



**ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН
при Державній службі геології та надр України**

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Наказ Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 08.11.2019 № 734

**Методичні вказівки щодо змісту, оформлення та порядку подання в ДКЗ
України матеріалів техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів ви-
лучення нафти і розчиненого газу відповідно до Класифікації запасів і
ресурсів корисних копалин**

Київ, 2019

П Е Р Е Д М О В А

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин при Держгеонадра України.
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, В.Г. Григіль, В.І. Ловинюков, Мартиненко І.І.
3. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
4. УЗГОДЖЕНО: Рішенням ЕТР ДКЗ України від 08.11.2019 № 564
5. ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 08.11.2019 № 734

1. Галузь застосування

1.1. Ці методичні вказівки встановлюють єдині вимоги до матеріалів з техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів вилучення з надр нафти і розчиненого в ній газу та визначення видобувних запасів цих вуглеводнів, а також рекомендації щодо складу матеріалів звітів, що подаються на державну експертизу і оцінку до Державної комісії України по запасах корисних копалин (далі ДКЗ).

1.2. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу (далі ТЕО) опрацьовуються спеціалізованими проектними і науково-дослідними інститутами, а також підрозділами геологорозвідвальних організацій та нафтогазовидобувних підприємств, які можуть забезпечити кваліфіковане виконання таких робіт.

1.3. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу є складовою частиною (розділом) геолого-економічної оцінки запасів нафти та розчиненого газу.

1.4. Матеріали геолого-економічної оцінки (далі ГЕО), у яких техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу є окремим розділом, перед поданням на державну експертизу і оцінку до ДКЗ розглядаються науково-технічною радою організації, якій надано спеціальний дозвіл на користування нафтогазоносними надрами, за участю представників авторської організації, що їх опрацювала. Протокол розгляду додається до матеріалів ГЕО.

2. Вихідні положення

2.1. Запаси нафти та розчиненого у нафті газу, за рівнем їхнього промислового значення відповідно до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр (1997) поділяються на групи, що підлягають роздільному підрахунку, оцінці і обліку:

загальні – запаси вуглеводнів ділянки надр, виявлені та підраховані на місці залягання за даними геологічного вивчення відкритих родовищ (покладів) вуглеводнів цієї ділянки надр;

балансові – запаси вуглеводнів ділянки надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та/або матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності продукції промислу (розрахунковий та/або фактичний) є достатнім для економічно ефективного видобування вуглеводнів на такій ділянці надр;

умовно балансові – запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки;

позабалансові – запаси вуглеводнів ділянки надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та/або матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності промислу (розрахунковий та/або фактичний) має рівень недостатній для економічно ефективного видобування вуглеводнів на такій ділянці надр.

Серед балансових запасів за умовами видобутку і використання виділяються видобувні і дотаційні за такими критеріями:

для видобувних запасів – рентабельність виробничої діяльності проми-

слу, визначена ДКЗ, перевищує ставку рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

для дотаційних запасів – ефективність видобутку і використання вуглеводнів гірничодобувним підприємством (промислом), визначена ДКЗ, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів. Дотаційні запаси родовищ вуглеводнів обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

2.2. Для покладів нафти з розчиненим в ній газом, що розробляються одним об'єктом розробки, коефіцієнти вилучення із надр встановлюються для нафти та для розчиненого газу, які визначаються у частках одиниці (до тисячних) як відношення кількості балансових (видобувних) запасів до кількості початкових загальних запасів.

2.3. Видобувні запаси нафти, розчиненого в нафті газу та супутніх компонентів, що мають промислове значення, визначаються за оптимальним варіантом розробки родовища (експлуатаційних об'єктів), обґрунтованого на підставі по-варіантних розрахунків технологічних та економічних показників розробки.

2.4. Коефіцієнти вилучення нафти та розчиненого у нафті газу обґрунтовуються для кожного покладу (експлуатаційного об'єкту) для розвіданих та попередньо розвіданих балансових (видобувних) запасів (класи 111+121+122).

2.5. Коефіцієнти вилучення нафти та розчиненого у нафті газу нафтових родовищ обґрунтовуються техніко-економічними розрахунками по кожному експлуатаційному об'єкту з не менше ніж за трьома варіантами розроб-

ки, у т.ч. з фактичним базовим варіантом розробки, що практично можуть бути виконаними, які відрізняються системами розміщення і щільністю сіток свердловин, черговістю, темпами розбурювання об'єктів, способами впливу на колектори та іншими умовами розробки.

2.6. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого у нафті газу виконується:

для родовищ, що вивчаються – за результатами геологічного вивчення та дослідно-промислової розробки;

для родовищ, що розробляються – за результатами промислової розробки та дорозвідки родовища.

2.7. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу для покладів родовища, на яких планується розробка із застосуванням нагнітання в законтурну частину, фізико-хімічних або теплових методів впливу на пласт та інших методів інтенсифікації, складається з використанням результатів дослідно-промислової розробки або промислової розробки на даному або подібних об'єктах.

2.8. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого у нафті газу здійснюється шляхом обґрунтування оптимального варіанта розробки родовища (експлуатаційного об'єкту), який забезпечує досягнення максимального економічного ефекту при визначеному рівні цін на нафту, цін на газ і вуглеводневі компоненти, що мають промислове значення, з урахуванням обґрунтованої повноти і комплексності використання запасів нафти і розчиненого газу. При цьому слід враховувати обмеження, обумовлені технологічними та правовими умовами, у тому числі: правилами ведення гірничодобувних робіт, вимогами охорони надр і навколишнього природного середовища. Техніко-економічними розрахунками та розрахунками грошового потоку від реалізації товарної продукції промислу має бути доведено, що коефіцієнт рентабельності продукції (розрахунковий та/або фактичний) є найбільшим для

порівнювальних варіантів.

2.9. Для підрахунку запасів нафти і газу в надрах та визначення показників геолого-економічної оцінки родовища (ділянки) розробляють кондиції (умови), що являють собою сукупність граничних вимог до фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, якісних та кількісних характеристик вуглеводневих флюїдів у надрах, гірничо-геологічних умов залягання продуктивних покладів, технічних, технологічних та інших умов їх розробки, які забезпечують підрахунок та найбільш повне економічно ефективне вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів за умови використання сучасних технічних і технологічних засобів у процесі промислової розробки покладів.

Згідно із законодавством розробляються і установлюються: попередні, тимчасові, постійні та оперативні кондиції відповідно до ступеня геологічного вивчення та ступеня підготовленості оцінюваних ділянок нафтогазоносних надр до промислового освоєння.

Попередні кондиції розробляються в процесі початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної нафтогазоносної ділянки надр (об'єкта) і обґрунтовуються матеріалами техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про доцільність подальших пошукових робіт на перспективних об'єктах.

Тимчасові кондиції розробляються в процесі попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) промислового значення виявленого родовища (покладу) вуглеводнів і обґрунтовуються матеріалами техніко-економічної доповіді (ТЕД) щодо економічної доцільності його подальшої розвідки і підготовки до розробки.

Постійні кондиції розробляються в процесі детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) ефективності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів і використовуються для підрахунку його запасів. Ма-

теріали техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій використовуються під час опрацювання проектів промислового освоєння родовища (покладу), планування і здійснення розробки, вирішення питань, пов'язаних з охороною надр і навколишнього природного середовища.

Оперативні кондиції розробляються за результатами промислової розробки під час періодичних геолого-економічних оцінок запасів родовища (горизонтів, покладів, блоків), які за фільтраційно-ємнісними властивостями та іншими умовами розробки істотно змінились відносно прийнятих для родовища (під час обґрунтування параметрів постійних кондицій), а також для забезпечення беззбиткової роботи видобувного підприємства в період погіршення економічних умов видобутку нафти і газу або реалізації товарної продукції.

2.10. Для переведення запасів до більш високих класів в процесі дорозвідки та промислової розробки родовища коефіцієнти вилучення нафти та розчиненого у нафті газу перераховуються у розділі ТЕО періодичної геолого-економічної оцінки.

3. Загальні вимоги до складу і змісту матеріалів ТЕО

3.1. Матеріали ТЕО мають містити вихідні дані, методику і результати обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу з надр, що рекомендуються до затвердження, в об'ємі та у формі, що дозволяє здійснювати їх експертну оцінку без особистої участі авторів.

3.2. Матеріали ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу включають: текстову частину, текстові додатки, табличні додатки і графічні додатки.

