

УДК 622/276/1/4

ОСОБЛИВОСТІ СТАТИСТИЧНОГО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ І ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ НАФТОВОГО РОДОВИЩА НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ

В. С. Бойко, Р. Ф. Лагуш

*Івано-Франківський національний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (342) 99-41-96; e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Вирішується завдання з удосконалення методик статистичного підрахунку запасів і прогнозування показників розробки нафтового родовища на пізній стадії. Пропонується комплексне використання трьох методичних підходів і методів “голосування”, оцінювання дренажних запасів нафти, що припадають на одну свердловину, а відтак проведення оцінки необхідної кількості видобувних свердловин для відбору оцінених видобувних запасів нафти за методом “голосування” (чи затверджених ДКЗ).

Запропоновано нову методику прогнозування видобутку нафти на пізній стадії розробки родовища, обґрунтовано і застосовано нову характеристику для прогнозування обводненості продукції свердловин, що уможливує за прогнозованого видобутку нафти одержати прогнозований видобуток рідини та води. Наведено приклад застосування даних методик до конкретного покладу нафтового родовища.

Ключові слова: *нафтове родовище на пізній стадії розробки, статистичний підрахунок запасів, прогнозування технологічних показників розробки родовищ.*

В Україні більшість нафтових родовищ перебувають на пізній стадії розробки, а по великій кількості з них спостерігається значна розбіжність між проектними і фактичними показниками, що не дає змоги достовірно оцінити як перспективи конкретного родовища, так і перспективи власного видобутку нафти загалом [4]. Для проектування і прогнозування технологічних показників розробки нафтового родовища відомо статистичні і гідродинамічні методи [1]. У разі застосування групи методів підземної гідрогазомеханіки імовірнісної моделі покладу необхідно володіти повною інформацією про родовище для побудови детермінованої чи імовірнісної моделі покладу. Проте більшість таких родовищ розроблялися з давніх часів, коли не було виконано належних досліджень, тож щодо них така інформація відсутня. Тому на пізній стадії (точніше, на 4 і 5 стадіях проектування) здебільшого застовуються статистичні, зокрема екстраполяційні методи, що базуються на обробленні фактичних статистичних даних про видобуток нафти за минулий період (ретроспектива) та екстраполяції на перспективу і виражаються в характеристиках витіснення або характеристиках виснаження [1, 2].

У даній роботі пропонується удосконалення методики використання екстраполяційних методів для уточнення видобувних запасів, коефіцієнта кінцевого нафтовилучення і прогнозування показників розробки на перспективу на прикладі одного із нафтових родовищ, причому розглянуто три методичні підходи.

За *першим методичним підходом* використано відомі характеристики витіснення [1, 2], із яких у галузевому документі [3] на основі широкого аналізу процесу розробки великої кількості нафтових родовищ рекомендовано до використання 12 характеристик витіснення, а серед них стосовно до 24 теригенних об'єктів на родовищах Урало-Поволжя і Північного Кавказу рекомендовано всього три способи: Назарова-Сипачова; Камбарова-Алмамедова-Махмудова; Пірвердяна [1].

Величину дренуваних запасів розраховано за характеристиками витіснення Назарова-Сипачова, Камбарова-Алмамедова-Махмудова і Пірвердяна з наступним удосконаленням методики підрахунку запасів, запропонованим авторами.

Характеристика витіснення дає величину видобувних запасів нафти, які залучені до розробки існуючою кількістю працюючих свердловин. У міру освоєння родовища, тобто в міру його розбурювання, кількість свердловин зростає, а, значить, зростає величина запасів нафти, які залучені до розробки або, іншими словами, зростає величина дренуваних запасів, що враховано авторами. Якщо величина дренуваних запасів стабілізується на певному рівні, то це означає, що дренувані запаси стають рівними видобувним запасам нафти. Для того, щоб статистично згладити коливання показників розробки в часі, ми взяли як аргумент кількість останніх років розробки і назвали їх базою для підрахунку запасів. Відповідно до перебігу фактичних показників розробки в часі для основного об'єкта вибрано базисний (ретроспективний) період.

