

Лекція

Підрахунок запасів та геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу

План

1. Етапи підрахунку запасів нафти і газу та ГЕО родовищ.
2. Міжнародні класифікації запасів та ресурсів. Класифікація запасів прийнята в Україні.
3. Методи підрахунку запасів.

Підрахунок запасів нафти, газу і газового конденсату і геолого-економічна оцінка родовищ (покладів) виконується у три етапи:

- підрахунок попередньо розвіданих запасів нафти, газу і конденсату, щодо яких виконано ГЕО-2 і які апробовано в установленому порядку, на підставі даних параметричних, пошукових і перших розвідувальних свердловин, ці запаси є підставою для складання проекту дослідно-промислової розробки родовища (покладу);

- підрахунок розвіданих запасів нафти, газу і конденсату за даними розвідувального буріння та дослідно-промислової розробки родовища (покладу) і виконання ГЕО-1 із проведенням експертизи і оцінювання цих запасів в установленому порядку, ці запаси є підставою для складання проекту промислової розробки родовища (покладу);

- підрахунок і уточнення запасів нафти, газу і конденсату, щодо яких виконано ГЕО-1 і які затверджено в установленому порядку, в процесі розробки родовища (покладу) з урахуванням даних експлуатаційного буріння і в окремих випадках додатково пробурених розвідувальних свердловин з метою переведення запасів у більш високі класи та категорії.

До введення родовища (покладу) в промислову розробку за матеріалами параметричного, пошукового, розвідувального буріння, пробної експлуатації параметричних, пошукових та розвідувальних свердловин, дослідно-промислової

розробки родовища (покладу) мають бути підраховані геологічні і видобувні запаси нафти, газу та конденсату всіх розвіданих і перспективних продуктивних горизонтів родовища та виконана детальна геолого-економічна оцінка родовища і затверджена в установленому порядку. При визначенні запасів нафти, газу і конденсату обов'язковому обліку підлягають супутні корисні компоненти, що містяться в них.

Основою для виконання ГЕО-1 і проектування промислової розробки є геологічна модель родовища (покладу) вуглеводнів, яка є відображенням сукупності його геолого-фізичних властивостей та промислових характеристик.

Обов'язковими складовими геологічної моделі є:

- структурні карти по відбиваючих горизонтах, що обґрунтовують геологічні моделі покладів;
- схеми детальної кореляції розрізів свердловин;
- детальні сейсмогеологічні профілі продуктивної частини розрізу за характерними напрямками: з нанесенням положень контактів (вода-нафта, газ-вода, газ-нафта свердловин) і результатів їх випробувань, якщо застосовується;
- структурні карти продуктивних комплексів родовища (покладу), карти покрівлі та підшови пластів-колекторів з нанесенням очікуваних зовнішнього і внутрішнього контурів продуктивності, зон виклинювання або фаціальних заміщень колекторів, а також ліній тектонічних порушень;
- дані з фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів (пористості, проникності), їх речовинного та мінерального складу, нафто-, газо- і водонасиченості;
- карти пористості, проникності, загальних і ефективних нафтогазонасичених товщин продуктивних горизонтів (пластів);
- дані з літолого-фізичних властивостей екрануючих порід (покришок) та характеру їх поширення по площі та розрізу, якщо вони присутні у розрізі;
- дані щодо режиму роботи покладів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів (нафти, газу, газового конденсату, води).

Для великих, крупних і унікальних родовищ рекомендується виконувати побудову цифрової геологічної моделі.

Підрахунок ресурсів і запасів проводять на всіх стадіях ГРР. Застосовна методика розрахунку і категорії запасів та ресурсів залежать від *ступеня розвіданості території*.

Ресурси вуглеводнів – їх кількість, яка ймовірно вміщується в надрах нерозвіданих та слабо вивчених територій, або у не вивчених та слабо вивчених інтервалах розрізів. Діляться на *прогнознi* D_1 та D_2 і *перспективні* C_3 .