3.3. У текстовій частині належить наводити: відомості про геологічну будову родовища і продуктивних пасток, ємнісні і фільтраційні характеристики продуктивних пластів (колекторів) і їх мінливість, дані про фізичні і хімічні властивості нафти і розчиненого газу; параметри, визначені для підрахунку кількості загальних і балансових (видобувних) запасів нафти і розчиненого газу; аналіз результатів випробування свердловин; аналіз пробної експлуатації свердловин, аналіз дослідно-промислової розробки родовища, аналіз поточного стану промислової розробки; характеристику і обґрунтування прийнятих моделей продуктивних пластів-колекторів, обґрунтування вибору експлуатаційних об'єктів та варіантів розробки, методики розрахунку технологічних показників розробки; граничних значень ступеня обводнення продукції, газонафтового фактора, тиску насичення та інших показників, що визначають завершення розробки; обґрунтування прийнятої системи та динаміки розбурювання; обґрунтування прийнятих економічних розрахунків, нормативів капітальних вкладень і експлуатаційних витрат, техніко-економічні показники варіантів розробки, їх зіставлення між собою; аналіз результатів розрахунку і зіставлення отриманих значень коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу з досягнутими на подібних об'єктах; обґрунтування рекомендованих до затвердження балансових (видобувних) запасів

і коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, а при повторному (періодичному) підрахунку запасів – додатковий аналіз їхніх змін відносно раніше затверджених.

Обсяг текстової частини ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу слід обмежувати 150-200 аркушами і широко застосовувати табличну форму наведення інформації.

Табличний та графічний матеріал, що включається до тексту, має носити узагальнюючий характер.

Інформація, яка розміщена в таблиці, на карті, схемі, графіку, повторюється в тексті тільки за необхідності пояснення принципових положень.

3.4. У текстових додатках належить наводити документацію, висновки та акти.

3.5. Табличні додатки мають містити як вихідні дані, так і поточні та кінцеві результати, необхідні для перевірки розрахунків ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу, включаючи розрахунки технологічних та економічних показників.

3.6. На графічних додатках належить показувати основні особливості геологічної будови родовища, покладів, а також результати поточного стану розробки.

3.7. До ТЕО слід включати матеріали програмного моделювання розробки покладів, що обґрунтовують Постійно Діючу Геолого-Технологічну Модель (далі - ПДГТМ) родовища (покладу).

4. ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу

Вступ

У вступній частині тексту наводяться правові підстави на користування надрами ділянки, що оцінюється, а також обґрунтування мети роботи, поставленої користувачем надр, короткі відомості щодо особливостей орогідрографії району, характеристика економіко-географічних умов нафтогазоносної ділянки надр, що мають істотне значення для ТЕО. Оглядова карта наводиться в дрібному масштабі як рисунок у тексті, на якому слід показати місце залягання родовища (ділянки), що розглядається, сусідні нафтогазоносні об'єкти, основні елементи гідрографії (річки, озера, болота), а також рельєфу і ситуації (населені пункти, шляхи сполучення, нафтогазопроводи, лінії електропередач).

4.1. Геологічні та фізичні умови залягання покладів

4.1.1. Характеристика геологічної будови, параметрів продуктивних пластів і їх мінливості

Характеристику умов залягання, геологічної будови, параметрів продуктивних пластів (колекторів) і ступеня їхньої неоднорідності слід надавати за такими напрямками.

а) Коротка літолого-стратиграфічна і тектонічна характеристика, родовища; відомості про розміри структур і товщину пластів порід; кількість і середня глибина залягання продуктивних пластів; структурно-літологічні типи покладів і їх розміри; середні початкові і поточні абсолютні відмітки ВНК, ГНК, ширина водо- і газонафтових зон; середні значення і ступінь мінливості товщини продуктивних пластів, їх проникності, пористості, початкової і поточної нафтонасиченості; характеристика переривчатості пластів (коефіцієн-

ти піщанистості, розчленованості, товщина і кількість непроникних прошарків).

б) Характеристика насичення і фільтраційно-ємнісних властивостей по інтервалах продуктивної товщі у свердловинах, з визначенням у табличній формі: глибини і абсолютних відміток продуктивних інтервалів; ефективної товщини, проникності, коефіцієнту відкритої пористості, коефіцієнту нафтонасичення (таблиця 4.1.1.1).

Таблиця 4.1.1.1

Характеристика насичення і фільтраційно-ємнісних властивостей

№ св.	Глибина, м	Ефективна Товщина, м	Проникність, $\cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Коефіцієнт відкритої по- ристості, част- ка од.	Коефіцієнт нафтонаси- чення, частка од.	Характер насичення
	Абсолютна відмітка, м					
1	2	3	4	5	6	7

в) Характеристика товщин покладів та непроникних прошарків, у тому числі: усереднених значень товщин, інтервалів мінливості, що визначаються окремо для: загальної товщини, нафтонасиченої товщини, газонасиченої товщини та ефективної товщини. Визначення здійснюються окремо для нафтової, водонафтової, газової, газонафтоводяної зон покладів, а також для покладу в цілому і зводяться в таблицю 4.1.1.2.

Таблиця 4.1.1.2

Характеристика зон покладів

Товщина	Найменування	Зони (ділянки) покладу					По покладу у цілому
		нафтова	водо- нафтова	газова	газо- нафтова	газо- нафтоводя- на	
1	2	3	4	5	6	7	8
Загальна	Середнє значення, м						
	Інтервал мінливості, м						
Нафтонасичена	Середньозважене значення, м						
	Інтервал мінливості, м						
Газонасичена	Середнє значення, м						
	Інтервал мінливості, м						
Ефективна	Середньозважене значення, м						
	Інтервал мінливості, м						
Непроникних прошарків	Середньозважене значення, м						
	Інтервал мінливості, м						

г) Характеристика статистичних показників неоднорідності внутрішньої будови покладів (коефіцієнтів піщанистості та коефіцієнтів розчленованості), з визначенням: усереднених значень цих коефіцієнтів, інтервалів їхньої мінливості (таблиця 4.1.1.3).

Таблиця 4.1.1.3

Характеристика статистичних показників

Поклад	Кількість свердловин	Коефіцієнт піщанистості, частка од.		Коефіцієнт розчленування, частка од.		Характеристика переривчастості	Інші коефіцієнти
		Середнє значення	Інтервал зміни	Середнє значення	Інтервал зміни		
1	2	3	4	5	6	7	8

д) Характеристика колекторських властивостей (проникності, коефіцієнта відкритої пористості, коефіцієнта початкової нафтонасиченості, коефіцієнта початкової газонасиченості) по покладах, визначених окремо: за даними лабораторних досліджень (керна), за даними геофізичних досліджень свердловин, за даними гідродинамічних досліджень із зазначенням: кількості свердловин, кількості досліджень, усереднених значень показників та діапазонів їхньої мінливості (таблиця 4.1.1.4).

Таблиця 4.1.1.4

**Характеристика колекторських властивостей
і нафтогазонасичення покладу**

Вид досліджень	Найменування	Параметри			
		Проникність, $\cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Коефіцієнт відкритої пористості, частка од.	Коефіцієнт початкової нафтонасиченості, частка од.	Коефіцієнт початкової газонасиченості, частка од.
1	2	3	4	5	6
Лабораторні (керн)	Кількість свердловин				
	Кількість визначень				
	Середнє значення				
	Діапазон мінливості				
Геофізичні	Кількість свердловин				
	Кількість визначень				
	Середнє значення				
	Діапазон мінливості				
Гідродинамічні	Кількість свердловин				
	Кількість визначень				
	Середнє значення				
	Діапазон мінливості				

закінчення таблиці 4.1.2.1.1

[illegible]

Компонентний склад нафтового газу дегазованої пластової нафти

(Вміст за молями у %)

Таблиця 4.1.2.1.2

Найменування компонентів	Поклад				
	За даними однократного дегазування пластової нафти у стандартних умовах		За даними диференціального дегазування пластової нафти у стандартних умовах		Пластова нафта
	Газ, що виділився	Нафта	Газ, що виділився	Нафта	
1	2	3	4	5	6
Метан.....					
Етан.....					
Пропан.....					
Ізобутан.....					
Н. бутан.....					
Ізопентан.....					
Н. пентан.....					
Гептани.....					
Залишок (C ₈ +вищі)...					
Вуглекислий газ....					
Азот, Гелій та інші неуглеводневі....					
Молекулярна маса..					
Молекулярна маса залишку.....					
Густина газу, кг/м ³					
Густина газу (відносна по повітрю), частка од.					
Густина нафти, кг/м ³					
Сірководень					

Таблиця 4.1.2.1.3

Фізичні властивості і компонентний склад газу

[illegible]

закінчення таблиці 4.1.2.1.3

[illegible]

Таблиця 4.1.2.1.4

Хімічний склад і фізичні властивості пластових вод

Поклад	Кількість досліджених		Газовміст, м ³ /т	Густина води, кг/м ³		Температура пластова, °С	В'язкість в пластових умовах, МПа×с	Мінералізація, г/л
	Свердловин	проб		в пластових умовах	в стандартних умовах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

продовження таблиці 4.1.2.1.4

Склад і концентрація іонів (мг екв/л; % мг/екв. мг/л)												
Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	NO ₂ ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	J ⁻	Br ⁻	інші
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

закінчення таблиці 4.1.2.1.4

Нафтонові кислоти, мг/л	Гирловий тиск статичний, МПа _____ Статичний рівень, м	Розрахунковий пластовий тиск, МПа	Тиск, приведений до відмітки, МПа	Тип вод
23	24	25	26	27

4.1.2.2. Для покладів нафти, по яких розглядаються варіанти розробки на режимах виснаження, наводяться залежності фізичних властивостей нафти і розчиненого в ній газу від тиску при пластовій температурі (рисунок 4.1.2.2.1).

