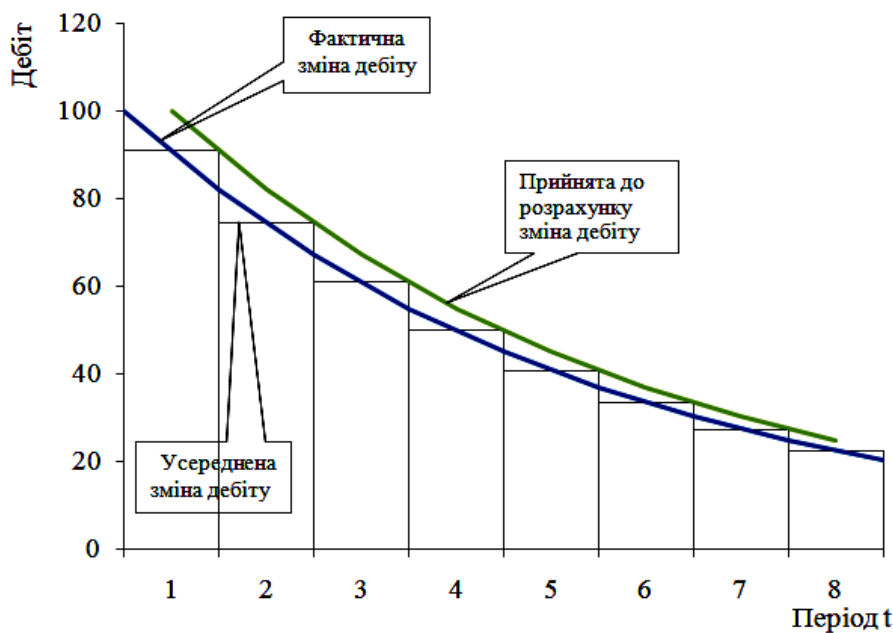


Рисунок 1 – Схематична залежність фактичної, усередненої за період та прийнятої до розрахунку змін дебіту у часі

З метою визначення дренуваних запасів Q_0 за рівнянням (1) використовують графічну побудову залежності поточного дебіту від накопиченого видобутку (методика 1). Для подальшого прогнозування видобутку нафти застосовують графічну залежність дебіту від відпрацьованих свердловино-днів. Проте на практиці розрахунки за даною формулою пов'язані з певними труднощами.

Визначення видобувних запасів нафти передбачає побудову залежності дебіту нафти на цей же момент. Проте у випадку, коли на покладі працює значна кількість свердловин та поклад розробляється тривалий час, не завжди можливо побудувати таку залежність. Обумовлено це тим, що ряд свердловин періодично зупиняється для проведення ремонтних робіт та інших геолого-технічних заходів. Тому для визначення видобувних запасів досить часто будується залежність середньорічного або середньомісячного дебіту від накопиченого видобутку. В такому випадку величина дебіту усереднюється в інтервалі часу $t_{n+1}-t_n$. Таким чином, на кінець періоду t_{n+1} для розрахунку використовується завищене значення дебіту. Графічно це може мати вигляд стрибкоподібної усередненої зміни дебіту в часі (сходінками), хоча фактичний дебіт змінюється плавно та поступово. Схематично таку залежність зображено на рис. 1.

Як видно з рис. 1, різниця між фактичною зміною дебіту і прийнятою для розрахунку буде тим більша, чим більшою кількістю свердловин працює на покладі та чим більший крок зміни часу. Не врахування цієї обставини призводить до того, що під час прогнозування видобутку нафти в координатах $q-t$ буде отримано дещо завищені значення відборів. Нижче це більш докладно буде висвітлено на прикладі нафтово-

го покладу об'єкта В-22+Т-1 Бугруватівського родовища.

На рис. 2 зображено залежність дебіту нафти від накопиченого видобутку, а на рис. 3 – залежність дебіту від відпрацьованих свердловино-днів. На рис. 2 виділено два характерні періоди розробки, що дозволяють провести оцінку видобувних запасів. Так, за першою лінійною ділянкою 1 кривої запаси нафти оцінено в об'ємі 917 тис. т, за ділянкою 2 – 1447,62 тис. т. За цими ж періодами розробки побудовано експоненціальні кореляційні криві на рис. 3, що також дають змогу провести оцінку запасів (методика 2).

Рівняння 1 можна записати у такому вигляді:

$$q_t = q_0 e^{-ct}, \quad (2)$$

де $c = \frac{q_0}{Q_0}$ – коефіцієнт;

Отже, відносно початкових запасів отримуємо формулу:

$$Q_0 = \frac{q_0}{c}. \quad (3)$$

Підставляючи коефіцієнт "с" з кореляційних залежностей рис. 3 у рівняння (3), за першою ділянкою отримуємо запаси 2438,901 тис т, за другою – 1052,48 тис. т.

