

## **План лекцій**

### **Розділ 1. Теоретичні основи геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу.**

#### **Лекція 1-2. Вступ. Поняття по запаси і ресурси вуглеводнів. Класифікації.**

##### **План**

1. Вступ. Основні терміни і поняття.
2. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр.
4. Рамкова класифікація викопних енергетичних та мінеральних запасів і ресурсів ООН (РКООН–2009).
5. Система управління нафтовими ресурсами (PRMS–SPE). Класифікація Норвезького нафтового директорату (NPD).

#### **Лекція 2-5. Стадії геологічного вивчення нафтогазоносності надр та ГЕО.**

##### **План**

1. Поняття про стадійність ГРР.
2. Регіональне геологічне вивчення – I стадія геолого-розвідувальних робіт (ГРР). Мета стадії, основні результати.
3. Пошук і пошукова оцінка – II стадія ГРР. Мета стадії, основні результати.
4. Розвідка – III стадія ГРР. Мета стадії, основні результати.
5. Стадійність ГЕО на нафту і газ.
6. Імітаційна модель усього періоду освоєння нафтогазоносного родовища (геологічна, геолого-промислова моделі, технічні, технологічні показники експлуатації родовища, економічне моделювання реалізації гірничого проекту).

#### **Лекція 6-8. Промислова цінність нафтогазового родовища. Кондиції на нафту і газ.**

##### **План**

1. Чинники, що визначають промислову цінність родовища.
2. Поняття про кондиції.
3. Попередні, тимчасові, постійні та оперативні кондиції.
4. Показники кондицій.
5. Параметри кондицій.
6. Геолого-геофізичне, гірничо-технічне, технологічне та економічне обґрунтування показників і параметрів кондицій на нафту і газ.

## **Лекція 9. Нормативно-правові аспекти вартісної оцінки запасів вуглеводнів.**

### **План**

1. Чинні нормативні акти та методичні документи у галузі надрокористування, оподаткування мінерально-сировинної бази економіки.
2. Державна комісія України по запасам корисних копалин.

## **Розділ 2. Підрахунок запасів і ресурсів нафтогазових родовищ.**

### **Лекція 10. Підрахунок запасів та геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу**

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.

### **Лекція 11-12. Геолого-економічна оцінка прогнозних і перспективних ресурсів**

1. Вірогідність інформації при підрахунку запасів.
2. Точність підрахунку запасів.
3. Геологічні ризики. Локальний, зональний ризики. Показники ризиків: розмах варіації, дисперсії, середньоквадратичне відхилення.

### **Лекція 13. Вартісна оцінка родовищ нафти і газу.**

#### **План**

1. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування.
2. Методичні підходи вартісної оцінки запасів (витратний, дохідний, порівняльний).
3. Визначення оптимального терміну експлуатації родовища та річної виробничої потужності підприємства.
4. Проект промислової розробки родовища.
5. Проект дослідно-промислової розробки родовища.

### **Лекція 14. Оцінка капіталовкладень при розробці родовищ вуглеводнів.**

#### **План**

1. Фонди промислового і непромислового призначення.

2. Прогноз капітальних вкладень на розробку нафтового, газового (газоконденсатного) об'єкта.

3. Оцінка експлуатаційних витрат, пов'язаних з видобутком вуглеводнів.

### **Лекція 15. Прогноз витрат на видобуток вуглеводнів.**

#### **План**

1. Прогноз прямих матеріальних витрат, прямих витрат на оплату праці, визначення амортизаційних відрахувань основних засобів, інших прямих витрат (рендна плата за користування надрами), загальновиробничих витрат, адміністративних витрат.

2. Економічна оцінка збитків від використання надр.

## 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 розширюють 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:

|             | <b>Нафта, млн.т; газ, млрд. м<sup>3</sup></b> |
|-------------|---|
| 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.*

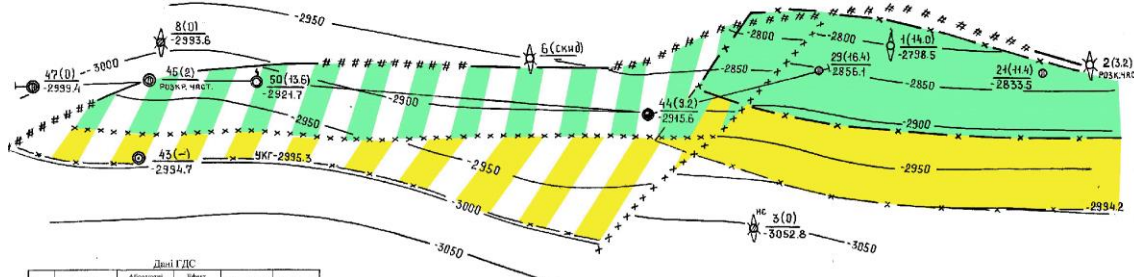
По випробуваних свердловинах вказують глибини покрівлі та підшви колектора, інтервали перфорації, початковий і поточний дебіти флюїда, діаметр штуцера, депресія на пласт, тривалість роботи, дата появи води і її вміст у відсотках в продукції, кількість пластів, охоплених випробуванням і спільними інтервалами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