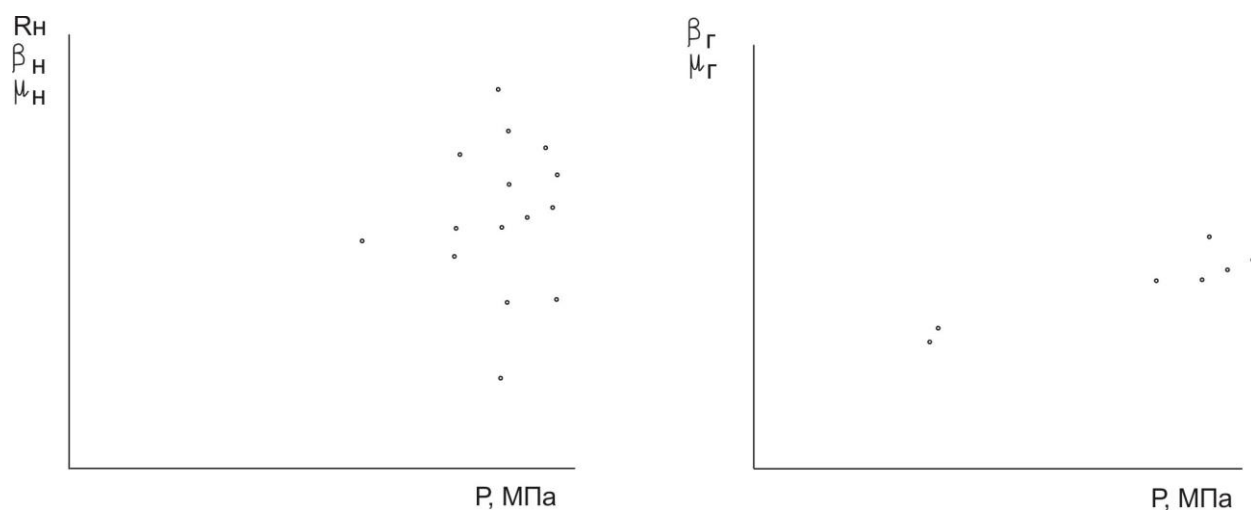


Рисунок 4.1.2.2.1. Залежність фізичних властивостей нафти і розчиненого газу від тиску при пластовій температурі

4.1.3. Фізико-гідродинамічні характеристики покладів

Для покладу наводяться: змочуваність колектора; фізико-гідродинамічні характеристики витиснення нафти робочим агентом (пластовим газом при видобутку на виснаження, пластовою або технічною водою з хімічними реагентами), газу нафтою і водою (для газонафтових покладів); діапазон мінливості і середні значення початкової і залишкової нафтогазонасиченості і відповідних їм кінцевих значень фазової проникності (таблиця 4.1.3.1).

Таблиця 4.1.3.1

Характеристика витиснення нафти робочим агентом по зонах (ділянках) покладу

Зони (ділянки) покладу	Найменування	Проникність, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	Вміст зв'язаної води, частка од.	Початкова нафтонасиченість, частка од.	Залишкова нафтонасиченість при витисненні робочим агентом, частка од.	Коефіцієнт витиснення, частка од.	Значення відносної проникності, частка од.	
							для робочого агента при залишковій нафтонасиченості	для нафти при насиченості, пов'язаної з водою
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нафтова	Кількість визначень, шт.							
	Середнє значення							
	Діапазон мінливості							

закінчення таблиці 4.1.3.1								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Водо- нафто- ва	Кількість визна- чень, шт.							
	Середнє значення							
	Діапазон мінливо- сті							
Газо- нафто- ва	Кількість визна- чень, шт.							
	Середнє значення							
	Діапазон мінливо- сті							
Газово- донаф- това	Кількість визна- чень, шт.							
	Середнє значення							
	Діапазон мінливо- сті							
По по- кладу в цілому	Кількість визна- чень, шт.							
	Середнє значення							
	Діапазон мінливо- сті							

Примітка: Дані по зонах (ділянках) наводяться тільки за умови обґрунтування ви-
добувних запасів по зонах. Якщо застосовуються методи підвищення нафтовилучення, в
гр. 6-8 наводяться дані для кожного з використаних робочих агентів.

Наводяться залежності початкової ($S_{\text{п}}$) і залишкової ($S_{\text{зн}}$) нафтонасиченості від проникності (рисунок 4.1.3.1).

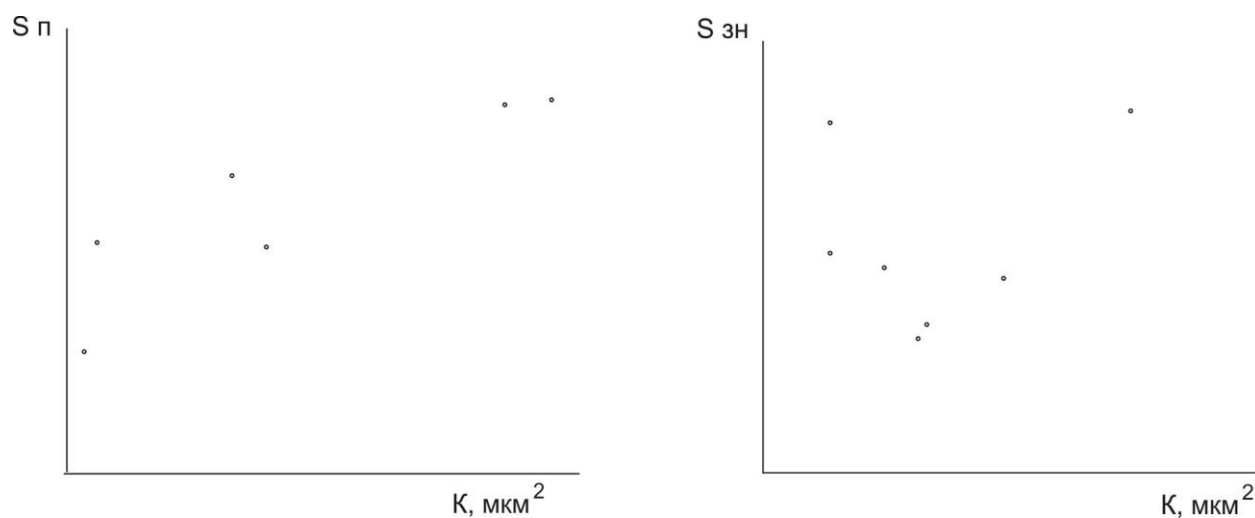


Рис. 4.1.3.1. Залежність початкової і залишкової нафтонасиченості від проникності

Наводяться залежності фазової проникності і капілярного тиску від водонасиченості (рисунок 4.1.3.2).

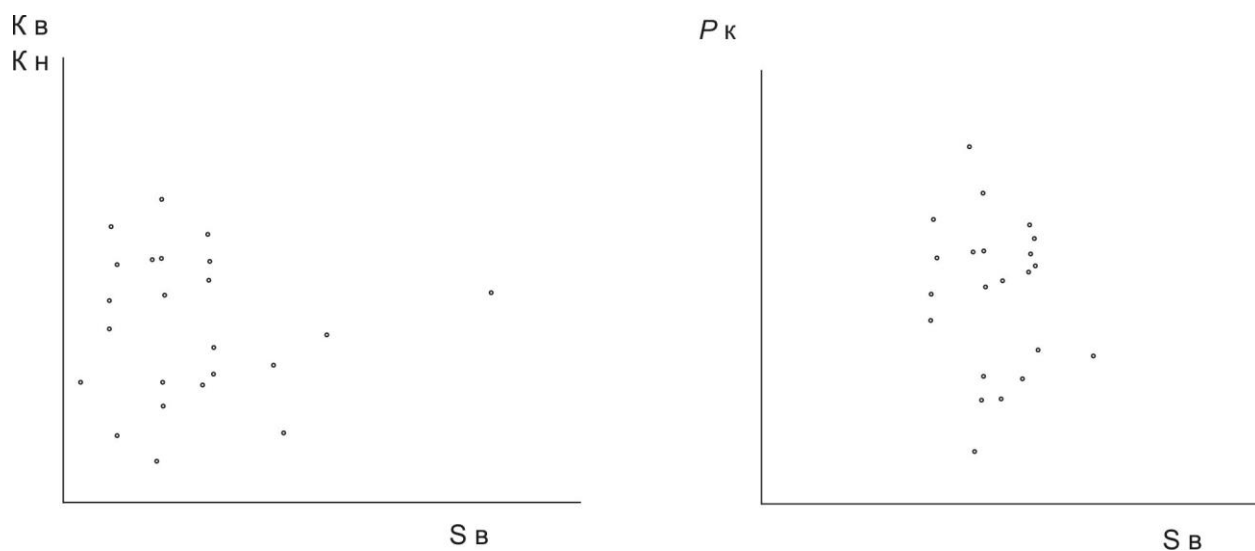


Рис. 4.1.3.2. Залежності фазових проникностей і капілярного тиску від водонасиченості

4.1.4. Підрахункові параметри та загальні/балансові (видобувні) запаси нафти і розчиненого у нафті газу

Наводяться підрахункові параметри та загальні/балансові (видобувні) запаси нафти і розчиненого у нафті газу, рекомендовані коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу, а також загальні/балансові (видобувні) запаси супутніх компонентів, що містяться у нафті і газі (таблиця 4.1.4.1).