Прогнознi ресурси категорії D_1 вміщуються в літолого-стратиграфічних комплексах регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю. Визначаються за результатами регіональних комплексних робіт та на основі аналогій.

Категорія D_2 включає ресурси крупних нафтогазоперспективних структур, продуктивність яких ще не доведена, тобто це слабо- або не вивчені території, у яких є нафтогазоносні аналоги в інших регіонах.

Перспективні ресурси категорії C_3 – нафтогазоперспективні структури з ознаками нафтогазоносності, в межах яких не встановлено прямих доказів основного типу, виду та властивостей флюїдів. Однак комплексними дослідженнями встановлені нафтогазоносні аналоги продуктивних об'єктів в цьому районі, у тому числі на флангах родовищ а також в глибоких не випробуваних горизонтах продуктивних розрізів.

Запаси вуглеводнів - кількість вуглеводнів, яка достатньо розвідана, доведена бурінням та комплексом досліджень і в основному вміщується у відкритих родовищах та місцескупченнях.

До категорії C_2 відносять запаси достатньо обгрунтовані, які знаходяться в нерозвіданих частинах покладу, в ще не випробуваних пластах родовища. Запаси цієї категорії розширяють перспективи нафтогазоносності і використовуються у плануванні ГРР.

Розвідані запаси категорії C_1 представляють запаси покладу або його частини, визначені на основі промислових притоків в свердловинах та результатів випробування пластів в декількох свердловинах. Параметри покладу і продуктивних пластів використовують в обгрунтуванні технологічної схеми розробки родовищ та в проектах дослідно-промислової розробки (ДПР).

В *категорію запасів В* включають запаси покладу або його частини, з встановленою промисловою нафтогазоносністю на різних гіпсометричних рівнях, причому ступінь вивченості покладу дозволяє обґрунтувати проект розробки покладу.

До запасів *категорії А* відносять такі, що вивчені детально бурінням і комплексом досліджень, і надійно визначені тип, форма і розміри покладу, ефективні нафто- або газонасичені товщини, мінливість колекторських властивостей, нафтогазонасиченості, складу і властивостей нафти, газу та конденсату, а також особливості покладу, від яких залежить ефективність розробки родовища.

2. Міжнародні класифікації запасів та ресурсів. Класифікація запасів прийнята в Україні

Вони базуються на «Міжнародній рамочній класифікації ООН запасів та ресурсів родовищ» і на класифікації Спілки інженерів-нафтовиків США (SPE, 2001).

В різних країнах світу використовують три основні класифікації: Комісії по цінним паперам та біржам США (SEC), Лондонської фондової біржі (LSE) та згадану вище класифікацію SPE. Вони відрізняються від класифікацій СНД *жорсткими вимогами до достовірності запасів.*

Класифікація SEC враховує тільки доведені і рентабельні запаси з ступенем достовірності не менше 90 %.

Класифікація LSE враховує доведені та ймовірні запаси (достовірність останніх не менше 50 %).

Класифікація SPE оперує доведеними, ймовірними та можливими запасами (достовірність останніх до 10 %).

Класифікація, прийнята в 1999 році в Україні, має характер *рамкової і поетапно буде наближатись до міжнародних вимог*. Використовуються три головні ознаки:

- промислове значення або рівень економічної ефективності,
- ступінь техніко-економічного вивчення,
- ступінь геологічного вивчення.

В основі підрахунку запасів лежать наступні *Документи*:

1. Кодекс України про надра.
2. Порядок державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затверджений постановою КМ України від 31.01.95 р, № 75.
3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою КМ України від 05.05.97 р, № 432.
4. Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затверджене постановою КМ України від 22.12.94 р № 865 (у редакції постанови Кабінету Міністрів України від 04.10.2000 р № 1512.