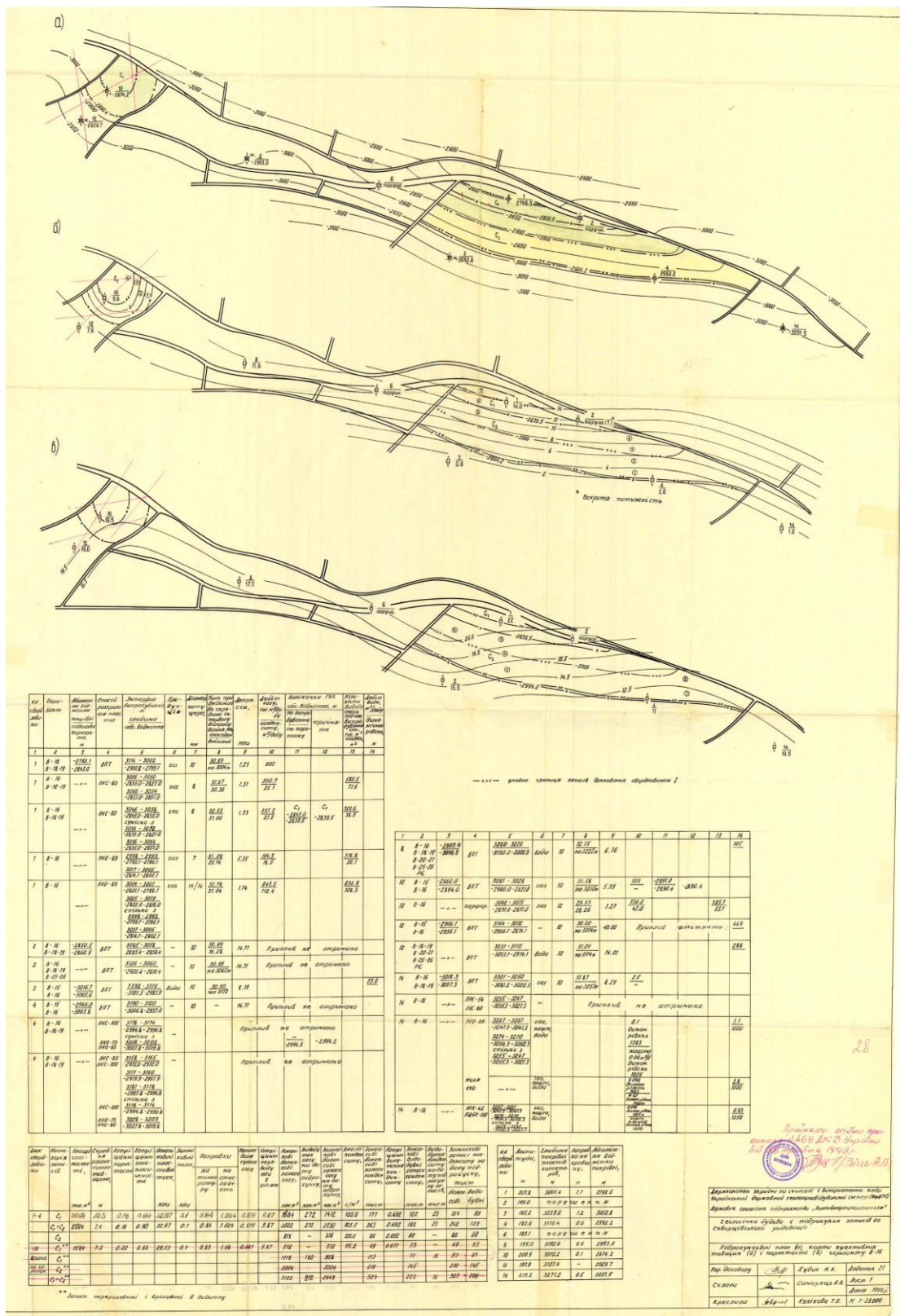
Нижче на п`ятьох рисунках наводяться приклади підрахункових планів і супровідних таблиць по Скворцівському родовищу ДДЗ та Гайському і Богородчанському родовищах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.