Таблица 4.1.4.1

Зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого у нафті газу

[illegible]

Закінчення таблиці 4.1.4.1

[illegible]

4.2. Опрацювання вихідних даних для розрахунків технологічних показників розробки

4.2.1. Аналіз результатів пробної експлуатації, дослідно-промислової або промислової розробки покладів

В розділі аналізу пробної експлуатації, дослідно-промислової або промислової розробки покладів наводяться діючі затверджені проектні документи з розробки родовища.

Наводяться дати початку пробної експлуатації, дослідно-промислової, промислової розробки покладів.

Здійснюється поглиблений аналіз результатів випробування свердловин, їхньої пробної експлуатації, дослідно-промислової або промислової розробки покладів, поточного стану фонду свердловин. Наводяться відомості про величини депресій і тривалості досліджень при випробуванні свердловин.

Для свердловин визначаються дебіти видобувних і приймальність нагнітальних свердловин, а також технологічні показники по відбору нафти, рідини та закачування води на дату складання геолого-економічної оцінки запасів.

За даними аналізу результатів випробування та дослідження свердловин (гідродинамічних, термометричних, термодинамічних), пробної експлуатації, дослідно-промислової або промислової розробки обґрунтовуються усереднені параметри по покладах (таблиця 4.2.1.1).

Таблиця 4.2.1.1

Результати дослідження свердловин по покладу

Найменування	Кількість		Інтервал зміни	Прийняте середнє значення по покладу
	свердловин	вимірювань		
1	2	3	4	5
Початковий пластовий тиск, МПа				
Пластова температура, °С				
Геотермічний градієнт, °С/м				
Дебіт нафти, т/добу				
Обводненість вагова, %				
Газовий фактор, м ³ /т				
Питома продуктивність, $\frac{\text{м}^3}{\text{добу} \times \text{МПа}}$				
Питома приймальність, $\frac{\text{м}^3}{\text{добу} \times \text{МПа}}$				
Гідропровідність, $\frac{\text{Д} \times \text{м}}{\text{МПа} \times \text{с}}$				
Приведений радіус, м				
Проникність, 10 ⁻¹⁵ м ²				
П'єзопровідність, 10 ⁴ м ² /с				

У табличній формі подаються відомості про ефективність методів обробки привибійних зон свердловин по покладах (горизонтах, інтервалах). Значення питомої приймальності і продуктивності свердловин обґрунтовуються з урахуванням можливості застосування найбільш ефективних з випробуваних методів інтенсифікації видобутку та закачування.

Аналіз комплексу дослідницьких робіт передбачає також вивчення динаміки коефіцієнтів фільтраційного опору "a" і "b", гідропровідності, пластового тиску, продуктивності свердловин, проникності, п'єзопровідності, приведенного радіусу, скін фактора.

Наводяться відомості про поточний стан розробки покладів (таблиця 4.2.1.2).

Таблиця 4.2.1.2

Основні показники поточного стану розробки на дату складання ТЕО

Показники	Поклади (експлуатаційні об'єкти)			Родовище
	I	II	...	
1	2	3	4	5
Накопичений видобуток нафти, тис. т				
Видобуток рідини, тис. м ³				
Обводненість продукції свердловини, %				
Середньодобовий дебіт 1 свердловини, т / добу:				
по нафті				
по рідині				
Темп відбору нафти від початкових загальних запасів, %				
Накопичене закачування, тис. м ³				
Компенсація відбору закачуванням, %:				
поточна				
накопичена				
Середня приймальність нагнітальної свердловини, м ³ /добу				
Вибійні тиски у видобувних свердловинах, МПа				
Тиск нагнітання, МПа				

Складається характеристика розробки покладів, дані розробки покладів по свердловинах (по експлуатаційних об'єктах) за роками (або місяцями) зводяться у таблиці 4.2.1.3.

Таблиця характеристики розробки покладів родовища

Таблиця 4.2.1.3

Рік (місяць)	Кількість діючих свердловин	Середньорічний дебіт нафти, т/добу	Середньорічний дебіт газу, тис. м ³ /добу	Середньорічний дебіт води, м ³ /добу	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток розчиненого газу, млн м ³		Середньорічний газонафтовий фактор, м ³ /т	Видобуток води, м ³		Середньорічне обводнення, %	Плас-товий тиск, МПа	Коефіцієнт експлуатації середньорічний, част. од.
					за рік	накопичений	за рік	накопичений		за рік	накопичений			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1														
2														
3														

Зведена таблиця даних розробки родовища станом на поточну дату

Таблиця 4.2.1.4

Експлу- атацій- ний об'єкт	Поклад	Блок	№ све рд- ло- ви- ни	Термін розробки	Показники розробки: <u>початкові</u> на дату підрахунку						Видобуток на на дату підра- хунку	
				<u>початок</u> закінчен- ня	дебіт нафти, т/добу	дебіт газу, тис. м³/доб у	газонаф- товий фактор, м³/т	плас- товий тиск, МПа	дебіт води, т/доб у	обвод- нення, %	нафти, тис. т	розчи- неного газу, млн м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I			1	_____	—	—	—	—	—	—		
			2	_____	—	—	—	—	—	—		
			3	_____	—	—	—	—	—	—		
			4	_____	—	—	—	—	—	—		
			Разом по об'єкту									
II			5	_____	—	—	—	—	—	—		
			6	_____	—	—	—	—	—	—		
			7	_____	—	—	—	—	—	—		
			Разом по об'єкту									
Разом по родовищу												

Для обґрунтування класу запасів проводиться оцінка запасів нафти методом матеріального балансу.

4.2.2. Обґрунтування експлуатаційних об'єктів і варіантів їхньої розробки

Під терміном «експлуатаційний об'єкт» розуміється ділянка родовища, яка містить один або декілька покладів, що розробляються єдиною системою свердловин одночасно. Експлуатаційні об'єкти обмежуються гідродинамічними екранами, що унеможливають перетоки між ними нафти і розчиненого газу під час розробки.

Обґрунтовується прийнята методика визначення коефіцієнтів охоплення процесом витиснення. Наводиться залежність цих коефіцієнтів від щільності сітки розглянутих систем розміщення свердловин (рисунок 4.2.2.1) і обґрунтовуються прийняті для розрахунків значення коефіцієнтів охоплення витисненням.



Рис. 4.2.2.1. Залежність коефіцієнта охоплення процесом витиснення від щільності сітки свердловин

Залежно від геологічних умов залягання, геолого-промислових характеристик продуктивних пластів і непроникних екранів, ступеня близькості їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей, нафтоводогазонасиченості, технічних, технологічних та економічних факторів з урахуванням досвіду розробки подібних покладів обґрунтовується виділення експлуатаційних об'єктів (таблиця 4.2.2.2), а також розрахункових варіантів їх розробки, визначаються вихідні технологічні характеристики (таблиця 4.2.2.3). В одному з варіантів слід визначити можливість застосування методів підвищення коефіцієнтів

вилучення нафти і розчиненого газу.