За *другим методичним підходом*, враховуючи наявність етапів вивнаження пластової енергії як по родовищу і об'єктах, так і в локальних зонах біля окремих свердловин, ми використали залежність річного (місячного) відбору (дебіту) нафти від накопиченого відбору нафти, яка впливає із теоретичного закону падіння дебіту, виведеного Л. С. Лейбензоном [1], а, відтак, розвинутого І. Г. Пермяковим [2]. В основу своїх досліджень І. Г. Пермяков поклав закон однакових припущень. Звідси він показав, що кожний режим роботи продуктивного пласта характеризується однією, притаманною лише йому, канонічною формою кривої “дебіт – накопичений видобуток” незалежно від розміру покладу, темпів розробки і густоти мережі свердловин. Для прогнозування показників розробки і розрахунку видобувних запасів запропоновано спадні гілки згладити по прямій. Це перевірено [2] на прикладі великої кількості родовищ, розробка яких практично завершена (похибка прогнозу не виходить за межі 1-3%). Апроксимаційна крива проводиться з точки, яка відповідає накопиченому видобутку нафти, за якого розпочинається різке зниження дебіту, тобто на горизонтальній осі накопиченого відбору нафти маємо відрізок ОМ. Відрізок ОС відповідає накопиченому видо-

бутку, за якого спостерігається різкий згин спадної гілки. Продовжуючи спадну пряму на горизонтальній осі накопичених відборів нафти отримуємо відрізок ОВ. Шуканий відрізок ОА на горизонтальній осі накопичених відборів відповідає величині видобувних запасів. Відношення відрізків ОМ/ОА, ОС/ОА і ОВ/ОА називають коефіцієнтами подібності. За фактичними даними розробки конкретного покладу із графіків знаходимо величини відрізків ОМ, ОС, ОВ, а відтак розраховуємо відрізок ОА, тобто величину видобувних запасів. Коефіцієнти подібності вибираються в залежності від умов розробки та геолого-промислової характеристики конкретного родовища. На основі роботи [2] ми вибирали такі значини параметрів подібності для умов даного родовища: $ОМ = 20 \pm 1\%$; $ОС = 73 \pm 1\%$; $ОВ = 83 \pm 2,5\%$.

Третій *методичний підхід* полягає в підборі залежностей зміни показників розробки родовища і об'єктів у часі (характеристика або крива виснаження [1]). Оскільки кількість видобувних свердловин змінювалася і буде змінюватися в перспективі (наприклад, через високу обводненість видобуваної продукції), то насамперед досліджено зміну добового дебіту свердловини на відпрацьований свердловино-день.

Апроксимаційні залежності (статистичні моделі) підбрано згідно з трьома методичними підходами і розглянуто на прикладі одного з покладів вибраного родовища, відтак з використанням відповідних моделей виконано уточнення видобувних запасів нафти.

Відповідно, за першим методичним підходом методи Назарова-Сипачова і Камбарова-Алмамедова-Махмудова характеризуються найвищими коефіцієнтами кореляції порівняно з методом Підвердяна. При цьому стабілізація дренажних запасів здебільшого є характерною для методу Камбарова-Алмамедова-Махмудова; деяку зміну дає метод Назарова-Сипачова і велику – метод Пірвердяна.

Характеристику витіснення по покладу за методом Камбарова-Алмамедова-Махмудова зображено на рис. 1.

Величину видобувних запасів нафти покладу беремо за методом Камбарова-Алмамедова-Махмудова, яка рівна величині за період останніх 6 років, а саме 222,58 тис. т. Запаси нафти покладу, які підраховано за об'ємним методом (247 тис. т) і за характеристикою витіснення (222,581 тис. т), є близькими за значиною (запаси, підраховані об'ємним методом, більші на 10,97%).

За другим методичним підходом взято залежності “річний відбір нафти – накопичений відбір нафти” (рис. 2). За коефіцієнтами подібності відповідно до точок М, С і В отримано видобувні запаси 400,13 тис. т, 159,12 тис. т і 158,69 тис. т.