Галузеві документи:

5. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. - Київ. – ДКЗ України, 1998. – 48 с.
6. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти та газу. – Київ, 1999. – 67 с.
7. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-009-99. Порядок обліку запасів нафти, природного газу та наявних у них компонентів. - Київ: Держкомгеології, 1999. – 50 с.
8. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-013-99. Інструкція про порядок обліку нафтогазоперспективних об'єктів. – Київ, Держкомгеології, 1999. – 37 с.

9. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-017-2000. Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр. – Київ: Держкомгеології, 2000. – 24 с.

10. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-016-2000. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Порядок проведення. – Київ: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2000. – 18 с.

11. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-022-2000. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів. – Київ: Мінекоресурсів, 2000. – 79 с.

12. Галузевий стандарт України ГСТУ 41-00032626-00-011-1999. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення. – Київ, Держкомгеології, 1999. – 18 с.

Поділ родовищ з певними запасами вуглеводнів конкретного складу проводять за такими критеріями:

- груповим та фракційним складом нафт, вмістом парафінів, сірки, смол;
- вмістами в газі конденсату, етану, гелію, сірководню, азоту (граничні вмісті, які мають промислове значення).

За величиною запасів:

згідно з документом 5, наведеним вище, класифікація така:

	Нафта, млн.т; газ, млрд. м³
Унікальні	Понад 300
Крупні	100-300
Великі	30-100
Середні	10-30
Невеликі	5-10
Дрібні	1-5
Дуже дрібні	до 1

Незалежно від величини запасів *за складністю будови, розподілу флюїдів та мінливістю колекторів* виділяють згідно документу 5 такі поклади (родовища):

- *прості будови*, в непорушених та слабо порушених структурах, з однофазним флюїдом та витриманими колекторами, коефіцієнтом піскуватості більше 0,7 та коефіцієнтом розчленування менше 2,6;

- *складної будови* з одно- двофазовими станами вуглеводнів, значною мінливістю колекторів в плані та розрізі, літологічними заміщеннями, з тектонічними порушеннями (коефіцієнт піскуватості менше 0,7, розчленування більше 2,6);

- *дуже складної будови*, з багатофазовим флюїдом, заміщеннями, значною тектонічною дислокованістю, невитриманістю товщин та колекторських властивостей.

За сукупністю складних умов і технологічних чинників визначають ***важковидобувні запаси*** нафти і газу. Складність має бути притаманною характеристикам покладів. Які вміщують принаймні 70 % запасів родовища.

Зверніть увагу на *розмитість окремих критеріїв складності будови а також на значні припустимі похибки у визначенні кількості запасів.* Похибки в оцінці запасів досягають 55 % для попередньо розвіданих і 22,5 % для розвіданих родовищ. Рекомендується також кількість розвідувальних свердловин для родовищ різної складності і площі.

За вимогами нормативних документів 5 – 8 державна експертиза та оцінка запасів нафти і газу здійснюється на підставі поданих матеріалів ***геолого-економічної оцінки родовищ (ГЕО)***. Така оцінка проводиться для попередньо розвіданих родовищ, розвіданих родовищ, підготовлених до промислового освоєння, а також родовищ, що розробляються.

Початкова оцінка ГЕО-3 проводиться на об'єктах, підготовлених до глибокого буріння, на підставі попередньо розвіданих запасів і кількісної оцінки перспективних ресурсів окремих об'єктів ліцензійної ділянки, яка перспективна у відношенні відкриття нових покладів. Матеріали подаються у формі ***техніко-економічних міркувань ТЕМ*** про можливе їх промислове значення, інвестиційну

привабливість і доцільність подальших ГРР за аналогією укрупнених параметрів з відомими родовищами. Важливо, що ТЕМ схвалюються інвестором ГРР.