Таблиця 4.2.2.2

Вихідні геолого-фізичні характеристики експлуатаційних об'єктів

Показники	Поклади (експлуатаційні об'єкти)			Родовище
	I	II	...	
1	2	3	4	5
Початкові запаси нафти, тис. т у тому числі за класами 111 +221, 121 +221, 122+222, 332 Початкові запаси розчиненого газу, млн м ³ у тому числі за класами 111 +221, 121 +221, 122+222, 332 Видобуток нафти, тис. т Видобуток газу, млн м ³ Середня глибина залягання, м Тип покладу Тип колектора Площа нафтогазоносної, тис. м ² Середня загальна товщина, м Середня газонасичена товщина, м Середня нафтонасичена товщина, м Коефіцієнт відкритої пористості, частки од. Коефіцієнт насичення нафтою, частки од. Проникність, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$ Коефіцієнт піщанистості, частки од. Коефіцієнт розчленованості, частки од. Пластова температура, К Пластова температура, °С Початковий пластовий тиск, МПа Тиск насичення, МПа Об'ємний коефіцієнт нафти, частки од. В'язкість нафти в пластових умовах, МПа $\times$ с Густина нафти в пластових умовах, кг/м ³ Густина нафти дегазованої, при ст. ум., кг/м ³ Середній коефіцієнт стисливості пластової нафти, МПа ⁻¹ Кількість видобувних свердловин, од. Кількість нагнітальних свердловин, од. Початковий дебіт нафти 1 св, т/добу Вміст в нафті, % сірки парафіну				

Таблиця 4.2.2.3

**Основні вихідні технологічні характеристики розрахункових
варіантів розробки**

Характеристики	Варіанти розробки			
	I (базовий)	II	III	...
1	2	3	4	5
Режим розробки Система розміщення свердловин Відстань між свердловинами, м Щільність сітки, $10^4 \text{ м}^2/\text{св}$ Коефіцієнт охоплення процесом витіснення, частки од. Співвідношення свердловин об'єкта (видобув- них/нагнітальних) видобуток /нагнітання Режим роботи свердловин: вибійні тиски, величини дебітів, тощо видобувних нагнітальних Коефіцієнт використання фонду свердловин Коефіцієнт експлуатації свердловин: нагнітальних фонтанних механізованих Прийнятий коефіцієнт компенсації відбору закачуванням, % Інші характерні показники				

Примітка: Форми подання таблиць узагальнені і можуть удосконалюватись, уточнюватись та доповнюватись необхідними показниками.

4.2.3. Обґрунтування розрахункової геологічної моделі покладу та технологічних показників розробки

З урахуванням геологічної будови покладів, типу колекторів, їх фільтраційних характеристик, неоднорідності обґрунтовується побудова розрахункової моделі покладу (таблиця 4.2.3.1).

Таблиця 4.2.3.1

Розрахункова модель покладу

Ділянка покладу	Номер шару	Ефективна проникність, 10^{-15}м^2	Частка обсягу, частки од.
1	2	3	4
1			
2			
3			
Всього:			

Залежно від прогнозованих, розрахунковими варіантами режимів розробки обґрунтовуються: прийнята схематизація цього процесу і методи розрахунку технологічних показників.

З урахуванням прийнятої геологічної моделі, схематизації процесу розробки, методики розрахунку їх технологічних показників обґрунтовуються додаткові вихідні дані (розмір законтурної зони, пружноємність системи, натуральна і модифікована фазова проникність (таблиця 4.2.3.2).

Таблиця 4.2.3.2

**Характеристика модифікованих фазових проникностей,
частка одиниці**

Середня насиченість водою	Фазова проникність для води	Середня насиченість нафтою	Фазова проникність для нафти	Середня насиченість газом	Фазова проникність для газу
1	2	3	4	5	6

Обґрунтовуються виділення характерних зон (ділянок, елементів) покладу і вихідні дані для розрахунку технологічних показників по них (таблиця 4.2.3.3).

Таблиця 4.2.3.3

Геолого-фізичні дані для характерних зон (ділянок) покладу

Найменування	Зони (ділянки)*				По покладу
	1	2	3	4	
<i>1</i>	2	3	4	5	6
Товщина, м:					
нафтонасичення					
водонасичення					
Нафтонасиченність, частки од,					
Газонасиченість, частки од.					
Насиченість зв'язаної водою,					
частки од.					
Ефективна проникність,					
$Pa \times c$					
Балансові (видобувні) запаси:					
нафти, тис. т					
розчиненого газу, млн м ³					

закінчення таблиці 4.2.3.3					
Коефіцієнт витиснення нафти, частка од.					
Коефіцієнт витиснення газу, частка од.					
Питома продуктивність, $\frac{т \times 10}{м \times \text{добу} \times \text{МПа}}$					
Питома приймальність, $\frac{м^3 \times 10}{м \times \text{добу} \times \text{МПа}}$					

* Заповнюється за умови визначення видобувних запасів по зонах (ділянках)

При поточному підрахунку запасів параметри розрахункової моделі (проникність, коефіцієнт продуктивності і приймальності, розміри законтурної зони, фазова проникність) уточнюються шляхом відтворення історії розробки.

Співставляються і аналізуються фактичні та розрахункові технологічні показники розробки, отримані за один і той же період.

4.2.4. Обґрунтування витрат на розробку

Обґрунтовуються обсяги капітальних вкладень у буріння свердловин, будівництво і облаштування родовища, а також експлуатаційних витрат на видобуток нафти і газу, інші дані та критерії, що визначають техніко-економічні розрахунки витратної частини проекту.

Вихідні та нормативні дані для розрахунків економічних показників наводяться в таблицях 4.2.4.1 - 4.2.4.5.

Таблиця 4.2.4.1

Вихідні та нормативні дані

Показники	Варіанти		
	1	2	3
Коефіцієнт, що враховує втрати вуглеводнів, частка од.			
Кількість діючих свердловин на родовищі на початок розрахунку, одиниць			
Кількість нагнітальних свердловин, одиниць			
Кількість проектних свердловин, одиниць			
Глибина проектної свердловини, м			
Довжина шлейфу, км			
Оціночна вартість буріння свердловини, тис. грн			
Вартість обв'язки свердловини, тис. грн			
Вартість будівництва 1 км шлейфу: – постійна, тис. грн – залежна від довжини, тис. грн/км			
Вартість технологічного обладнання (ШСНУ) для нафтових свердловин (верстат-гойдалка, штанги насосні, насос свердловинний штанговий, замкова опора, газосепаратор), тис.грн/одиниця			
Інші витрати, грн/м			
Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин, у відсотках від вартості товарної продукції: – нафта (з покладів, які повністю залягають на глибині до 5000 м), грн/т – газ для промислових споживачів (з покладів, які повністю залягають на глибині до 5000м), грн/1000 м ³ – природний газ, видобутий із нових свердловин з покладів, які повністю або частково залягають на глибині понад 5000 метрів (крім природного газу, видобутого під час виконання договорів про спільну діяльність), грн/1000 м ³			
Норма дисконту (на рівні облікової ставки НБУ), %			
Податок на додану вартість, %			
Податок з прибутку, %			

Таблиця 4.2.4.5

Експлуатаційні витрати на видобування вуглеводнів за варіантами 1 (базовий), 2, 3

Роки розробки	Умовно-змінні витрати		Умовно-постійні витрати	Амортизаційні відрахування	Загальні експлуатаційні витрати
	всього	у т.ч. плата за користування надрами			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1					
2					
3					
4					
5					

Примітка: Форми подання таблиць вихідних та нормативних даних, кількості свердловин та видобутку, капітальних вкладень і експлуатаційних витрат узагальнені і можуть уточнюватись та доповнюватись необхідними показниками.

Таблиця 4.3.2.3

Варіант 3

Рік	Кількість діючих свердловин	Кількість проектних видобувних свердловин	Кількість нагінтальних свердловин	Коефіцієнт експлуатації	Видобуток нафти, тис. т		Коефіцієнт вилучення нафти, частка од.	Видобуток розчиненого газу, млн м ³		Газовий фактор, м ³ /т	Коефіцієнт вилучення газу, частка од.	Середньорічний дебіт, однієї св.		Тиск, МПа	
					за рік	накопичений		за рік	накопичений			нафти, т/добу	газу, тис.м ³ /добу	Пластовий	Вибійний
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1															
2															
3															
4															
5															

Примітка: 1. При перерахунку запасів за початок розробки (продовження розробки) приймається дата поточного підрахунку. Коефіцієнти вилучення приводяться з врахуванням накопиченого відбору нафти і розчиненого газу з початку розробки.

2. У якості базового при підрахунку запасів розглядається варіант розробки на природному режимі (діючий варіант), для інших варіантів розглядається проектування нових свердловин (вертикальних, похилоспрямованих), перевід свердловин з інших об'єктів, відновлення свердловин, позаконтурне заводнення та інші методи інтенсифікації видобутку.

3. Форми подання таблиць узагальнені і можуть удосконалюватись, уточнюватись та доповнюватись необхідними показниками.

4.3.3. Оцінка запасів і ресурсів нафти на підставі потоку грошових коштів. Економічні показники розробки.

Економічна оцінка запасів і ресурсів нафти і розчиненого в ній газу на підставі потоку грошових коштів здійснюється згідно з «Керівництвом з підготування промислових техніко-економічних досліджень доцільності реалізації інвестиційних проектів», опублікованим ЮНІДО (UNIDO) у 1991 році.