Порівняно із запасами, отриманими згідно з побудовами на рис. 2, отриману значну різницю та нехарактерне зменшення величини запасів у часі. Пов'язано це з тим, що для коректної оцінки запасів необхідно перебудувати графічну залежність, зображену на рис. 3, таким чином, щоб початок кожного характерного періоду розробки починався з нульового значення відпрацьованих свердловино-днів. Перебудовані таким чином графічні залежності наведено

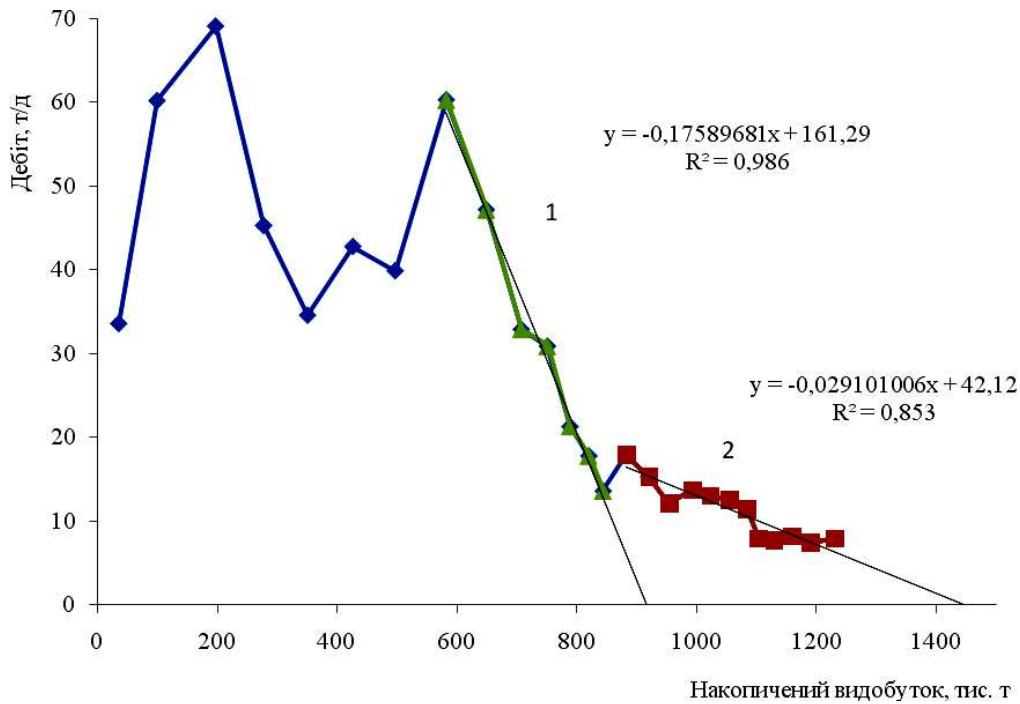


Рисунок 2 – Залежність дебіту від накопиченого видобутку нафти

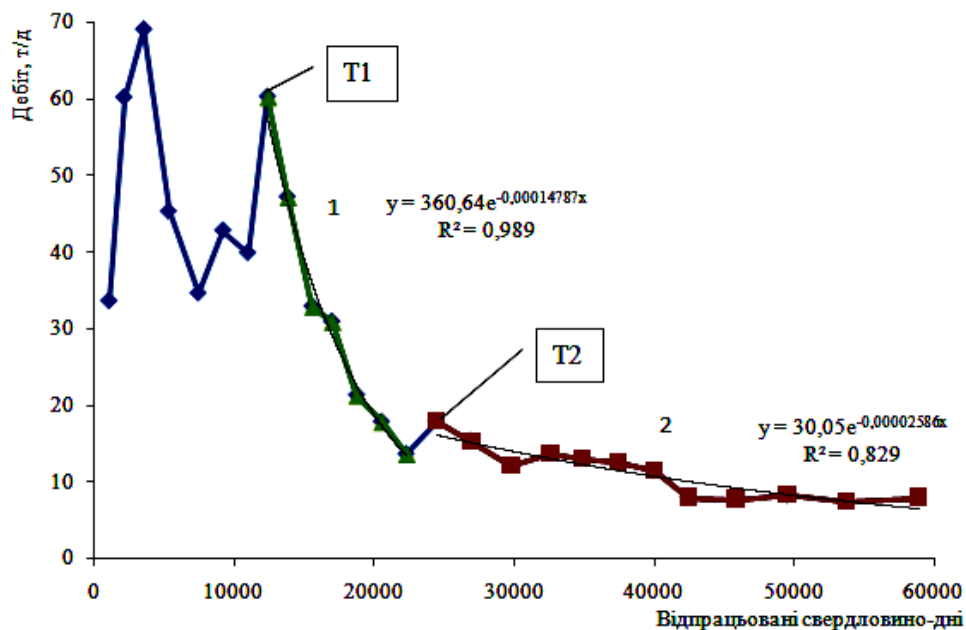


Рисунок 3 – Залежність дебіту нафти від відпрацьованих свердловино-днів

на рис. 4 та рис. 5. Як бачимо, коефіцієнти кореляції порівняно з рисунком 3 не змінилися, проте змінилися коефіцієнти рівнянь, і розраховані по-новому величини видобувних запасів нафти тепер становлять відповідно 481,84 тис. т та 653,24 тис. т. Як свідчать результати аналізу, розраховані