Попередня геолого-економічна оцінка ГЕО-2 має на меті обґрунтування економічної доцільності промислового освоєння вже відкритого родовища (покладу) та інвестування коштів в подальшу розвідку та експлуатацію. Враховуються необхідні витрати на ГРР, видобуток та підготовку сировини до транспортування. Вихідні дані одержують розрахунками по одержаних параметрах і за підтвердженими аналогами. Готується *техніко-економічна доповідь ТЕД*, яка апробується в ДКЗ та потенційним інвестором як основа подальшого вивчення та використання запасів.

Детальна геолого-економічна оцінка ГЕО-1 встановлює економічну ефективність виробництва сировини, доцільність фінансування робіт з облаштування промислів та з видобутку. Підстави – вже розвідані запаси покладів (родовищ). Оцінка виконується у формі *техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів вилучення (ТЕО)*, достатнього для прийняття рішення про проектування нафтогазовидобувного підприємства. Оцінка приймається Державною комісією по запасах (ДКЗ).

3. Методи підрахунку запасів

Найважливіші чинники застосування того чи іншого методу – *геологічні умови, ступінь розвіданості родовища та режим розробки.*

Дані

1. *Наявні геолого- геофізичні матеріали з розвідки та розробки;*
2. *Підрахункові плани по покрівлі пласта-колектора або найближчому реперу, віддаленому від пласта по вертикалі не більше, ніж на 10 метрів.*

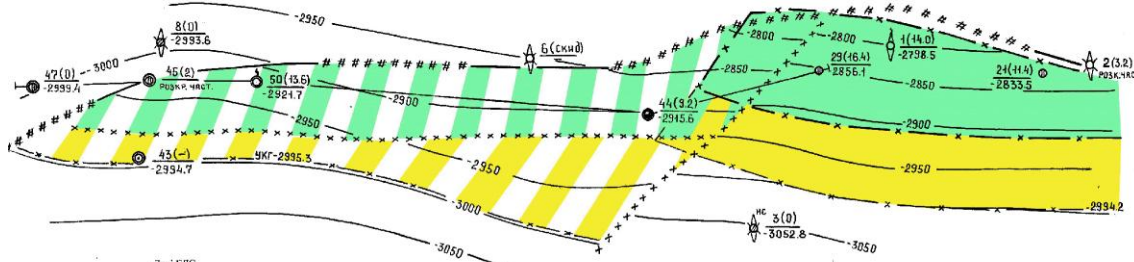
По випробуваних свердловинах вказують глибини покрівлі та підшви колектора, інтервали перфорації, початковий і поточний дебіти флюїда, діаметр штуцера, депресія на пласт, тривалість роботи, дата появи води і її вміст у відсотках в продукції, кількість пластів, охоплених випробуванням і спільними інтервалами перфорації.

По видобувних свердловинах приводять дату вводу в експлуатацію, початковий та поточний дебіти, пластові тиски, видобуту кількість нафти, газу, конденсату та води, дату початку обводнення, і вміст води у відсотках в продукції на дату підрахунку запасів.

Перелічені відомості розміщують *на підрахунковому плані* або окремим аркушем.

На підрахунковому плані приводять також таблицю прийнятих підрахункових параметрів і дату, на яку підраховані запаси. Зазвичай береться початок календарного року.

Нижче на п`ятьох рисунках наводяться приклади підрахункових планів і супровідних таблиць по Скворцівському родовищу ДДЗ та Гайському і Богородчанському родовищах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.