| № сл. | Загальні м    | Абсолютні висоти м | Вис. товщина м | Кв. % | Кат. % | Примітка |
|-------|---------------|--------------------|----------------|-------|--------|----------|
| 1     | 2901.4-2901.4 | 2796.5-2805.5      | 2.0            | 6.1   | 90.5   | газовий  |
| 2     | 2904.8-2904.8 | 2791.4-2823.3      | 1.4            | 10.3  | 85.2   | газовий  |
| 3     | 2919.4-2919.4 | 2781.5-2813.3      | 1.8            | 24.0  | 91.5   | газовий  |
| 4     | 2921.2-2921.2 | 2784.2-2816.1      | 1.9            | 24.0  | 91.5   | газовий  |
| 5     | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 24.0  | 91.5   | газовий  |
| 6     | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 28.0  | 93.5   | газовий  |
| 7     | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 15.5  | 95.5   | газовий  |
| 8     | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90.0   | вода     |
| 9     | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18.5  | 91.5   | вода     |
| 10    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 11    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 12    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 13    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 14    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 15    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 16    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 17    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 18    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 19    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 20    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 21    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 22    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 23    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 24    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 25    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 26    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 27    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 28    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 29    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 30    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 31    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 32    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 33    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 34    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 35    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 36    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 37    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 38    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 39    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 40    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 41    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 42    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 43    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 44    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 45    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 46    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 47    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 48    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 49    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 50    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 51    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 52    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 53    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 54    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 55    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 56    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 57    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 58    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 59    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 60    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 61    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 62    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 63    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 64    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 65    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 66    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 67    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 68    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 69    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 70    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 71    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 72    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 73    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 74    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 75    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 76    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 77    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 78    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 79    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 80    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 81    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 82    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 83    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 84    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 85    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 86    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 87    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 88    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 89    | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |
| 90    | 2919.4-2919.4 | 2784.2-2820.2      | 6.0            | 19    | 91     | газовий  |
| 91    | 2916.2-2916.2 | 2814.4-2819.4      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 92    | 2916.2-2916.2 | 2829.2-2834.2      | 5.0            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 93    | 2912.9-2912.9 | 2815.7-2815.5      | 0.8            | 17.1  | 81     | газовий  |
| 94    | 2914.0-2914.0 | 2815.1-2815.5      | 0.4            | 18    | 83.5   | газовий  |
| 95    | 2919.2-2919.2 | 2815.4-2815.6      | 0.2            | 12    | 84.5   | газовий  |
| 96    | 2916.2-2916.2 | 2801.2-2806.2      | 5.0            | 11    | 90     | газовий  |
| 97    | 2917.6-2917.6 | 2816.6-2821.6      | 5.0            | 18    | 91.5   | газовий  |
| 98    | 2922.4-2922.4 | 2785.0-2801.0      | 3.8            | 21    | 90     | газовий  |
| 99    | 2904.8-2904.8 | 2786.0-2822.0      | 1.6            | 13    | 95     | газовий  |
| 100   | 2922.4-2922.4 | 2787.2-2823.2      | 4              | 24.0  | 93.5   | газовий  |

| № сл. | № об'єкту | Склад свердловини | Глибина свердловини м | Абсолютні висоти м | Регулювальний клапан | Різн. МПа | Ці вміст, м³ | Діаметр продуктивної товщини м |
|-------|-----------|-------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|-----------|--------------|--------------------------------|
| 1     | В-16      | керфр.            | 304.1481              | 2781.12763         | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 2     | В-16      | керфр.            | 2929.2919             | 2822.2846.0        | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 3     | В-16      | керфр.            | 2908.2903             | 2791.12790.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 4     | В-16      | керфр.            | 2919.2919             | 2815.12815.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 5     | В-16      | керфр.            | 2922.2922             | 2817.12817.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 6     | В-16      | керфр.            | 2924.2924             | 2819.12819.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 7     | В-16      | керфр.            | 2926.2926             | 2821.12821.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 8     | В-16      | керфр.            | 2928.2928             | 2823.12823.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 9     | В-16      | керфр.            | 2930.2930             | 2825.12825.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 10    | В-16      | керфр.            | 2932.2932             | 2827.12827.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 11    | В-16      | керфр.            | 2934.2934             | 2829.12829.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 12    | В-16      | керфр.            | 2936.2936             | 2831.12831.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 13    | В-16      | керфр.            | 2938.2938             | 2833.12833.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 14    | В-16      | керфр.            | 2940.2940             | 2835.12835.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 15    | В-16      | керфр.            | 2942.2942             | 2837.12837.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 16    | В-16      | керфр.            | 2944.2944             | 2839.12839.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 17    | В-16      | керфр.            | 2946.2946             | 2841.12841.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 18    | В-16      | керфр.            | 2948.2948             | 2843.12843.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 19    | В-16      | керфр.            | 2950.2950             | 2845.12845.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 20    | В-16      | керфр.            | 2952.2952             | 2847.12847.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 21    | В-16      | керфр.            | 2954.2954             | 2849.12849.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 22    | В-16      | керфр.            | 2956.2956             | 2851.12851.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 23    | В-16      | керфр.            | 2958.2958             | 2853.12853.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 24    | В-16      | керфр.            | 2960.2960             | 2855.12855.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 25    | В-16      | керфр.            | 2962.2962             | 2857.12857.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 26    | В-16      | керфр.            | 2964.2964             | 2859.12859.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 27    | В-16      | керфр.            | 2966.2966             | 2861.12861.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 28    | В-16      | керфр.            | 2968.2968             | 2863.12863.1       | так                  | 0.692     | 14           | 543.5                          |
| 29    | В-16      | керфр.            | 2970.2970             | 2                  |                      |           |              |                                |