запаси є початковими на моменти часу T_1 та T_2 (рис. 3) і для знаходження загальних запасів необхідно до знайдених величин додати накопичений видобуток нафти станом на моменти часу T_1 та T_2 відповідно. Таким чином, остаточно отримуємо величини видобувних запасів: за ділянкою кривої 1 – 979 тис. т та 1497,84 тис. т за ділянкою кривої 2. Для на-

очності зведемо величини знайдених запасів до таблиці 1.

Таким чином, різниця в оцінці запасів становить: за першою ділянкою – 6,77 %, за другою – 3,47 %. Наскільки велика ця різниця можна орієнтовно оцінити, виходячи з наступних міркувань. З рівняння (1) випливає, що дебіт зменшиться в 2,71 рази у випадку, коли добуток $q_0 t$ буде рівний величині запасів Q_0 . Звідси можна знайти певний характерний термін розробки T_0 :

$$T_0 = \frac{Q_0}{q_0} \quad (4)$$

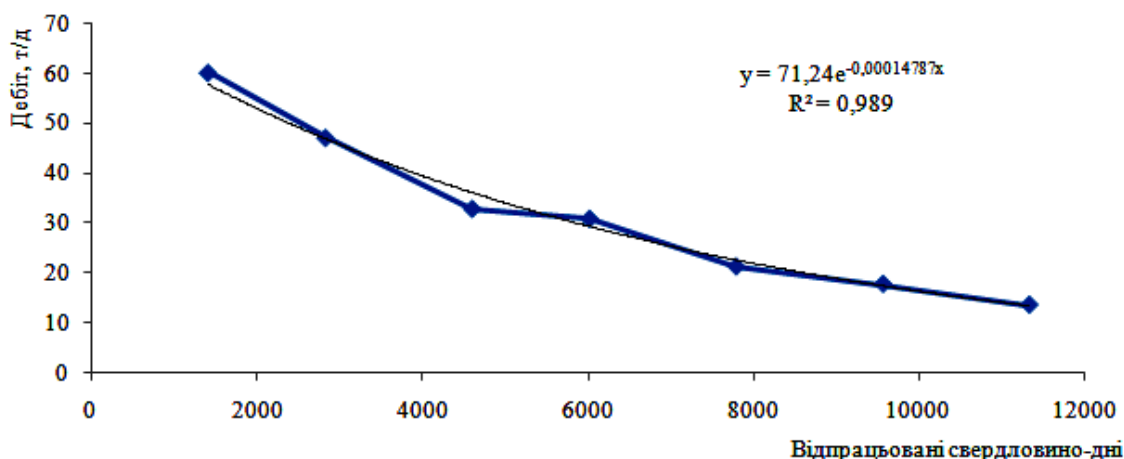


Рисунок 4 – Залежність дебіту нафти від відпрацьованих свердловино-днів за ділянкою 1