Дані нагробковий свердловини

№ сл.	№ об'єкта	Склад свердловини	Глибина м	Абсолютні висоти м	Результат свердлов.	Різн. МПа	Ці вміст, м	Діаметр свердловини, мм
1	IV, V	керфор.	304.181	3201.2763.3	газ	14	543.3	
2	III, IV	керфор.	2029.019	3222.2816.0	газ	19	227.2	
3	III, IV	керфор.	2046.008	3241.0265.0	газ	19	227.2	
4	III, IV	керфор.	2056.002	3243.0267.0	газ	19	227.2	
5	III, IV	керфор.	2070.004	3250.0272.0	газ	19	227.2	
6	III, IV	керфор.	2084.006	3257.0277.0	газ	19	227.2	
7	III, IV	керфор.	2098.008	3264.0282.0	газ	19	227.2	
8	III, IV	керфор.	2112.010	3271.0287.0	газ	19	227.2	
9	III, IV	керфор.	2126.012	3278.0292.0	газ	19	227.2	
10	III, IV	керфор.	2140.014	3285.0297.0	газ	19	227.2	
11	III, IV	керфор.	2154.016	3292.0302.0	газ	19	227.2	
12	III, IV	керфор.	2168.018	3300.0307.0	газ	19	227.2	
13	III, IV	керфор.	2182.020	3307.0312.0	газ	19	227.2	
14	III, IV	керфор.	2196.022	3314.0317.0	газ	19	227.2	
15	III, IV	керфор.	2210.024	3321.0322.0	газ	19	227.2	
16	III, IV	керфор.	2224.026	3328.0327.0	газ	19	227.2	
17	III, IV	керфор.	2238.028	3335.0332.0	газ	19	227.2	
18	III, IV	керфор.	2252.030	3342.0337.0	газ	19	227.2	
19	III, IV	керфор.	2266.032	3349.0342.0	газ	19	227.2	
20	III, IV	керфор.	2280.034	3356.0347.0	газ	19	227.2	
21	III, IV	керфор.	2294.036	3363.0352.0	газ	19	227.2	
22	III, IV	керфор.	2308.038	3370.0357.0	газ	19	227.2	
23	III, IV	керфор.	2322.040	3377.0362.0	газ	19	227.2	
24	III, IV	керфор.	2336.042	3384.0367.0	газ	19	227.2	
25	III, IV	керфор.	2350.044	3391.0372.0	газ	19	227.2	
26	III, IV	керфор.	2364.046	3398.0377.0	газ	19	227.2	
27	III, IV	керфор.	2378.048	3405.0382.0	газ	19	227.2</	