### ***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 другій 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 (рисунок 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:

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

**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, м<sup>2</sup>;  $h$  – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;  $m$  – коефіцієнт відкритої пористості;  $\beta_n$  – коефіцієнт нафтонасиченості пласта;  $\rho_n$  – густина нафти у поверхневих умовах, кг/м<sup>3</sup>;  $K_n$  – 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, м<sup>3</sup>;  $Q_{n \text{ пов}}$  – об'єм нафти у поверхневих умовах, м<sup>3</sup>. 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<sub>сер</sub>**, м, визначається як середньоарифметична величина або як середньозважена на площі покладу або підрахункового плану за такими формулами:

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

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

де  $\sum f_i$  – площа покладу в межах нафтоносної частини, м<sup>2</sup>.

Добутком площі нафтоносності **F** на середньозважену ефективну нафтонасичену товщину **h<sub>сер</sub>** отримують об'єм колекторів продуктивної товщі. Отже, **F×h** – це *об'єм продуктивної частини пласта V, м<sup>3</sup>*.

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<sub>1</sub>, f<sub>2</sub>, ... f<sub>n</sub>** – площі ділянок однойменних ізопахіт, м<sup>2</sup>; **h<sub>1</sub> h<sub>2</sub> h<sub>n</sub>** – 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  $\beta_n$  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  $K_{н}$ :*

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

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.



## **Практична робота №1**

### **Стадії геологічного вивчення нафтогазоносності надр та ГЕО**

*Геологорозвідувальні роботи* - це процес геологічного вивчення надр із використанням комплекс у спеціальних робіт і досліджень.

ГРР можуть проводитись із метою картування території країни та її окремих регіонів, а також пошуків, розвідки, підготовки для розробки й експлуатації родовищ корисних копалин або з іншою метою використання надр, не пов'язаним із видобуванням корисних копалин. Геологічне вивчення покладів корисних копалин полягає у дослідженні їх геологічної будови і структури, речовинного складу, кількості, якості і технологічних властивостей руд; гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов залягання. Це є підставою для обґрунтування доцільності їх розробки, проектних рішень щодо способу і системи видобутку та схеми комплексної переробки мінеральної сировини.

Процес геологічного вивчення надр поділяється на окремі послідовні стадії, при цьому результати попередніх досліджень є основою для обґрунтування доцільності проведення кожної наступної стадії. Прийнята стадійність ГРР дозволяє зупиняти роботи на безперспективних об'єктах та переходити до наступного етапу досліджень лише на ділянках надр із позитивними результатами геологічного і техніко-економічного вивчення.

*Стадія геологорозвідувальних робіт* — частина геологорозвідувального процесу, що визначається притаманними їй об'єктами геологічного вивчення, цілями та методами геологорозвідувальних робіт, вимогами до їхніх кінцевих результатів .

Проведення кожної наступної стадії робіт дозволяє отримати якісно нову і кількісно більш повну і точну характеристику об'єкта при мінімальних витратах всіх видів ресурсів.

В Україні стадійність геолого-розвідувальних робіт регламентується Положенням про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні

копалини, відповідно до якого геологорозвідувальні роботи на тверді корисні копалини проводяться за такими стадіями:

Стадія I. Регіональне геологічне вивчення території України.

Підстадія I-1. Регіональні геолого-геофізичні дослідження масштабів 1:1000 000 - 1: 500 000.

Підстадія I-2. Регіональні геологозйомочні, геофізичні й геолого-прогнозні роботи масштабу 1:200 000 (1:100 000).

Підстадія I-3. Геологозйомочні й геологопрогнозні роботи масштабу 1:50 000 (1:25 000).

Стадія II. Пошук та пошукова оцінка родовищ корисних копалин.

Підстадія II-1. Пошукові роботи

Підстадія II-2. Пошуково-оціночні роботи.

Стадія III. Розвідка родовищ корисних копалин.

Ця стадійність в цілому відповідає схемі стадійності, яка використовується в розвинутих видобувних країнах світу і рекомендується ООН як міжнародна, але має свої відмінності.

*Об'єкт ГРР* – локальна ділянка земної кори, яка характеризується спільністю геологічної будови і наявністю перспектив виявлення скупчень певного виду корисних копалин.