Організація Об'єднаних Націй з промислового розвитку (ЮНІДО) є спеціальною установою ООН, що створена у 1966 р. з метою сприяння промислового розвитку та прискорення індустріалізації країн, що розвиваються шляхом мобілізації національних і міжнародних ресурсів. До складу ЮНІДО входить 171 держава Світу. **Україна є членом цієї організації з 1985 р.**

Запропонований ЮНІДО підхід до підготування промислових техніко-економічних досліджень доцільності реалізації інвестиційних проектів, що ґрунтується на **концепції дисконтованого грошового потоку**, є загальноприйнятим у Світі методом оцінки інвестицій, визнаним державними міністерствами, банками, організаціями із сприяння інвестиціям, університетами та іншими вищими навчальними закладами, а також консультативними фірмами та інвесторами.

Концепцією дисконтованого грошового потоку для економічної оцінки об'єктів інвестування, (включаючи об'єкти з промислового освоєння нафтових та газонафтових родовищ), передбачається визначення і порівняння показника накопиченого **дисконтованого грошового потоку (ДГП)** від геологічного вивчення та/або промислового освоєння об'єкта оцінки, що дорівнює сумі річних **чистих прибутків** від реалізації товарної продукції та **амортизаційних відрахувань**, зменшеної на величину інвестицій, приведених до

початкового (нульового) розрахункового кроку оцінки шляхом дисконтування і розраховується за формулою:

$$NPV = \sum_{n=0}^{n=j} \frac{NCF_n}{(1+r)^n} ;$$

де: NPV – накопичений чистий дисконтований грошовий потік;

NCF_n – чистий грошовий потік в n-ому році, що дорівнює сумі річного чистого прибутку та річних амортизаційних відрахувань;

$(1+r)^{-n}$ – коефіцієнт дисконтування, що може бути розрахованим, або визначеним за відповідними таблицями;

r – норма дисконту, що кореспондується з вартістю капіталу у розрахунковому періоді;

n – номер розрахункового кроку; при цьому номер початкового кроку приймається рівним нулю, і коефіцієнт дисконтування у цьому кроці, відповідно, дорівнює одиниці.

Згідно з правилами розрахунків чистого прибутку, що визначаються бухгалтерськими стандартами України, формула для визначення накопиченого **чистого дисконтованого грошового потоку (ЧДГП)** від геологічного вивчення та/або промислового освоєння об'єкта оцінки набуває виду алгебраїчного двочлена, чисельник першого члена якого відзначає результати операційної діяльності, а другий – результати інвестиційної діяльності промислу:

$$B = \sum_{t=0}^T \frac{[(D_t - B_t) - \Pi_t] + A_t}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t};$$

де: B – **накопичений дисконтований грошовий потік** від промислового освоєння вуглеводнів об'єкта надр, за станом на дату оцінки;

E – норма дисконту;

D_t – річний дохід від реалізації товарної продукції гірничого підприємства у t-му році;

B_t – виробнича собівартість продукції промислу, що дорівнює сумі експлуатаційних витрат у t-му році, включаючи суми амортизації основних

засобів та витрат, пов'язаних з господарською діяльністю з видобування корисних копалин;

Π_t – сума податків і платежів у t -у році, які не входять до експлуатаційних витрат;

A_t – сума нарахування амортизації основних засобів, які пов'язані з господарською діяльністю з видобування корисних копалин в t -у році;

K_t – сума капітальних вкладень у будівництво промислу з видобування вуглеводнів ділянки надр в t -у році, включаючи придбання геологічної інформації;

T – строк використання родовища або ділянки надр для геологічного вивчення та/або видобування вуглеводнів до виведення родовища з експлуатації; Σ – знак суми.

Вираз: $[(D_t - B_t) - \Pi_t]$ у квадратних дужках чисельника першого члена рівняння грошового потоку є чистим прибутком підприємства відповідно до належного бухгалтерського стандарту України. Таким чином у чисельнику першого члена рівняння грошового потоку є сума чистого прибутку та амортизації, які отримує підприємець, що розробляє родовище. Цю суму прийнято називати фінансовим результатом операційної діяльності гірничого підприємства.

Податковим кодексом України і Класифікацією запасів і ресурсів державного фонду надр, затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432, встановлено основний показник ефективності виробництва – **Коефіцієнт рентабельності продукції промислу**, який є величиною, що дорівнює співвідношенню фінансового результату операційної діяльності підприємства (чистий прибуток плюс амортизаційні відрахування) до виробничої собівартості продукції (експлуатаційні витрати).

Коефіцієнт рентабельності промислу розраховується за такою формулою:

$$K_{\text{рмпе}} = \frac{\sum_{t=0}^T [(Dt - B_t) - Pt] + At}{\sum_{t=0}^T B_t};$$

Де: $K_{\text{рмпе}}$ - коефіцієнт рентабельності;

Dt – річний дохід від реалізації товарної продукції гірничого підприємства у t -у році;

B_t – сума експлуатаційних витрат в t -у році, включаючи суми амортизації основних засобів, пов'язаних з господарською діяльністю з видобування корисних копалин; (виробнича собівартість товарної продукції промислу);

Pt – сума податків і платежів у t -у році, що не входять до експлуатаційних витрат;

At – сума нарахування амортизації основних засобів, пов'язаних з господарською діяльністю з видобування вуглеводнів у t -у році;

T – строк використання родовища або ділянки надр для геологічного вивчення та/або видобування корисних копалин до виведення родовища з експлуатації;

Σ – знак суми.

Критерії економічної ефективності

Визначення економічних показників запасів і ресурсів здійснюється на основі оцінки очікуваних об'ємів видобутку вуглеводнів і залежних від них графіків надходжень грошових коштів від реалізації кожного проекту розробки. Потоки грошових коштів дисконтуються за прийнятою **ставкою**, що дорівнює обліковій ставці НБУ, на строк використання родовища або ділянки надр для геологічного вивчення та/або видобування корисних копалин до виведення родовища з експлуатації. Суму таких дисконтованих річних грошових потоків за розрахунковий період називають ЧПЦ чистою приведеною цінністю проекту (експлуатаційного об'єкту).

Розрахунок економічних показників має проводитись з врахуванням:

- передбачуваних об'ємів видобутку вуглеводнів за розрахунковий період;
- обґрунтованих витрат, необхідних для реалізації проекту розробки, видобутку і доставки об'ємів вуглеводневої сировини до Контрольної точки, включаючи витрати на охорону навколишнього середовища, ліквідацію промислу і рекультивацію земель, підраховані на підставі належних прогнозів на період оцінки;
- передбачуваного доходу від реалізації видобутих об'ємів вуглеводневої сировини, підрахованого на підставі обґрунтованих цін на відповідні види продукції на період оцінки з врахуванням всіх витрат і доходів промислу;
- передбачуваних податків на видобуток, податків на доходи і платою за надра, що мають бути сплачені промислом;
- терміну реалізації проекту, що дорівнює терміну виробки запасів вуглеводнів;
- ставки дисконтування, що дорівнює середньозваженій вартості капіталу або мінімальній нормі прибутку, що застосовується НБУ на оцінюваний період.

Основою для оцінки економічних показників, необхідних для прийняття інвестиційного рішення приймається варіант, згідно з яким умови, що існують на час оцінки (ціни, витрати), крім коефіцієнта дисконтування не змінюються протягом всього періоду реалізації проекту. Промислове освоєння запасів вуглеводнів експлуатаційного об'єкту (родовища, його ділянки) є доцільним, якщо визначений коефіцієнт рентабельності гірничодобувного підприємства (промислу) перевищує ставку рефінансування НБУ і накопичений дисконтований грошовий потік є позитивний. Фінансування проекту розробки експлуатаційного об'єкту передбачається за рахунок коштів замовника.

Границя економічної рентабельності

Границею економічної рентабельності є такий рівень видобутку вуглеводнів, нижче якого чистий потік грошових коштів від реалізації проекту розробки (який може бути окремою свердловиною, ділянкою нафтогазоносних надр або родовищем) стає від'ємним. При визначенні границі рентабельності допускається не враховувати короточасні періоди від'ємних значень чистого потоку грошових коштів за умови загального позитивного прогнозу економічних показників на довгочасну перспективу.

Замірювання видобутку в Контрольній точці

Товарна продукція виміряна у визначеній Контрольній точці відповідно до законодавства або технічних умов поставки, складає основу для визначення розрахункових обсягів видобутку вуглеводнів. Контрольна точка - визначений пункт технологічної схеми, в якому здійснюється замірювання запасів, що видобуваються. В умовах України за таку точку приймається склад товарної продукції промислу як вузол комерційного обліку на місці відвантаження продукції для її реалізації на ринку або передачі підрозділам користувача надр, що здійснюють її транспортування, переробку та продавання. Замірювання та облікування товарної продукції і оцінюваних запасів зазвичай здійснюється у кількостях продукції, що переміщені через цю точку за період часу, що розглядається.