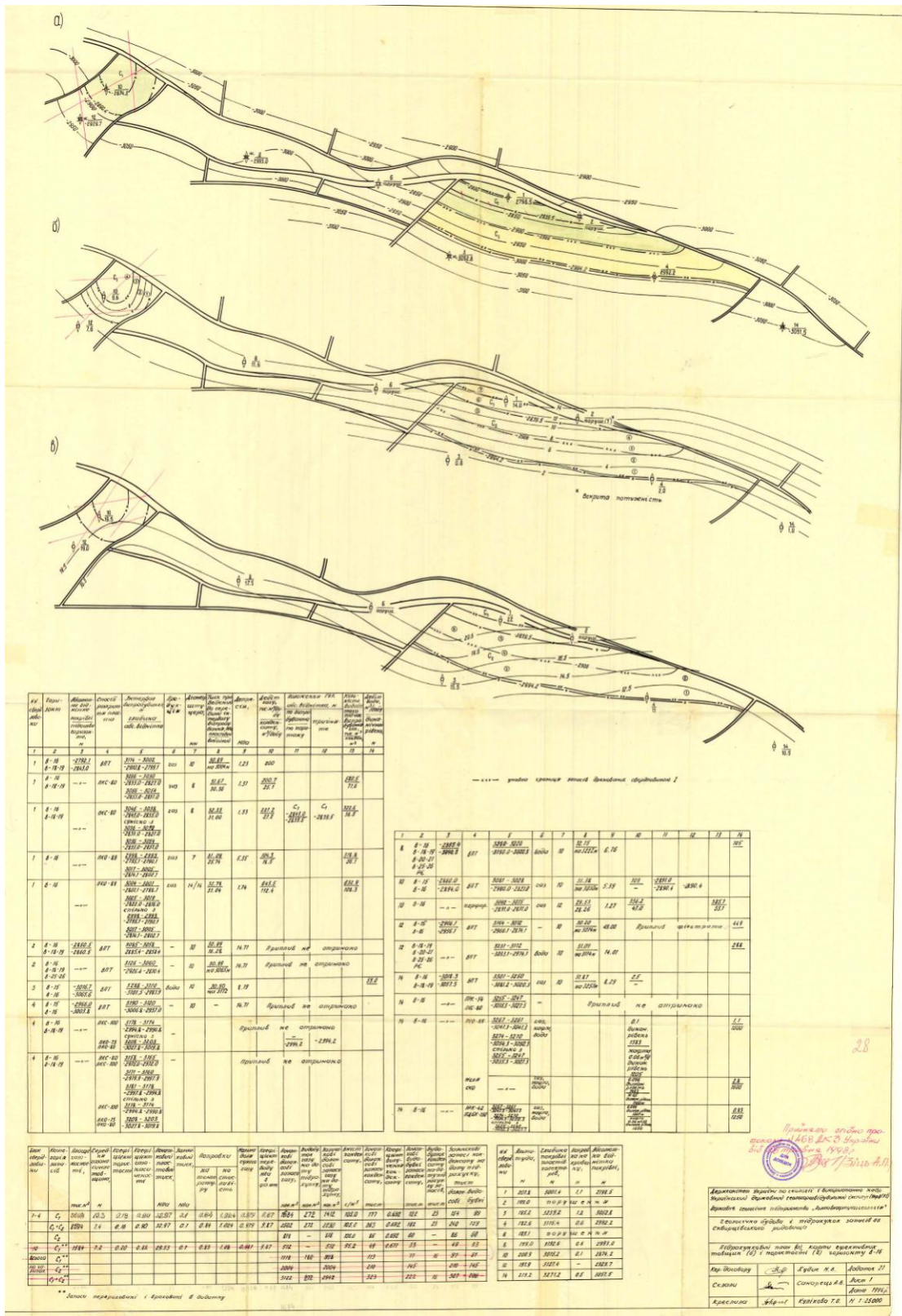


Рисунок 17.3 Підрахунковий план горизонту В-20-21 Скворцівського НГКР Північного борту ДДЗ (ДГП «Полтаванавтогазгеологія»): підрахунковий план (а), карти ефективних товщин (б) і пористості (в) 1996 року Масштаб побудов 1 : 25 000.

Статистичний метод підрахунку запасів

Сприятливі умови для застосування метода:

- позаплатформні нафтогазоносні басейни із складною будовою;
- поклади нафти з газонапірним режимом або режимом розчиненого газу;
- є результати дослідно-промислової експлуатації декількох свердловин протягом не менше року;
- можливість мати статистично однорідні дані, наприклад, якщо прийнята схема розробки родовища (покладу) та темпи введення свердловин в експлуатацію по роках;
- для нафтоносних колекторів із значною мінливістю, якщо маємо велики похибки у визначенні ефективних товщин, пористості і інших параметрів, що утруднюють геометризацію;

Статистичний метод *найбільш достовірний у разі експлуатації свердловин в природних режимах, без впливу на пласт, за умови, що немає тривалих перерв в роботі свердловин або періодичності їх експлуатації.*

Не підходять для підрахунків запасів статистичним методом випадки експлуатації з штучним обмеженням дебітів свердловин.

Метод використовується разом з об'ємним у випадках не ефективного водонапірного режиму або його поєднання з режимом розчиненого газу.

Доцільне поєднання цього методу з іншими методами для режимів роботи покладу з газовою шапкою.

Таким чином, статистичний метод доцільний для покладів в режимі газової шапки, з режимом розчиненого газу та не ефективним водонапірним режимом, *а також для старих родовищ в пізній стадії експлуатації.*

Суть метода: *використовуються закономірні зміни поточного та накопиченого (сумарного) видобутку нафти та (або) обводнення покладів. Тобто, оперують емпіричними кривими зміни видобутку або характеристиками витіснення. Такі криві називають експлуатаційними. Залежно від форми вони апроксимуються певними функціями з мінімізацією по методу найменших*

квадратів. Далі їх екстраполюють в часі до значень граничних рентабельних дебітів та граничного обводнення продукції.