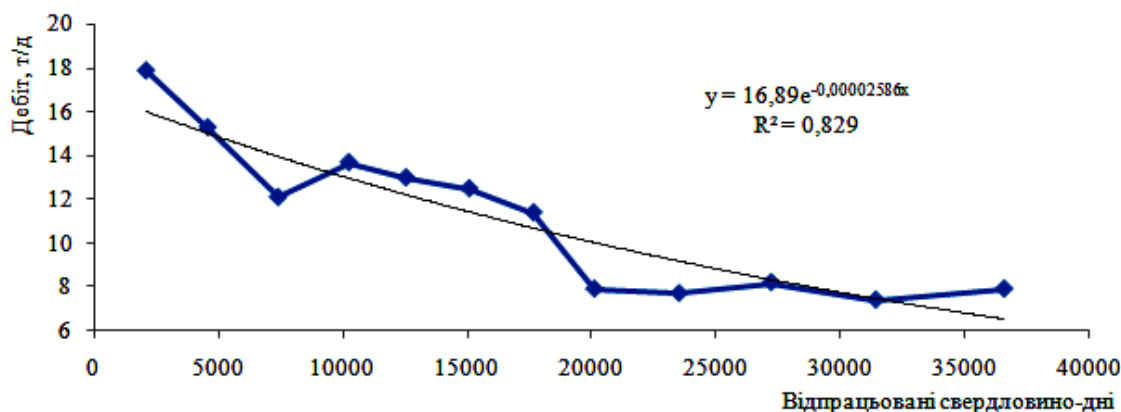


Рисунок 5 – Залежність дебіту нафти від відпрацьованих свердловино-днів за ділянкою 2

Таблиця 1 – Порівняння початкових видобувних запасів, розрахованих за методиками 1 та 2

Тип залежності	Початкові запаси, тис. т	
	Ділянка 1	Ділянка 2
q-t (методика 2)	979,04	1497,84
q-Q _{нак} (методика 1)	917,00	1447,64
Абсолютна різниця, тис.т	62,04	50,20
Відносна різниця, %	6,77	3,47

Порівняння прогностичних термінів розробки наведено в таблиці 2. Як бачимо, незначне відхилення у величині видобувних запасів достатньо суттєво впливає на величину прогностичного терміну розробки покладу. Метод визначення запасів відіграє досить важливу роль у подальшому проектуванні розробки.

Відповідно пропонуємо використовувати методику 1 з тих міркувань, що залежність лінійна і однозначно сходиться в точці, рівній видобувним запасам, незалежно від початкового відхилення (рис. 6).

Такий висновок випливає з того, що видобуток нафти за період $t_{n+1}-t_n$ розраховуємо за рівнянням, яке отримане з рівняння (1) після інтегрування в інтервалі від t_n до t_{n+1} :

$$Q = Q_0 \left(e^{\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0}} - e^{\frac{q_0 \cdot t_{n+1}}{Q_0}} \right), \quad (5)$$

де Q – видобуток нафти за період $t_{n+1}-t_n$.

При побудові залежності використовується середнє значення q_{cp} , яке становить:

$$q_{\bar{n}\delta} = \frac{\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0} - \frac{q_0 \cdot t_{n+1}}{Q_0}}{t_{n+1} - t_n}. \quad (6)$$

Якщо задати, що $t_{n+1} \Rightarrow \infty$ та крок зміни часу постійний ($t_{n+1}-t_n = \text{const}$), тоді з рівняння (6) отримуємо, що $q_{cp} \Rightarrow 0$. За тих же умов до нуля також прямує значення фактичного дебіту нафти, розрахованого за рівнянням (1). Відповідно різниця:

$$\Delta = \frac{\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0}}{t_{n+1} - t_n}. \quad (7)$$

Якщо прийняти, що $t_{n+1} - t_n \Rightarrow 0$, то $\Delta \Rightarrow 0$.

Таблиця 2 – Порівняння термінів розробки за методиками 1 та 2

	Дебіт q_0 , тон/день	Період розробки, дні		Абсолютна різниця, дні	Абсолютна різниця, роки
		$q-t$ (методика 2)	$q-Q_{\text{нак}}$ (методика 1)		
Ділянка 1	71,24	13740,87	12870,12	870,75	2,39
Ділянка 2	16,89	88629,62	85659,30	2970,33	8,14