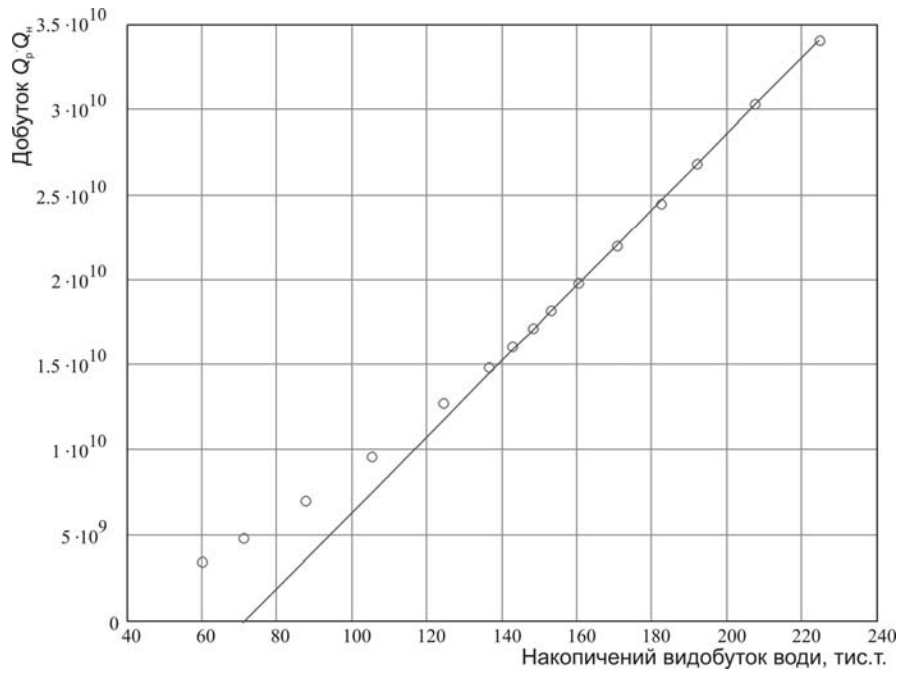


Рис. 1. Залежність добутку накопичених відборів нафти і рідини від накопичених відборів води для вибраного покладу за характеристикою витіснення Камбарова-Алмамедова-Махмудова (апроксимаційні коефіцієнти становлять $a = -1,5901 \times 10^{10}$; $b = 222587,28$; коефіцієнт кореляції – 0,999832)

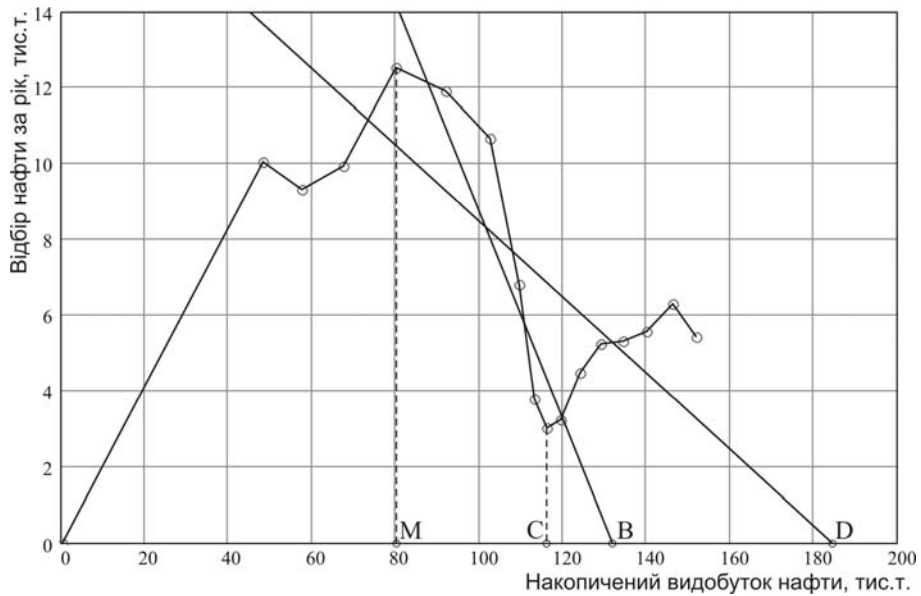


Рис. 2. Залежність річних відборів нафти від накопичених відборів нафти для вибраного покладу

