

## Практична робота

### Підрахунок запасів нафти і газу родовища об'ємним методом

Найчастіше використовується для структур в платформних умовах, а поза ними - в комплексі з іншими методами.

Передумови застосування:

- ефективний водонапірний режим, а також гравітаційний режим;
- не ефективний водонапірний режим, режим газової шапки, рідше режим розчиненого газу, разом з статистичним і методом матеріального балансу. Отже, це *найбільш універсальний метод* підрахунку запасів. Він може застосовуватись налюбій стадії розвіданості покладів нафти.

*Недолік – громіздкість і оперування значною кількістю нерівноточних параметрів.*

**Підрахунок запасів нафти.** Сутність полягає у визначенні *кількості нафти, яка приведена до стандартних умов, у вирахованому корисному об'ємі порожнинного простору колектору.*

Для підрахунку застосовується формула:

$$Q = F \times h \times m \times \beta_n \times \rho_n \times \theta \times K_n$$

де  $Q$  – видобувні запаси нафти (кількість нафти у поверхневих умовах), т;  $F$  – площа нафтоносності підрахункового об'єкта,  $m^2$ ;  $h$  – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;  $m$  – коефіцієнт відкритої пористості;  $\beta_n$  – коефіцієнт нафтонасиченості пласта;  $\rho_n$  – густина нафти у поверхневих умовах,  $kg/m^3$ ;  $K_n$  – коефіцієнт нафтовилучення;  $\theta$  – перерахунковий коефіцієнт,  $\theta = 1/b$  ( $b$  – об'ємний коефіцієнт);  $b = Q_{n \text{ пл}} / Q_{n \text{ пов}}$  і завжди  $> 1$ ; наприклад,  $\theta = 1/1,5 = 0,666$ , а значить, усадка нафти становить 66,6 %;  $Q_{n \text{ пл}}$  – об'єм нафти у пластових умовах,  $m^3$ ;  $Q_{n \text{ пов}}$  – об'єм нафти у поверхневих умовах,  $m^3$ . Далі об'єми нафти перераховуються в одиниці маси на основі середньозваженої для покладу густини.

Для виконання підрахунку запасів нафти об'ємним методом під час проведення геологорозвідувальних робіт необхідно мати результати випробування свердловин, лабораторних і промислово-геофізичних досліджень колекторів і пластових флюїдів та дослідно-промислової розробки об'єктів. Для цієї мети повинні бути виконані такі роботи та узагальнення:

1. Побудовані підрахункові плани – структурні карти покрівлі пласта (колектора), для якого підраховуються запаси, з нанесенням результатів випробування свердловин та водо-нафтового контакту (ВНК). На плані обов'язково вказуються категорії запасів нафти на дату підрахунку запасів.

2. Карти ефективних товщин, пористості, нафтонасиченості всіх підрахункових планів.

3. Результати вивчення колекторських властивостей продуктивних горизонтів за лабораторними і геофізичними дослідженнями.

4. Фізико-хімічні властивості нафти (сепарованої та пластової).

5. Дані про виміри пластових тисків і температур усіх випробуваних горизонтів.

6. Результати випробування та дослідження свердловин (дебіти нафти, газу, води, пластовий тиск, температура).

7. Аналіз дослідно-промислової експлуатації свердловин та дослідно-промислової розробки покладів і родовища, дані про режими.

Площа нафтогазоносності  $F$  розраховується по підрахункових планах М 1:10 000 – 1: 50 000 залежно від розмірів покладу.

Ефективна нафтонасичена товщина  $h$  визначається якнайточніше за ГДС та результатами випробування, особливо для карбонатних колекторів, де перехідні зони можуть складати 5–10 м і робочі товщини пласта визначаються менш впевнено.

Середня ефективна нафтонасичена товщина пласта  $h_{\text{сер}}$ , м, визначається як середньоарифметична величина або як середньозважена на площі покладу або підрахункового плану за такими формулами:

$$h_{\text{сеп}} = \frac{\sum h_i}{n}, \text{ або } h_{\text{сеп}} = \frac{\sum h_i \cdot f_i}{\sum f_i}$$

$$h_{\text{сеп}} = \frac{\sum h_i \cdot f_i}{\sum f_i} = \frac{h_1 \cdot f_1 + h_2 \cdot f_2 + h_3 \cdot f_3 + \dots + h_i \cdot f_i}{f_1 + f_2 + f_3 + \dots + f_i},$$

де  $\sum f_i$  – площа покладу в межах нафтоносної частини,  $\text{м}^2$ .