Перший статистичний спосіб (по кривих видобутку).

Використовують водночас *криві падіння поточного видобутку та криву накопиченого видобутку*. Вони апроксимуються характеристичними функціями, які апроксимують точки розрахунку дебітів за методом найменших квадратів.

Крива падіння видобутку будується у трьох варіантах.

Перший тип кривих – крива ***постійного відсотку падіння видобутку*** порівняно з початковими видобувними запасами. За статистичним даними про видобуток нафти за минулі роки встановлюють закономірність зміни дебіту залежно від певних факторів, наприклад згущування сітки свердловин, градієнту падіння тиску тощо.

Знаючи початковий дебіт кожної свердловини і темп падіння видобутку в часі, можна за кривими визначити передбачуваний для видобутку запас залишкової нафти.

Залишкові видобувні запаси нафти **$Q_{н.зал}$** визначаються за формулою, яка зв'язує логарифм дебіту та час з початку розробки (у викладенні [4] з доповненнями):

$$Q_{н.зал} = \frac{q_n - q_0}{2,3 \cdot \lg(1-D)},$$

де **$Q_{н.зал}$** – шукана величина, а саме залишкові видобувні запаси нафти на кінець розробки покладу, т; **q_0** – початковий річний видобуток нафти, т; **q_n** – кінцевий річний видобуток нафти, т; **D** – миттєве падіння видобутку нафти.

Значення $2,3 \lg(1-D)$ відповідає нахилу прямої в координатах $\lg q$ і t . Воно визначається на основі фактичних результатів розробки досліджуваних покладів, апроксимованих способом найменших квадратів.

Час **$t_{зал}$** , необхідний для вилучення залишкових запасів нафти, розраховується за формулою:

$$t_{зал} = \frac{2,3 \cdot \lg r}{2,3 \cdot \lg(1-D)}, \text{ де } r = q_0 / q_n.$$

Розглянемо простий приклад для кривої падіння видобутку. Для п'яти свердловин виявлено, що *темп падіння дебітів залежить від часу їх експлуатації і не залежить від первинного та поточного дебітів.* Окремі свердловини не працювали в 4-й та 5-й роки експлуатації.

В таблицях 17.11 та 17.12 [6] прийнято, що якщо певна свердловина у перший рік експлуатації дала 1000 т нафти, у другий – 800 т, то й інші свердловини матимуть 20 % щорічного падіння видобутку. Тоді, прийнявши видобуток першого року за 100 %, можна побудувати таблицю і криву видобутку по роках у відсотках по відношенню до першого року експлуатації.

Усереднені дані по роках для всіх свердловин представлені в таблиці 17.13 [6]. В ній розрахований дебіт кожного наступного року по відношенню до попереднього. Бачимо, що темп падіння дебіту із збільшення часу роботи (віку) середньостатистичної свердловини уповільнюється та складає в другий рік по відношенню до першого року 78%, в третій по відношенню до другого 89%, в четвертий – 90 % по відношенню до третього року.

Далі по середньому відсотку видобутку нафти на одну свердловину будемо криву падіння дебіту нафти по роках, починаючи з 100% у перший рік експлуатації (рисунк 17.7 [6]). Апроксимація і екстраполяція цієї кривої дозволяє визначити залишкові запаси на заданий рік експлуатації та час виснаження покладу до певного коефіцієнта вилучення.