Оскільки залежність на рис. 2 не має чітко вираженого класичного характеру, то нами підібрано кореляційну лінійну залежність для спадної гілки за річними відборами (рис. 2). Відповідно, видобувні запаси оцінюються величиною (точка D) 222,41 тис. т. Через розбіжність величин рекомендуємо використати принцип “голосування”, тоді середньоарифметична величина запасів, які отримано для точок M, C, B і D, дорівнює:

$$\frac{400,13 + 159,12 + 158,69 + 222,41}{4} = 235,09 \text{ тис. т.}$$

Дані запаси практично збігаються із запасами, що були підраховані за об’ємним методом (247 тис. т), розбіжність між ними становить 5,06%. Порівняно з величиною запасів, що отримано за характеристикою витіснення (222,58 тис.т), вони є більшими на 5,62%.

Згідно третього методичного підходу на рис. 3 показано зміну фактичного дебіту нафти на відпрацьований свердловино-день у часі по покладу за розрахунковий період (з 01.01.1992 р.) згідно із методом у напівлогарифмічних координатах.

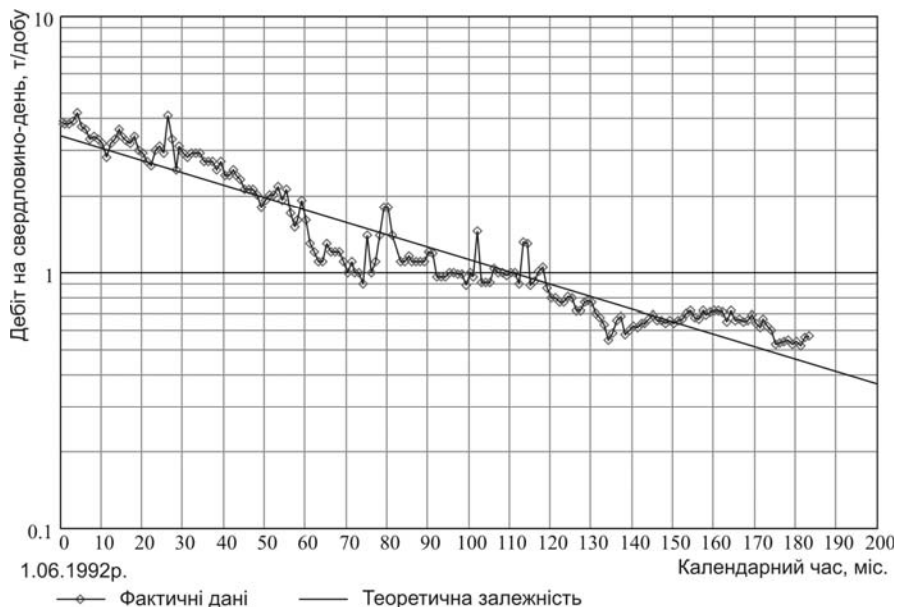


Рис. 3. Залежність середньодобового дебіту нафти однієї свердловини у часі в напівлогарифмічних координатах по вибраному покладу (коефіцієнт кореляції -0,955068)

За фактичними даними за методом найменших квадратів з використанням ПК в системі Mathcad підібрали експоненціальну залежність. Параметри залежності (по дебіту нафти): $q_0 = 3,40299$ т/добу; $a = 1,11371 \cdot 10^{-2}$ 1/міс.; коефіцієнт кореляції рівний -0,955068.

Відповідно розраховуємо видобувні (дреновані) запаси нафти, що припадають на одну свердловину,

$$Q_{\text{св}} = \frac{q_0}{a} = \frac{3,40299 \cdot 30,4}{1,11371 \cdot 10^{-2}} = 9288,89 \text{ т}$$

і дренавані запаси нафти покладу

$$Q = Q_{\text{св}} \cdot 27 + 42,751 = 293,551 \text{ тис. т,}$$

де 30,4 – середня розрахункова кількість днів у місяці; 27 – кількість свердловин, які розробляють поклад; 42,751 тис. т – накопичений видобуток із покладу станом на початок січня 1992 р. (початок базисного періоду).