Добутком площі нафтоносності  $F$  на середньозважену ефективну нафтонасичену товщину  $h_{\text{сеп}}$  отримують об'єм колекторів продуктивної товщі. Отже,  $F \times h$  – це *об'єм продуктивної частини пласта  $V$ ,  $\text{м}^3$* .

Точність розрахунку об'єму покладу залежить в основному від його площі (точності визначення границь) та ефективних товщин покладу. Тому об'єм розраховується за формулою:

$$V = f_1 \times h_1 + f_2 \times h_2 + \dots + f_n \times h_n$$

де  $f_1, f_2, \dots, f_n$  – площі ділянок однойменних ізопахіт,  $\text{м}^2$ ;  $h_1, h_2, h_n$  – середня товщина між сусідніми ізопахітами,  $\text{м}$ . Цифрові моделі покладу дозволяють одержати значно точніші результати.

Коефіцієнт відкритої пористості  $m$  береться за лабораторними даними та ГДС. Добуток  $F \times h \times m$  є *об'ємом нафтонасиченої частини пласта*.

Середня відкрита пористість береться за даними по кількох свердловинах, особливо для запасів категорії 111:

$$m_{\text{сеп}} = \frac{m_1 \cdot h_1 + m_2 \cdot h_2 + m_3 \cdot h_3 + \dots + m_i \cdot h_i}{h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_i} = \frac{\sum m_i \cdot h_i}{\sum h_i},$$

де  $m_1$  – середня відкрита пористість окремого прошарку, %;  $h_i$  – середня товщина прошарку,  $\text{м}$ .

Для всієї площі величина  $m$  на основі карт рівних значень найчастіше визначається за перерізами ізопахіт  $f$ .

Розрахунок середніх показників пористості на основі карти рівних значень застосовують тоді, коли встановлена закономірність у зміні цього параметра на всій площі. Тоді:

$$m = \frac{\sum m_i \cdot f_i}{\sum f_i}.$$

Цей метод визначення пористості для підрахунку запасів *найбільш надійний і його найчастіше застосовують на практиці.*

Коефіцієнт нафтонасиченості  $\beta_n$  в основному змінюється від 0,60 до 0,92 залежно від колекторських властивостей. Добуток  $F \times h \times m \times \beta_n$  має фізичний зміст *кількості нафти в кубічному метрі в пластових умовах, з урахуванням зв'язаної води.*

**Важливе правило:** *якщо пористість визначалась по керну, то коефіцієнт нафтонасиченості теж повинен братись по керну, має застосовуватись; якщо пористість взята за ГДС, то обидва параметри теж мають застосовуватись синхронно.* По окремих родовищах чітко проявлений ефект зменшення нафтонасичення з наближенням до ВНК.

Густина нафти, визначена в лабораторних умовах для 20°C (293 K), усереднюється для всіх проб пласта з різних свердловин. Добуток густини на попередні величини дає нам масу нафти в пласті у поверхневих умовах без урахування зміни об'єма нафти при піднятті на поверхню.

Перерахунковий коефіцієнт  $\theta$ , обернений до об'ємного коефіцієнта, завжди менший одиниці (усадка нафти).

Добуток всіх величин формули підрахунку запасів дає так звані **загальні запаси** в тоннах, в умовах, приведених до наземних.

**Видобувні запаси  $Q_{н\text{вид}}$**  одержимо, якщо перемножимо загальні запаси на коефіцієнт нафтовилучення  $K_n$ :

$$Q_{н\text{ вид}} = K_n \times Q_{н\text{ заг}}$$

Цей коефіцієнт завжди менший за одиницю і залежить від низки факторів. Діапазон змін складає від сотих часток до 0,7 – 0,8.

Таблиця 9.4 Коефіцієнти вилучення нафти на різних режимах розробки\*

Режими покладу (родовища)	РФ	США
Водонапірний	0,65—0,8	0,3—0,65
Пружноводонапірний	0,4—0,7	0,18—0,4
Ефективний газової шапки	0,5—0,7	0,18—0,4
Неефективний газової шапки	0,4—0,5	0,18—0,4
Розчиненого газу	0,2—0,4	0,14—0,32
Гравітаційний	0,1—0,2	

\* за даними М. О. Жланова [5].