Об'єкти ГРР різняться за стадіями робіт і ними можуть бути:

1. Геологічні і гідрогеологічні регіони (крупні складчасті структури, щити, провінції, басейни, рудні пояси) або їх частини;
2. Рудні і нафтогазоносні райони і структури (блоки, площі), вугленосні і водоносні басейни або їх частини;
3. Рудні поля і окремі перспективні рудопрояви;
4. Площі проведення геофізичних, г/г, і/г вишукувань та інших робіт спеціального призначення;
5. Окремі свердловини (або групи свердловин) глибокого буріння на нафту і газ.

**Завдання 1.** Визначення об'єкту вивчення, мети, складу робіт та кінцевого результату для різних стадій ГРР в Україні. Головні характеристики окремих етапів та стадій ГРР записують у вигляді таблиці 1.1.

**Завдання 2.** Порівняння стадій геологорозвідувальних робіт прийнятих в Україні із схемами рекомендованими ООН, прийнятими в розвинутих видобувних країнах світу. Основні відмінності у стадійності ГРР записують у вигляді таблиці 1.2.

Таблиця 1.1

Стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ

| Об'єкт вивчення  | Мета робіт | Вид, склад робіт | Основний кінцевий результат робіт |
|--|------------|------------------|-----------------------------------|
| 1  | 2          | 3                | 4                                 |
| <b>Стадія I. Регіональне геологічне вивчення території України</b>   |            |                  |                                   |
| <b>Підстадія I-1.</b> Регіональні геолого-геофізичні дослідження масштабу: 1:1000000-1:500000                          |            |                  |                                   |
|  |            |                  |                                   |
| <b>Підстадія I-2.</b> Регіональні геолого-зйомочні, геофізичні й геолого-прогнозні роботи масштабу 1:200000 (1:100000) |            |                  |                                   |
|  |            |                  |                                   |
| <b>Підстадія I-3.</b> Геолого-зйомочні й геолого-прогнозні роботи масштабу 1:50000 (1:25000)                           |            |                  |                                   |
|  |            |                  |                                   |

продовження табл.1.1

| 1   | 2 | 3 | 4 |
|---|---|---|---|
| <b>Стадія II. Пошук та пошукова оцінка родовищ корисних копалин</b> |   |   |   |
| <b>Підстадія II-1. Пошукові роботи</b>                              |   |   |   |
|   |   |   |   |
| <b>Підстадія II-2. Пошуково-оціночні роботи</b>                     |   |   |   |
|   |   |   |   |
| <b>III. Розвідка родовищ корисних копалин</b>                       |   |   |   |
| <b>Підстадія. Розвідувальні роботи</b>                              |   |   |   |
|   |   |   |   |

Таблиця 1.2

Порівняння стадій геологорозвідувальних робіт прийнятих в Україні із схемами рекомендованими ООН, прийнятими в розвинутих видобувних країнах світу

| №п\п | Предмет порівняння            | Характеристики для стадії ГРР в Україні | Характеристики для стадії ГРР в розвинутих добувних країнах світу |
|------|-------------------------------|---|---|
| 1    | Об'єкт дослідження            |   |   |
| 2    | Вид, склад робіт              |   |   |
| 3    | Масштаб території дослідження |   |   |
| 4    | Методи досліджень             |   |   |
| 5    | Форма власності геологічних   |   |   |

|   |                                |  |  |
|---|--------------------------------|--|--|
|   | підприємств-<br>виконавців ГРР |  |  |
| б | Фінансове<br>забезпечення ГРР  |  |  |

Зробити висновки по роботі щодо першого та другого завдання.

## 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,  $m^2$ .

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  $V$ ,  $m^3$* .

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,  $m^2$ ;  $h_1, h_2, h_n$  – середня товщина між сусідніми ізопахітами,  $m$ . 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,  $m$ .

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...:

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

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

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

$$Q_{\text{ВННННН}} = 2793 \cdot 20,7 = 57,8 \text{ млн. м}^3.$$

Підраховані і залишкові запаси нафти по пластах на 1.01.2010 проствляються 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      |

## Практична робота № 2

### Підрахунок запасів нафти і газу родовища статистичним методом

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

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

де  $Q_{\text{н.зал}}$  – шукана величина, а саме залишкові видобувні запаси нафти на кінець розробки покладу, т;  $q_0$  – початковий річний видобуток нафти, т;  $q_{\text{н}}$  – 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  $t_{\text{зал}}$ , необхідний для вилучення залишкових запасів нафти, розраховується за формулою:

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

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 другій 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 будуємо криву падіння дебіту нафти по роках, починаючи з 100% у перший рік експлуатації (рисунок 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.