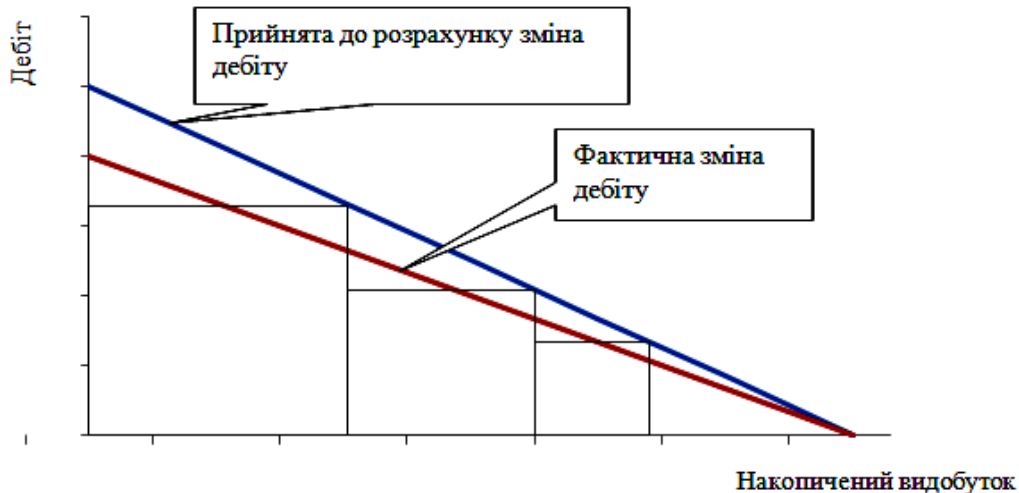


Рисунок 6 – Збіжність екстраполяцій зміни дебіту в точці, рівній видобувним запасам

Таблиця 3 – Порівняння прогнозного видобутку за двома методиками

Період	Накопичені свердловино-дні	Видобуток нафти за період, тис. т		Накопичений видобуток нафти за період, тис. т		Різниця за накопиченим видобутком	
		Рекомен- дована методика	Екстраполя- ція за коре- ляційною залежністю	Рекомен- дована методика	Екстраполя- ція за коре- ляційною залежністю	абсолютна, тис. т	відносна, %
1	61911,51	16,49	18,48	1248,68	1250,67	1,99	0,16
2	64959,45	16,27	17,08	1264,95	1267,75	2,80	0,22
3	68007,39	14,94	15,78	1279,89	1283,53	3,65	0,28
4	71055,33	13,72	14,59	1293,60	1298,12	4,52	0,35
5	74103,27	12,59	13,48	1306,20	1311,60	5,41	0,41
6	77151,21	11,56	12,46	1317,76	1324,06	6,30	0,48
7	80199,15	10,62	11,52	1328,38	1335,58	7,20	0,54
8	83247,09	9,75	10,64	1338,13	1346,22	8,09	0,60
9	86295,03	8,95	9,84	1347,08	1356,06	8,97	0,67
10	89342,97	8,22	9,09	1355,31	1365,15	9,84	0,73
11	92390,91	7,55	8,40	1362,86	1373,55	10,69	0,78
12	95438,85	6,93	7,76	1369,79	1381,31	11,53	0,84

Для знаходження початкового дебіту q_0 з рівняння (1) після перетворень відносно довільних періодів розробки одержали рівняння:

$$q_0 = \frac{\ln(q_{t_n}) - \ln(q_{t_{n-1}})}{\frac{t_{n-1}}{Q_0} - \frac{t_n}{Q_0}}, \quad (8)$$

де: t_{n-1} , t_n – кількість відпрацьованих свердловино-днів на $n-1$ та n -ий період відповідно;

q_{t_n} , $q_{t_{n-1}}$ – значення дебіту на моменти часу t_n , t_{n-1} відповідно.

Підсумовуючи сказане, пропонуємо удосконалену методику розрахунку прогнозованих показників, згідно з якою необхідно:

оцінку запасів Q_0 проводити за методом прямої лінії в координатах $q-Q_{\text{нак}}$;

значення q_0 на початок розрахункового періоду знаходити за рівнянням (7);

для розрахунку прогнозного видобутку нафти використовувати рівняння (4).

Для прикладу наведемо прогнозний розрахунок за рекомендованою методикою та за кореляційним рівнянням з рис. 3 за ділянкою 2.

Вихідні дані станом на момент часу T2: крок зміни часу – 3047,94 свердло-вино-дні, накопичений видобуток нафти 1232,19 тис. тон, накопичені свердловино-дні – 58863,6. Порівняння показників наведено в таблиці 3.

Як видно з таблиці 3, абсолютна похибка за накопиченим видобутком нафти за 12 прогнозних періодів (в даному випадку один період рівний року) становить 11,53 тис. т, або 0,84 %. Різниця за накопиченим видобутком досить значна і її врахування може суттєво вплинути на подальшу розробку покладу, наприклад під час проектування подальшого розбурювання. Неврахування згаданих особливостей також може призвести до перевищення накопиченого прогнозного видобутку нафти над оціненими видобувними запасами.

Таким чином, у статті висвітлено проблематику, пов'язану з оперативною оцінкою запасів, та запропоновано математично обґрунтовану методику розрахунку прогнозних показників.

Література

1 Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підр. / В.С.Бойко.– 3-є доп. вид.-я. – К.: "Реал-Принт", 2004. – 695 с.

2 Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А.И.Акульшин. – М.: Недра, 1988. – 240 с.

3 Довідник з нафтогазової справи: довідник; під заг. ред. докторів тех. наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.–Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

20.04.11

Рекомендована до друку професором

В. С. Бойком