Розрахована величина дренаваних запасів (293,551 тис. т) значно перевищує величину початкових видобувних запасів (247 тис. т), затверджених Центральною комісією із запасів корисних копалин (ЦКЗ), що може свідчити про повноту охоплення розробкою усіх видобувних запасів покладу існуючим фондом свердловин.

Таким чином, за принципом “голосування” згідно з галузевим документом [3] величину початкових видобувних запасів нафти покладу для аналізу визначаємо як середньоарифметичну значину з величин отриманих за трьома методичними підходами

$$\frac{222,58 + 235,09 + 312,129}{3} = 256,60 \text{ тис. т,}$$

тобто 256,60 тис.т, що відрізняється від підрахованих за об’ємним методом на 3,74%.

Відповідно уточнені запаси нафти за трьома підходами становлять 256,6 тис.т.

Додатково виконано розрахунки запасів нафти ще за двома методами.

За методом “дебіт нафти – відсоток відбору видобувних запасів” отримано за базовий період величину дренаваних запасів у розмірі 79,2% від затверджених початкових видобувних запасів, тобто запаси рівні $247 \times 0,792 = 195,6$ тис. т (рис. 4).

За методом “накопичений відбір нафти – час” одною свердловиною можна відібрати 9,289 тис. т нафти (рис. 5).

Поклад розробляється з липня 1983 р. За час експлуатації станом на 01.01.2008р. із покладу видобуто 151,69378 тис. т нафти і 244,2827 тис. т рідини. Залишкові балансові запаси нафти – 839,30622 тис.т; залишкові видобувні запаси – 95,30622 тис.т; річний темп відбору від початкових балансових запасів – 0,5448% (розрахунок ведеться від запасів, затверджених ЦКЗ). На сьогодні в експлуатації на перебуває 27 діючих свердловин (з початку розробки перебувало в експлуатації 45 свердловин).

Звідси, на покладі слід мати таку кількість свердловин: $247/9,289 = 27$, а за станом на 01.01.2008 р. на покладі працює 27 свердловин.