Для забезпечення відповідності Контрольних точок, що використовуються для визначення обсягів продукції що видобувається і реалізується, Контрольним точкам, що використовуються з метою бухгалтерського обліку виручки від її реалізації, Контрольна точка може бути визначена відповідними нормативними вимогами до бухгалтерського обліку. Такий підхід дозволяє показати обсяг товарної продукції відповідно до технічних умов і цінами на продукцію.

Кількість товарної продукції приймається рівною загальній кількості видобутої продукції за мінусом кількості продукції, яка видобувається на поверхню але не подається на продаж в Контрольній точці. Продукція, що не реалізується включає кількості вуглеводнів, що використовуються на власні потреби, кількості вуглеводнів, що відводяться на факел, що втрачаються під час підготовки, а також не вуглеводневі компоненти, що видаляються із продукції перед її реалізацією. Сума реалізованих та нереалізованих кількостей вуглеводнів дорівнює загальній кількості видобутої продукції. Товарні кількості продукції можуть вимагати введення поправки на компоненти, що додаються до складу продукції під час її підготування, за умови, що ці компоненти не є похідними від видобутої вуглеводневої сировини.

Результати замірювання видобутої продукції формують основу для відповідних інженерних розрахунків, що ґрунтуються на визначенні вільного порового простору пласта.

Паливо на виробничі потреби промислу

Паливо на потреби промислу – це частина вуглеводнів, що видобуваються, які використовуються на внутрішні потреби промислу замість інших джерел палива або енергії, які треба було б купувати. Запаси таких вуглеводнів належить визначати окремо від товарної продукції, їхня вартість враховується в експлуатаційних витратах.

Подаються варіанти основних економічних показників прогнозування розробки об'єкту (покладу) за варіантами згідно з таблицями 4.3.3.1-4.3.3.3.

Таблица 4.3.3.1

Показники економічної ефективності розробки об'єкта (в тис. грн)

Варіант 1 (базовий)

[illegible]

Таблица 4.3.3.2

Вариант 2

[illegible]

Таблица 4.3.3.3

Вариант 3

[illegible]

4.3.4. Обґрунтування методів визначення балансових (видобувних) запасів нафти і газу та коефіцієнтів вилучення нафти і газу із надр

Геолого-економічна оцінка родовища (покладу) базується на встановленій балансовій (видобувній) частці від загальних запасів, яка визначається для нафтових покладів за допомогою обґрунтованих коефіцієнтів вилучення.

Балансові (видобувні) запаси нафти покладу визначаються як добуток обсягу загальних запасів нафти покладу або об'єкту розробки, обчислених об'ємним методом, на коефіцієнт вилучення нафти із надр, обчислений техніко-економічними розрахунками. Цей коефіцієнт використовують при проектуванні розробки покладів нафти, плануванні розвитку підприємств і називають проектним.

Поточний коефіцієнт вилучення нафти із надр, який дорівнює відношенню накопиченого на певну дату видобутку нафти з покладу або об'єкту розробки до початкових загальних запасів нафти покладу або об'єкту розробки.

Коефіцієнт вилучення нафти із надр залежить від літологічного складу колектора, неоднорідності продуктивного горизонту (пласта), проникності порід, ефективної нафтонасиченої товщини. Фізичним чинником, від якого у першу чергу залежить величина коефіцієнта вилучення нафти є відношення в'язкості нафти μ_n до в'язкості води μ_v (далі μ_0). На величину коефіцієнта вилучення нафти також впливають: природний режим розробки покладу, густина сітки видобувних свердловин, застосування високотехнологічних методів розробки (похило спрямоване буріння експлуатаційних свердловин по продуктивному пласту, нагнітання води в позаконтурну зону, тощо) та методи, які застосовують для штучного впливу на продуктивні пласти (гідророзрив, кислотні обробки, тощо). Достовірність підрахунку загальних запасів та визначення коефіцієнта вилучення нафти залежить від стадії геологорозві-

дувальних робіт і розробки покладів, тобто від обсягу наявної інформації, а також від складності геологічної будови покладу.

На відкритих покладах нафти, після завершення пошукового етапу, а також на стадії попередньої геолого-економічної оцінки, коли інформації ще недостатньо, розрахунок коефіцієнта вилучення нафти може базуватись на багатовимірних статистичних моделях.

При підрахунку запасів нафти після завершення розвідки, у тому числі дослідно-промислової розробки, і при перерахунку запасів після розбурювання покладу згідно з проектним документом, складають техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти на основі досвіду нафтовидобувних районів з урахуванням досягнутого рівня техніки і технології видобутку. Обґрунтовується вибір оптимального варіанта системи розробки за результатами техніко-економічних розрахунків кількох варіантів, у тому числі й варіантів системи розробки за природного режиму. Для кожного варіанта розраховують коефіцієнт вилучення та інші показники розробки. Коефіцієнт вилучення приймають за оптимальним варіантом, ефективність якого визначається найвищою на підставі висновку державної експертизи.

Коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу по покладах розраховують гідродинамічними методами із застосуванням одновимірних моделей фільтрації на стадії завершення розвідки і двовимірних моделей, апроксимованих до реальних пластових умов – на стадії розробки.

В залежності від гірничо-геологічних умов експлуатаційних об'єктів (покладів) оцінка та обґрунтування вихідних даних визначення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу проводиться для природних режимів роботи покладів нафти (водонапірного, пружного або режиму розчиненого газу).

Для водонапірного режиму застосовуються покоефіцієнтний та статистичні методи визначення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу. Коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу для пружного режиму розробки визначаються для гідродинамічно закритих нафтових покладів, у яких встановлені високі пластові тиски і низькі тиски насичення нафти пластовим газом. Для режиму розчиненого газу для визначення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу використовуються метод гідродинамічних розрахунків та статистичні моделі розрахунку.

Для обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу по покладах належить використовувати діючі нормативні документи та галузеві стандарти.

4.4. Характеристика балансових (видобувних) запасів та коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу

4.4.1. Аналіз розрахункових величин коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу. Оцінка ефективності методів підвищення нафтовіддачі

По зонах виділених експлуатаційних об'єктів аналізуються розрахункові значення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, отримані для розглянутих варіантів розробки. Проводиться їх зіставлення зі значеннями коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, визначеними іншими методами і отриманими як по вироблених ділянках даного родовища, так і по інших, що розробляються; родовищ з подібними геолого-промисловими характеристиками (таблиця 4.4.1.1).

У графах 5-8 даної таблиці наводяться розрахункові значення, отримані за пропонованою методикою, в графах 9 і далі – значення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, визначених іншими методами. Значення розрахункових величин по зонах наводяться тільки при обґрунтуванні видобувних запасів по зонах.

Таблиця 4.4.1.1

Зіставлення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу за варіантами розробки для ділянок (зон)

Поклад	Клас запасів	Ділянки, зони	Варіанти розробки	Розрахункові величини				Зіставлення значень коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу		
				Коефіцієнт витіснення	Коефіцієнт охоплення витісненням	Коефіцієнт заводнення	Коефіцієнт вилучення нафти і розчиненого газу	За статистичним методом	За вибірковою ділянкою	За екстраполяційним методом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Нафтова Водонафтова Газонафтова З покладу в цілому								

4.4.2. Обґрунтування рекомендованих видобувних запасів та коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу

За кожним розглянутим варіантом по об'єктах і родовища в цілому наводяться балансові (видобувні) запаси нафти і розчиненого газу, розрахункові значення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, запаси нафти, розчиненого в ній газу, та їх економічна оцінка. З урахуванням зіставлень техніко-економічних показників розробки обґрунтовуються рекомендовані до затвердження по покладах (об'єктах) і родовищу в цілому запаси нафти, розчиненого в нафті газу (при необхідності з виділенням зон, ділянок, класів запасів) і значення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу (таблиці 4.4.2.1, 4.4.2.2).

Таблиця 4.4.2.1

Розрахунок запасів нафти та розчиненого газу, коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу по варіантах розробки

Варіант	Поклад, клас запасів	Загальні / Видобувні запаси			Коефіцієнт вилучення нафти, частка од.	Коефіцієнт вилучення розчиненого газу, частка од.
		нафти, тис. т	розчине- ного газу, млн м ³	корисних компонен- тів (вка- зати яких)		
1	2	3	4	5	6	7

Таблиця 4.4.2.2

Рекомендовані для затвердження запаси нафти і розчиненого газу та коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу

Поклад, експлуатаційний об'єкт	Загальні / Видобувні запаси			Коефіцієнти вилучення нафти, частка од.	Коефіцієнти вилучення розчиненого газу, частка од.
	нафти, тис. т	розчиненого газу, млн м ³	корисних компонентів (вказати яких)		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
по родовищу					

Проектні свердловини для затвердженого оптимального варіанту розробки мають бути пробуреними (реалізованими) у період не більше 3-4 років для забезпечення видобутку балансових (видобувних) запасів.