Якщо виходити з *даних про початковий річний видобуток нафти та початковий темп падіння видобутку (в перший рік експлуатації) і кінцевий річний видобуток* (наприклад, на момент підрахунку запасів), можна представити криву падіння видобутку **гармонічною кривою**. Гармонічні функції, від найпростіших, виду $u = ax + by + c$, комплексних виду $x^2 - y^2 + 2ixy$, і інших задовільняють рівнянню Лапласа (рівність нулю часткових похідних першого та другого порядків по координатах x, y, z). В гідромеханіці вони широко використовуються з метою опису стану частини простору, який залежить від координат точки, але не від часу. Оскільки наш варіант підрахунку запасів використовує лише початкові дебіти і їх падіння та кінцеві дебіти, без використання динаміки дебіту в часі t , тому застосування гармонічних функцій виправдане.

Другий статистичний спосіб (за характеристиками витіснення продукції водою)

Метод М.І. Максимова запропоновано в 1965 р. Він використовує лінійний зв'язок між накопиченим видобутком нафти Q_n і логарифмом накопиченого видобутку води $lg Q_v$. В системі координат Q_n та $lg Q_v$ ця залежність є прямою лінією з кутовим коефіцієнтом $lg a$ та відрізком, який відсікається на осі ординат $lg v$.

Видобувні запаси нафти, які можуть бути вилучені з покладу до кінця розробки, можна визначити за формулами:

$$Q_{нв} = \frac{lg \left[\frac{1}{2,3B \cdot lga} \cdot \frac{q_p - q_n}{q_n} \right]}{lga}, \quad \text{або}$$

$$Q_{нв} = \frac{lg \left[\frac{1}{2,3B \cdot lga} \cdot \frac{f_v}{1 - f_v} \right]}{lga},$$

де $Q_{нв}$ – видобувні запаси нафти на кінець розробки покладу, т; q_p – кінцевий річний видобуток рідини (нафта + вода), в тоннах; q_n – кінцевий річний видобуток нафти, т; f_v – кінцеве обводнення продукції, частки одиниці; lga – кутовий коефіцієнт прямої в системі координат Q_n та $lg Q_v$.

Час, необхідний для вилучення залишкових запасів нафти, обчислюємо за формулою:

$$t_{\text{зал.}} = \frac{Q_{н.зал.} + b(aQ_{н.в.} - aQ_n)}{q_p}.$$

Метод Б.Ф. Сазонова є модифікацією методу М.І. Максимова і відрізняється тим, що в його основу покладена залежність накопиченого сумарного видобутку нафти Q_n від видобутку рідини Q_p , без урахування кількості

видобутої супутньо води. Видобувні запаси можуть бути підраховані за формулами:

$$Q_{II} = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3B \cdot \lg a} \cdot \frac{q^r}{q_{II}} \right]}{\lg a}$$

$$Q_{II} = \frac{\lg \left[\frac{1}{2,3B \cdot \lg a} \cdot \frac{1}{1-f_B} \right]}{\lg a}$$

Об'ємний метод

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, м²; h – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м; m – коефіцієнт відкритої пористості; β_n – коефіцієнт нафтонасиченості пласта; ρ_n – густина нафти у поверхневих умовах, кг/м³; K_n – коефіцієнт нафтовилучення; θ – 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, м³; $Q_{n \text{ пов}}$ – об'єм нафти у поверхневих умовах, м³. 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_{сеп}**, 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, м².

Добутком площі нафтоносності **F** на середньозважену ефективну нафтонасичену товщину **h_{сеп}** отримують об'єм колекторів продуктивної товщі. Отже, **F×h** – це об'єм продуктивної частини пласта **V**, м³.

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 **f₁, f₂, ... f_n** – площі ділянок однойменних ізопахіт, м²; **h₁ h₂ h_n** – середня товщина між сусідніми ізопахітами, м. Цифрові моделі покладу дозволяють одержати значно точніші результати.

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

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

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

де m_1 – середня відкрита пористість окремого прошарку, %; h_i – середня товщина прошарку, м.

Для всієї площі величина m на основі карт рівних значень найчастіше визначається за перерізами ізопакіт 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 β_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 К), 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 θ , 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 $K_{н}$:

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

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

Таблиця [4, 7]

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.