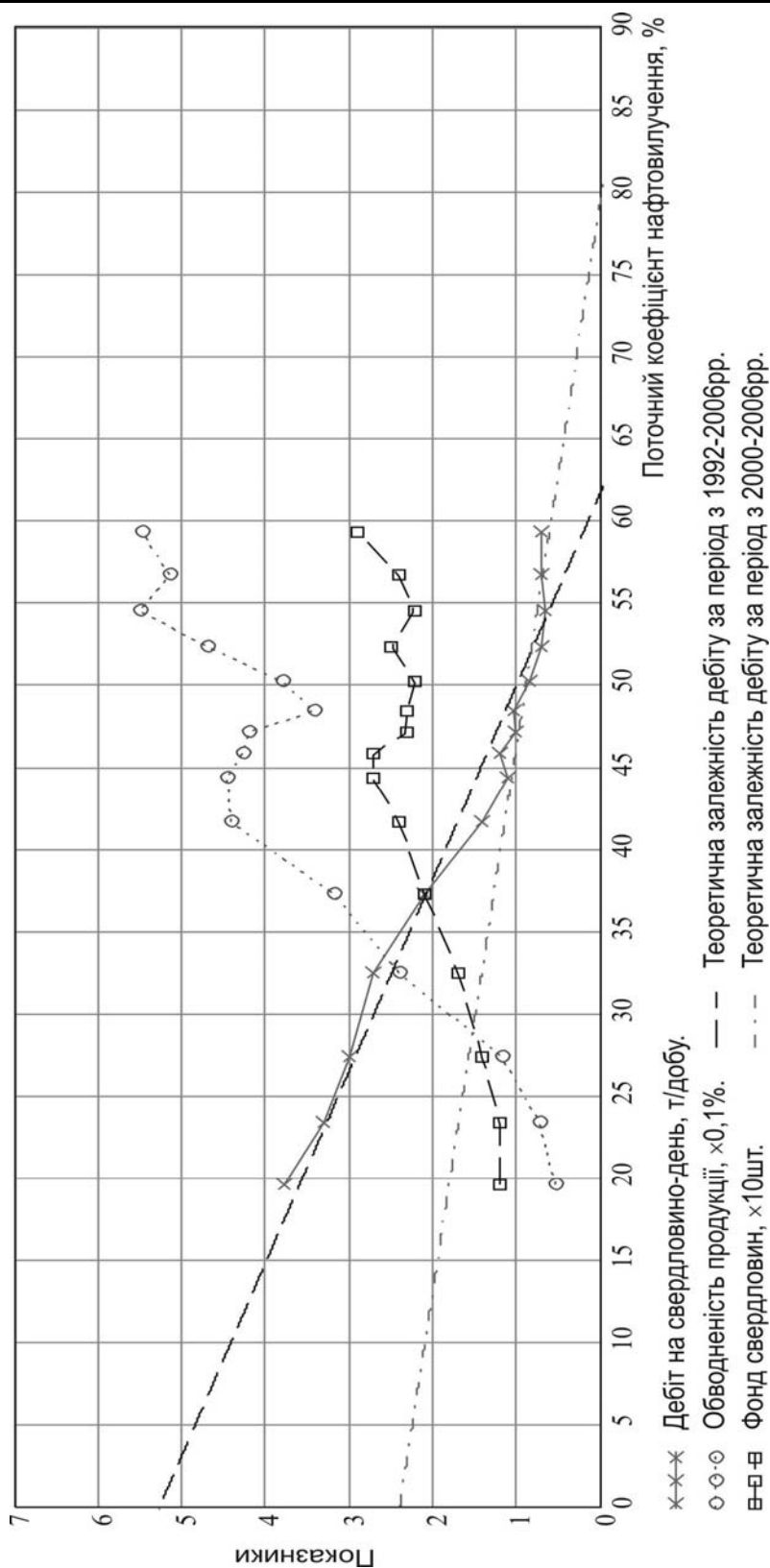


Рис. 4. Залежності зміни показників розробки родовища від поточного коефіцієнта нафтовилучення