**ТЕО** коефіцієнта нафтовилучення проводиться згідно з ДСТУ у вказаному вище документі 11.

## Приклад розрахунку

Підрахунок запасів нафти проводиться за формулою об'ємного методу

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot \rho \cdot \lambda \cdot \theta, \quad (\text{E.1})$$

де  $Q_{\text{бал}}$  – балансові запаси, тис. т;

$F$  – площа нафтоносності – 23 790 тис. м<sup>2</sup>;

$h$  – середня ефективна нафтонасичена товщина – 11,8 м;

$m$  – коефіцієнт пористості – 0,12 частки од.;

$\lambda$  – коефіцієнт нафтонасиченості – 0,89 частки од.;

$\rho$  – густина нафти в поверхневих умовах – 0,864 5 т / м<sup>3</sup>;

$\theta$  – перерахунковий коефіцієнт – 0,962 8 частки од.;

$\theta = \frac{1}{B}$ , де  $B$  об'ємний коефіцієнт.

Визначаємо початкові балансові запаси нафти

$$Q_{\text{бал}} = 23\,790 \cdot 11,8 \cdot 0,12 \cdot 0,89 \cdot 0,864\,5 \cdot 0,962\,8 = 24\,265 \text{ тис. т.}$$

Визначаємо витягуємі запаси нафти

$$Q_{\text{вит}} = Q_{\text{бал}} \cdot K, \quad (\text{E.2})$$

де  $K$  – коефіцієнт витягування нафти. Для даного пласта прийнятий 0,325 долі од.:

$$Q_{\text{вит}} = 24\,265 \cdot 0,325 = 7\,886 \text{ тис. т.}$$

Залишкові балансові запаси нафти на 01.01.200..р. складуть

$$Q_{\text{зал.бал}} = Q_{\text{бал}} - Q_{\text{вит}} \quad (\text{E.3})$$

де  $Q_{\text{вит}}$  – видобуток нафти з початку розробки на аналізовану дату – 5 093 тис. т.

$$Q_{\text{зал.бал}} = 24\,265 - 5\,093 = 19\,172 \text{ тис. т.}$$

Залишкові витягуємі запаси на 01.01.200... становлять

$$Q_{\text{ЗЛННТ}} = Q_{\text{ННТ}} - Q_{\text{ВНН}} \quad (\text{E.4})$$

$$Q_{\text{ЗЛННТ}} = 7\,886 - 5\,093 = 2\,793 \text{ тис. т}$$

Розрахунок балансових, видобутих, залишкових запасів газу:

$$V_{\text{БЛННН}} = Q_{\text{БЛННН}} \cdot \Gamma = 24\,265 \cdot 20,7 = 502,3 \text{ млн. м}^3 \quad (\text{E.5})$$

де  $\Gamma$  – газовий фактор по пласту –  $20,7 \text{ м}^3$ .

$$V_{\text{ВНННН}} = Q_{\text{ВНННН}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.6})$$

$$V_{\text{ВНННН}} = 7\,886 \cdot 20,7 = 163,2 \text{ млн. м}^3.$$

Залишкові балансові запаси газу на 01.01.200...:

$$V_{\text{ЗЛНННН}} = Q_{\text{ЗЛНННН}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.7})$$

$$V_{\text{ЗЛНННН}} = 19\,172 \cdot 20,7 = 396,9 \text{ млн. м}^3.$$

$$Q_{\text{ВННЗЛНН}} = Q_{\text{ВННЗЛНН}} \cdot \Gamma \quad (\text{E.8})$$

$$Q_{\text{ВННЗЛНН}} = 2\,793 \cdot 20,7 = 57,8 \text{ млн. м}^3.$$

Підраховані і залишкові запаси нафти по пластах на 1.01.2010 проставляються в таблицю Е1.

Таблиця Е1 – Початкові і залишкові запаси нафти і газу по пласту

Запаси нафти тис. т				Запаси газу млн м <sup>3</sup>			
Початкові		Залишкові		Початкові		Залишкові	
балансові	витягуємі	балансові	витягуємі	балансові	витягуємі	балансові	витягуємі
24 265	7 886	19 172	2 793	502,3	163,2	396,9	57,8