Таблица 17.11 [6]

Таблица 33

| Номера скважин | Добыча по годам |             |             |             |             |
|----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                | 1               | 2           | 3           | 4           | 5           |
| 1              | 1000            | 800         | 700         | 650         | 625         |
| 2              | 2000            | 1800        | 1700        | 1650        | 1610        |
| 3              | 4000            | 2800        | 2650        | 2550        | —           |
| 4              | 800             | 700         | 650         | —           | —           |
| 5              | 600             | 400         | 300         | 250         | 220         |
| <b>Сумма</b>   | <b>8400</b>     | <b>6500</b> | <b>6000</b> | <b>5100</b> | <b>2455</b> |

Таблица 17.12 [6]

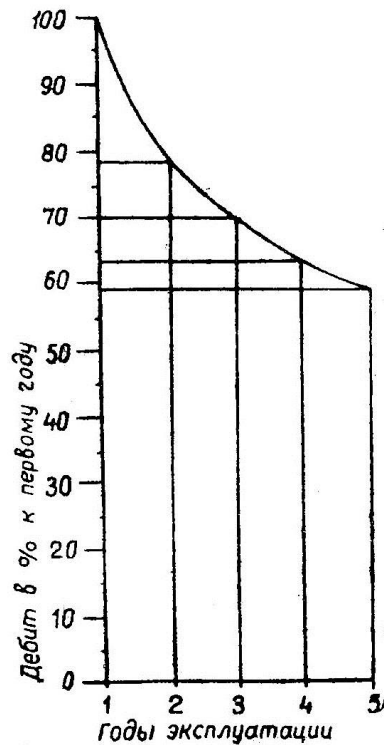
Таблица 34

| Номера скважин | Добыча по годам в % к первому году эксплуатации |      |      |      |      |
|----------------|---|------|------|------|------|
|                | 1   | 2    | 3    | 4    | 5    |
| 1              | 100   | 80,0 | 70,0 | 65,0 | 62,0 |
| 2              | 100   | 90,0 | 85,0 | 82,0 | 80,0 |
| 3              | 100   | 70,0 | 66,2 | 64,0 | —    |
| 4              | 100   | 87,0 | 81,0 | —    | —    |
| 5              | 100   | 66,0 | 50,0 | 42,0 | 34,0 |

Таблица 17.13 [6]

Таблица 35

| Показатели                                       | Годы |     |     |     |     |
|--|------|-----|-----|-----|-----|
|  | 1    | 2   | 3   | 4   | 5   |
| Суммарный процент по каждому году                | 500  | 393 | 352 | 353 | 176 |
| Число скважин                                    | 5    | 5   | 4   | 4   | 3   |
| Средний процент на 1 скважину                    | 100  | 78  | 70  | 63  | 59  |
| Дебит каждого последующего года к предыдущему, % | —    | 78  | 89  | 90  | 94  |



Фиг. 173

Рисунок 17.7 [6]. Крива постійного відсотку падіння видобутку

Тоді залишкові запаси з лінеаризацією кривої завдяки логарифмам вхідних даних можуть бути визначені за формулою:

$$Q_{\text{н.зал}} = 2,3 \frac{q_0}{D_0} \lg \frac{q_0}{q_n},$$

де  $D_0$  – початкове падіння видобутку нафти.

Графік в координатах  $\lg q$  і  $Q_n$  дає пряму лінію з нахилом  $D / 2,3 q_0$ .

Час розробки залишкових запасів розраховується за формулою:

$$t_{\text{зал}} = \frac{r-1}{D_0}.$$

Тут  $r = q_0 / q_n$  - кратність падіння видобутку.

### *Представлення кривих падіння видобутку гіперболічною функцією*

Графік в координатах  $\lg q$  та  $\lg(1+S \times D_0 t)$  дає пряму лінію з кутом нахилу  $1/S$ . Під час побудови цієї прямої на основі методу найменших квадратів величина  $S \times D_0$  оцінюється добором. Знаючи добуток  $S \times D_0$  і



значення  $S$ , можна знайти параметр  $D_0$ . Залишкові видобувні запаси нафти на кінець розробки покладу обчислюються за формулою:

$$Q_{н.зал} = q_0^S (1 - S) D_0 \left[ q_0^{\frac{1}{S-1}} - q_n^{\frac{1}{S-1}} \right]$$

Час розробки залишкових запасів обчислюється за формулою:

$$t_{зал} = \frac{r^S - 1}{S_0}.$$

Метод підрахунку видобувних запасів нафти, який ґрунтується на використанні залежності накопиченого видобутку  $Q_n$  від часу розробки  $t$ , запропоновано О.В. Копитовим у 1970 р. Він заснований на тому, що в системі координат  $Q_n$  і  $t$  ця залежність трансформується у пряму лінію:  $Q_n t = at - b$ . Кутовий коефіцієнт  $a$  визначає місце перетинання прямої з віссю  $t$  (час завершення вироблення залишкових запасів). Відлік  $Q_n t$  по осі ординат на час підрахунку запасів дає величину залишкових видобувних запасів нафти.

### *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  $lg Q_w$ . В системі координат  $Q_n$  та  $lg Q_w$  ця залежність є прямою лінією з кутовим коефіцієнтом  $lg a$  та відрізком, який відсікається на осі ординат  $lg b$ .