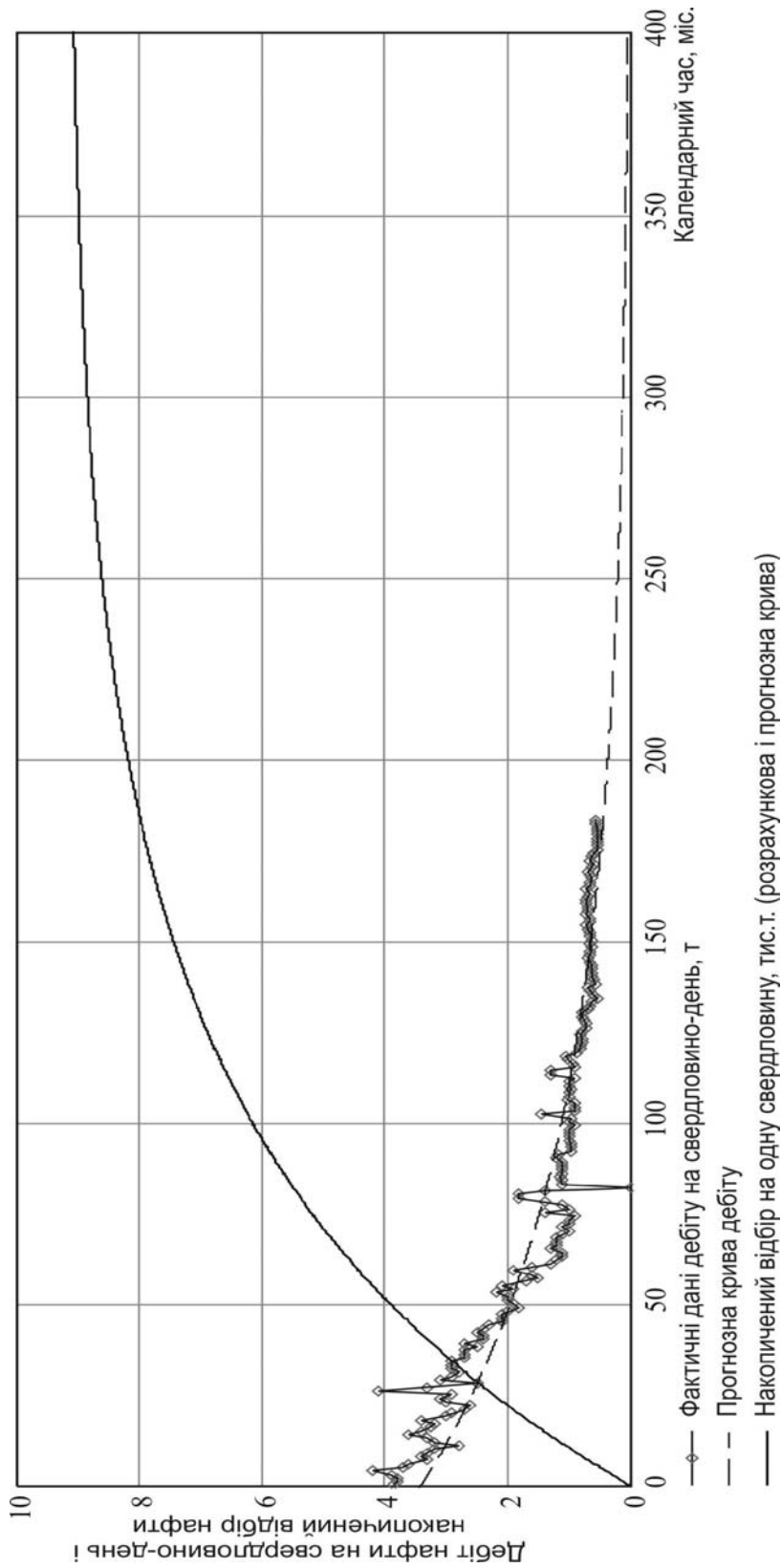


Рис. 5. Зміна показників розробки у часі

Теперішній третій стадії розробки розглядуваного нафтового покладу відповідає четверта-п'ята стадії проектування. Прогнозування показників розробки можна здійснювати за трьома методичними підходами. За першим методичним підходом, коли для розрахунку прогнозування показників розробки екстраполюється характеристика витіснення на перспективу, не враховуються зміни в системі розробки (ущільнення мережі чи вибуття із роботи свердловин), тому він не прийнятний для прогнозування. Враховуючи неklasичний характер залежності річного відбору нафти від накопиченого видобутку нафти за другим методичним підходом, останній також не прийнятний для прогнозування.

Третій методичний підхід полягає в підборі залежностей зміни показників розробки родовища і окремих об'єктів у часі. Оскільки кількість видобувних свердловин змінювалася і буде змінюватися в перспективі, наприклад, через високу обводненість продукції чи вибування із експлуатації, то в першу чергу досліджено зміну добового дебіту свердловини на відпрацьований свердловино-день.

Прогнозування видобутку нафти по покладу проведено за характеристикою витіснення, яку обґрунтував Л.С. Лейбензон. Поточний відбір (дебіт) у часі описуємо залежністю, яка нами використовується для виконання прогнозування:

$$Q(t) = \alpha e^{-kt}, \quad (1)$$

а накопичений відбір за залежністю

$$Q_H(t) = Q_3 \left(1 - e^{-kt}\right), \quad (2)$$

де α , k – емпіричні коефіцієнти; t – тривалість часу розробки покладу; Q_3 – початкові видобувні запаси нафти.

Відношення $Q_H(t)/Q_3$ – це поточний коефіцієнт нафтовилучення $\eta(t)$ із покладу.

Введемо поняття поточного коефіцієнта залишкових запасів нафти в покладі

$$\beta(t) = 1 - \eta(t), \quad (3)$$

або, інакше,

$$\beta(t) = \frac{Q_3 - Q_H(t)}{Q_3} = 1 - \frac{Q_H(t)}{Q_3}. \quad (4)$$

Тоді можемо записати:

$$\beta(t) = e^{-kt}, \quad (5)$$

звідки маємо

$$\ln \beta(t) = -kt. \quad (6)$$

На основі цього виконано прогнозування накопиченого видобутку нафти, а відтак і річного, за відомими запасами нафти. Накопичений відбір нафти в часі є інтегральною функцією, яка меншою мірою піддається флуктуаціям, ніж поточний відбір.

Для визначення накопиченого відбору $Q_H(t)$ за фактичною величиною початкових запасів Q_3 за формулою (4) розраховуємо поточний

коефіцієнт залишкових запасів і будуємо графічну залежність (6), а відтак розраховуємо коефіцієнт кореляції r для цієї лінійної залежності. За найбільшою значиною коефіцієнта кореляції підбираємо базовий ретроспективний період для точок, які лежать на кореляційній прямій (у роках, чи за кількістю розрахункових точок).

На наступному етапі із даної залежності знаходимо емпіричний коефіцієнт k .

Оскільки за Л. С. Лейбензоном поточні видобувні запаси нафти складають

$$Q_3 = \frac{\alpha}{k}, \quad (7)$$

то знаходимо емпіричний коефіцієнт

$$\alpha = kQ_3. \quad (8)$$

Прогнозування поточних і накопичених відборів нафти на перспективу проведено на основі залежностей $Q(t)$ і $Q_H(t)$ за знайдених з використанням фактичних накопичених відборів емпіричних коефіцієнтів α і k .

Для прогнозування обводненості продукції використано залежність зміни масової частки води в продукції свердловин у часі:

$$n_a = 1 - e^{\alpha_1 t}, \quad (9)$$

де n_B – масова частка води в продукції свердловин; α_1 – емпіричний коефіцієнт; t – тривалість часу розробки покладу.

Дану залежність перетворюємо до вигляду:

$$1 - n_a = e^{\alpha_1 t}, \quad (10)$$

де, в свою чергу, $(1 - n_B) = n_H$ – частка нафти в продукції свердловин, що з часом прямує до 0.

Тоді, маючи фактичну зміну частки нафти в продукції свердловин у часі, визначаємо емпіричний коефіцієнт α_1 .

За відомою значиною коефіцієнта α_1 визначаємо частку нафти n_H на прогнозний період. Відтак за відомими прогнозною часткою нафти та прогнозним річним видобутком нафти, проводимо розрахунок річного видобутку рідини.

Таким чином, з метою удосконалення методик статистичного підрахунку запасів і прогнозування показників розробки нафтового родовища на пізній стадії нами запропоновано використання комплексно трьох методичних підходів і методу “голосування”, оцінювання дренажних запасів нафти, що припадають на одну свердловину, а, відтак, проведення оцінки необхідної кількості видобувних свердловин для відбору оцінених видобувних запасів нафти за методом “голосування” (чи затверджених). Запропоновано нову методику прогнозування видобутку нафти на пізній стадії розробки, застосовано нову характеристику для прогнозування обводненості продукції свердловин, що уможливило за прогнозованого видобутку нафти одержати видобуток рідини та води.

Література

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник. 4-е доповнене видання / В.С. Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений / И.Г. Пермяков. – Москва: Недра, 1975. – 128 с.
3. Руководящий документ “Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов”: РД 39-0147035-209-87. – Москва, 1987.
4. Іванюта М.М. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / за заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денєги, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Т. VI – Львів: УНГА, 1998 – 224 с.

*Стаття постувила в редакційну колегію 08.10.2009 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Кондратом Р.М.*

FEATURES OF STATISTICAL COUNT OF SUPPLIES AND PROGNOSTICATION OF INDEXES OF DEVELOPMENT OF OILFIELD ON A LATE STAGE

V. S. Boyco, R. F. Lagush

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivs'k, Carpats'ka street, 15;
tel. +380 (342) 99-41-96; e-mail: public@ifdtung.if.ua*

The task of improvement of methods of statistical count of supplies and prognostication of indexes of development of oilfield is decided on a late stage. It is suggested to take complex three methodical approaches and method of "voting", to estimate drenovate stock petroleums, which are on one mining hole, and consequently to conduct estimation of necessary amount of extractive mining holes for the selection of the appraised extractive supplies of petroleum after the method of "voting" (whether ratified DCZ).

A new method of prognostication of booty of petroleum is offered on the late stage of development of deposit, and a new description is applied for prognostication of water-beaten products of mining holes, that does possible at the booty of petroleum to get the forecast booty of liquid and water. The example of application of the given methods is resulted in relation to the concrete bed of oilfield.

Keywords: *oilfield on the late stage of development, statistical count of supplies, prognostication of technological indexes of development of deposits.*