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

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

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

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,  $t$ ;  $f_v$  – кінцеве обводнення продукції, частки одиниці;  $lga$  – кутовий коефіцієнт прямої в системі координат  $Q_n$  та  $lgQ_v$ .

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

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

**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 супутньої води. Видобувні запаси можуть бути підраховані за формулами:

$$Q_n = \frac{\lg \left[ \frac{1}{2,3B \cdot lga} \cdot \frac{q_p}{q_n} \right]}{lga}$$

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

Час, необхідний для вилучення залишкових запасів нафти, можна визначити за формулою

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

**Метод С.Н. Назарова** запропоновано в 1972 р. Він базується на залежності накопиченого видобутку нафти (рідини) від накопиченого видобутку води. В системі координат  $Q_p / Q_n$  ця залежність виражається прямою лінією:

$$\frac{Q_p}{Q_n} = a + v \cdot Q_v$$

Обернена величина кутового коефіцієнта  $1/v$  відповідає значенню розрахованих видобувних запасів нафти.

Наведемо також стислий опис статистичного підрахунку запасів за **М.О. Ждановим** [7]. На відміну від більшості наведених методів, в ньому не

проводять аналізу одразу всієї кривої падіння дебіту по свердловині. Темп падіння дебіту вивчають по окремих інтервалах зміни дебіту по кожній свердловині і вивчають характер падіння послідовних дебітів порівняно з попередніми дебітами.

Отже, *метод М.О. Жданова* включає визначення початкових середньодобових дебітів за перший місяць експлуатації та побудову кривої ймовірної продуктивності з метою оцінки темпа падіння, тобто градієнта, по свердловині до її ліквідації. При цьому корелюють у ковзаючому вікні поточний дебіт в часі  $t_i$  і попередні виміри дебітів, що дозволяє точніше оцінити реальний темп спадання (статистичні ланцюги Маркова). Використовують вихідну таблицю виду 17.14 [4]:

Таблиця 17.14 [4]

Таблиця 9.3 Підрахунок запасів нафти методом кривих початкового дебіту свердловин

| № свердловини | Місяць, рік | Місячний видобуток нафти, т | Кількість днів експлуатації | Середньодобовий видобуток нафти за місяць, т/д |
|---------------|-------------|-----------------------------|-----------------------------|--|
|               |             |                             |                             |  |

За табличними даними, які мають іноді досить значні відхилення (вискоки), криву ймовірної продуктивності будують по кожній свердловині. Дебіти виражають в десяткових логарифмах, Різницю початкового та останнього дебітів ділять на достатню кількість інтервалів, наприклад в логарифмах 0,1.

Дебіти виносять в кореляційну таблицю, вираховують середньоарифметичні зважені наступні дебіти. Наприклад, для попереднього (по двох свердловинах) 1.35 та розглядуваного 1.25 дебіту (одна свердловина) наступний дебіт складе  $(1,35 \times 2 + 1,25 \times 1) / 3 = 1,317$ . набір вирахованих попередніх та наступних дебітів утворює точки *кривої ймовірної продуктивності*.

На осях попередніх і наступних дебітів відкладають відповідні значення  $Vx_i$ . Одержують криву попередніх та наступних середньозважених добових дебітів свердловини на період до її повного виснаження (рисунок 17.8 [7]). По такій кривій можна вирахувати *накопичений обсяг продукції і оцінити видобуті та залишкові запаси*.

Розрахунок дебітів по свердловинах визначають на дату підрахунку запасів. Сумарний дебіт по свердловинах дає так званий «вхідний дебіт», за яким по темпах падіння дебіту визначають залишкові запаси.

Визначені початкові і залишкові дебіти можна використати для прогнозу дебітів в ще не пробурених свердловинах у подібних геологічних умовах ділянки.

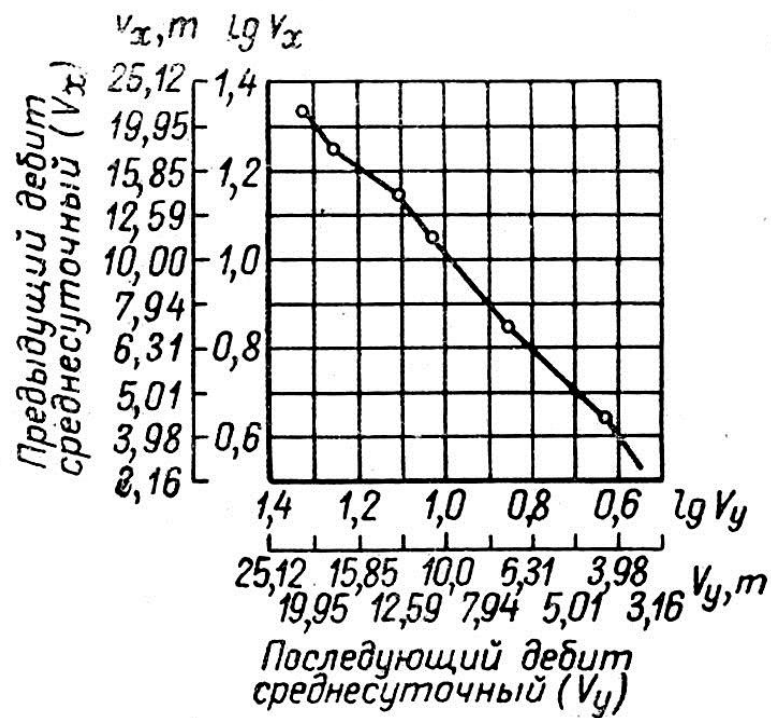


Рис. 139. Вероятная кривая производительности.

Рисунок 17.8 [7].

## Питання для самоконтролю

1. Поняття про запаси та ресурси вуглеводнів.
2. Які виділяють основні класифікації родовищ та покладів вуглеводнів?
3. Методи підрахунку запасів нафти і газу.
4. Об'ємний метод підрахунку запасів нафти і газу.
5. Статистичний метод підрахунку запасів нафти і газу.
6. Основні етапи ГРР на нафту і газ.
7. Охарактеризувати дослідження, які проводяться в нафтових свердловинах.
8. Із яких розділів складається проект дослідно-промислової розробки нафти і газу?
9. Показники геологічної ефективності ГРР на нафту і газ.
10. Дослідження, які проводяться в газових свердловинах.
11. Основні гідрогеологічні показники продуктивних горизонтів.
12. Стадійність ГЕО родовищ нафти і газу.
13. Технологічні схеми промислової розробки родовищ вуглеводнів.
14. Проект промислової розробки родовищ на нафту і газ.
15. Чинники, що визначають промислову цінність родовища вуглеводнів.
16. Категоризація запасів вуглеводнів.
17. Послідовність економічного оцінювання нафтогазового родовища.
18. Показники кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти та газу.
19. Технологічне обґрунтування кондицій.
20. Геолого-геофізичне обґрунтування кондицій.
21. Економічне обґрунтування кондицій.
22. Що таке кондиції на нафту і газ?
23. Види кондицій на нафту і газ.
24. Описати позитивні ознаки і недоліки дохідного підходу вартісного оцінювання родовищ корисних копалин.
25. Визначення доходів підприємства: ціна продукції, витрати на реалізацію.
26. Оцінка експлуатаційних витрат.
27. Оцінка капіталовкладень.

28. Методичні підходи до вартісного оцінювання родовищ корисних копалин.
29. Економічна оцінка збитків від використання надр.
30. Еколого-геологічні дослідження територій.
31. Геологічні ризики на початкових стадіях вивчення ділянки надр.
32. Вірогідність інформації при підрахунку запасів корисних копалин.
33. Від яких чинників залежить вірогідність підрахунку запасів корисних копалин?
34. У чому полягає методика оцінювання вірогідності підрахунку запасів корисних копалин?
35. Схарактеризуйте сучасні інформаційні технології підрахунку запасів і проведення ГЕО родовищ нафти і газу.
36. Яка залежність існує між обсягом запасів родовища, терміном існування гірничого підприємства та його річною виробничою потужністю?
37. Чому необхідно враховувати фактор часу при визначенні вартості запасів корисних копалин?
38. Якими методами прогнозують ціни на мінеральну сировину під час оцінювання родовищ нафти і газу?
39. Які види цін на мінеральну сировину існують на міжнародному й регіональних ринках?
40. Чим відрізняються статичні й динамічні показники вартісного оцінювання родовищ корисних копалин?
41. Описати головні динамічні показники вартісного оцінювання родовищ.
42. Від яких чинників залежить вибір ставки дисконтування під час проведення вартісного оцінювання?
43. Як розраховують чистий дисконтований грошовий потік?
44. Описати коефіцієнти переходу від вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр до початкової вартості продажу дозволу для нафтогазових об'єктів.

45. Що враховується при розрахунках початкової ціни продажу спецдозволу на користування надрами для видобутку вуглеводнів?
46. Чим відрізняються техніко-економічні міркування, техніко-економічні доповіді, техніко-економічні обґрунтування? Назвіть стадії геолого-розвідувальних робіт, на яких складають відповідну звітну документацію.
47. Чим оцінні показники детальної геолого-економічної оцінки відрізняються від показників початкової і попередньої?
48. Назвіть складові геологічних ризиків і можливості їх визначення на різних стадіях геологорозвідувальних робіт.
49. Що таке зональний і локальний ризики під час оцінювання ресурсів і запасів корисних копалин?
50. За допомогою яких показників можна визначити і врахувати ризики не підтвердження кількості та якості запасів корисних копалин?
51. Перелічіть методи ГЕО прогнозних і перспективних ресурсів.
52. Описати значення коефіцієнтів варіації оцінних показників залежно від ступеня геологічного вивчення ділянки надр.