При відсутності буріння (реалізації) проектних свердловин втрачається обґрунтування балансових (видобувних) запасів, що затверджені для ділянки цих свердловин.

5. Зведені показники техніко-економічного обґрунтування майбутньої розробки експлуатаційних об'єктів родовища

Наводяться рекомендовані для затвердження ДКЗ України коефіцієнти вилучення нафти і розчиненого газу, відповідно, загальні, балансові (видобувні) запаси нафти та розчиненого в нафті газу (корисних компонентів), що мають промислове значення, по покладах і родовищу в цілому. Зведені техніко-економічні показники майбутньої розробки експлуатаційних об'єктів родовища за варіантами з обґрунтуванням оптимального варіанту зводяться у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1

Зведені техніко-економічні показники майбутньої розробки експлуатаційних об'єктів родовища за варіантами з обґрунтуванням оптимального варіанту

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Експлуатаційні об'єкти розробки I, II, III ...			Разом
			поклади (індекс)			
			варіанти			
			1-й базовий	2-й	3-й	
			діючими свердловинами №№	діючими свердловинами №№ та проектною св.№	діючими свердловинами №№, проектною св.№ та св.№, переведеною після завершення розробки попереднього об'єкта	
1	Кількість проектних/діючих свердловин	св.				
2	Залишкова вартість основних фондів (ОФ)	тис. грн				
3	Рентабельний період розробки	роки				
4	Загальні запаси нафти	тис. т				

продовження таблиці 5.1						
5	Загальні запаси газу					
6	Видобуток нафти	тис. т				
7	Видобуток газу	млн м ³				
8	Коефіцієнт вилучення нафти	частка од.				
9	Коефіцієнт вилучення газу	частка од.				
10	Ціна реалізації нафти(з ПДВ)	грн/т				
11	Ціна реалізації газу (з ПДВ)	грн/тис. м ³				
12	Обсяг реалізації (з ПДВ)	тис. грн				
13	Обсяг реалізації (без ПДВ)	тис. грн				
14	Експлуатаційні витрати	тис. грн				
15	у тому числі амортизація та інші показники	тис. грн				
16	Собівартість видобутку: нафти газу	грн/т грн/тис. м ³				
17	Балансовий прибуток	тис. грн				
18	Податок на прибуток	тис. грн				
19	Чистий прибуток	тис. грн				
20	Поточні капітальні вкладення (КВ)	тис. грн				
21	Накопичений грошовий потік	тис. грн				
22	Накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП)	тис. грн				
23	Внутрішня норма прибутковості	%				
24	Індекс прибутковості	частка од.				
25	Коефіцієнт рентабельності промислу	частка од.				
26	Рентабельність виробничої діяльності: - до виробничих фондів (ОФ та КВ) - до експлуатаційних витрат	% %				
27	Термін окупності капіталовкладень	роки				
28	Надходження до бюджетів та державних цільових фондів	тис. грн				

Склав технолог:

Склав економіст:

Погоджено, експерт ДКЗ України:

Окремо додаються зведені техніко-економічні показники розробки нафтового родовища згідно з таблицею 5.2.

Таблиця 5.2

Зведені основні техніко-економічні показники розробки _____ родовища за погодженим експертизою оптимальним варіантом

Показники	Значення	Одиниці виміру
Кількість проектних/діючих видобувних свердловин		св.
Залишкова вартість основних фондів (ОФ)		тис. грн
Проектний рентабельний період розробки		роки
Видобуток нафти за рентабельний період розробки		тис. т
Видобуток газу за рентабельний період розробки		млн м ³
Ціна реалізації нафти (без ПДВ)		грн/т
Ціна реалізації газу (без ПДВ)		грн/тис.м ³
Обсяг реалізації (без ПДВ)		тис. грн
Експлуатаційні витрати		тис. грн
у тому числі амортизація		тис. грн
Собівартість видобутку нафти		грн/т
Собівартість видобутку газу		грн/тис.м ³
Балансовий прибуток		тис. грн
Податок на прибуток		тис. грн
Чистий прибуток		тис. грн
Поточні капітальні вкладення (КВ)		тис. грн
Накопичений грошовий потік		тис. грн
Накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП)		тис. грн
Внутрішня норма прибутковості (ВНП)		%
Індекс прибутковості капіталовкладень		частка одиниць
Коефіцієнт рентабельності промислу		частка одиниць
Рентабельність виробничої діяльності:		
- до виробничих фондів (ОФ та КВ)		%
- до експлуатаційних витрат		%
Термін окупності капіталовкладень		роки
Надходження до бюджетів та державних цільових фондів		тис. грн

Склав:

Погоджено, експерт ДКЗ України:

6. Текстові додатки

6.1. До матеріалів щодо техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу повинні бути прикладені документи:

- протокол спільної науково-технічної ради розгляду ГЕО та коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу організації, що отримала спеціальний дозвіл на користування надрами, за участю представників організації, яка зробила розділ ТЕО.

- довідка про узгодження з відповідними організаціями щодо можливості використання пластової води для нагнітання у продуктивні або водоносні горизонти.

6.2. При складанні ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу родовищ, що розробляються, повинні додаватись також:

- довідка організації про кількість видобутих нафти і газу (у тому числі за поточний рік);

- довідка про результати проведених сторонніми організаціями спеціальних тематичних робіт, що відносяться до ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу.

6.3. Та інші передбачені законодавством документи.

7. Графічні додатки

В ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу (незалежно від методу визначення коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу) повинні міститися такі графічні матеріали.

- структурні карти (підрахункові плани) об'єктів з нанесенням проектних свердловин за варіантами;

- карти нафтонасиченої товщини пластів (у масштабі підрахункових планів); на карти наносяться межі класів запасів, початкові і поточні ВНК, ГНК, тектонічні порушення, межі розміщення свердловин рекомендованого варіанту розробки;

- карти розробки по покладах; на карту наносяться видобувні і нагнітальні свердловини, накопичені відбори нафти, газу, закачування води, початкові і поточні контури ВНК і ГНК;

- карти ізобар по покладах;

- карти проникності по покладах;

- карти значень початкової та поточної нафтонасиченості по покладах;

- графіки фактичних характеристик витиснення.

Всі графічні матеріали повинні бути виконані в загальноприйнятих умовних позначеннях.

8. Оформлення матеріалів

Оформлення матеріалів ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу проводиться відповідно до вимог Інструкції про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ матеріалів по підрахунку запасів нафти і газу.

Література

До переліку опублікованої літератури, фондових та інших матеріалів, використаних при складанні ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу, наводяться: назва матеріалів, автори, місце та рік видання (складання).

9. Оцінка родовища за системою PRMS

Надрокористувачем додатково може бути здійснена оцінка родовища за системою PRMS, що подається окремою книгою (розділом).

Моделі покладів (підрахункові плани, карти товщин та ін.) повинні містити визначені категорії запасів за системою PRMS.

Визначення понять і форми таблиць, що застосовуються у практиці системи PRMS геолого-економічної оцінки родовищ вуглеводнів.

Розбурені запаси - запаси вуглеводнів, які можна видобути із надр існуючими свердловинами, у тому числі запаси продуктивних інтервалів, що не розкриті перфорацією (позатрубні запаси). Запаси, які планується видобути за рахунок застосування методів інтенсифікації припливів, можуть відноситись до розбурених тільки у тому випадку, якщо затрати на їхнє здійснення є відносно невеликі у порівнянні із затратами на буріння свердловини. Розбурені запаси поділяються на ті, що розробляються, і не розробляються.

Що розробляються розбурені запаси – запаси, які передбачається видобути із розкритих і працюючих на момент оцінки свердловин.

Що не розробляються розбурені запаси включають простоюючі і позатрубні запаси.

Простоюючі запаси – запаси, які передбачається видобути:

із інтервалів продуктивних пластів, що розкриті але не розробляються на дату оцінки;

із свердловин, законсервованих у зв'язку із негативними економічними показниками, або відсутністю трубопровідної інфраструктури;

із свердловин, які неможливо експлуатувати за технічними умовами.

Позатрубні запаси – запаси які передбачається видобути із зони, що знаходиться поза обсадною колоною існуючої свердловини, шляхом прове-

дення додаткових робіт із перфорації або повторної перфорації (інтенсифікації припливу) продуктивного пласта.

Співвідношення одиниць виміру:

1 дюйм = 2,54 см ;

1 фут = 0,3048 м ;

1 фунт = 0,4536 кг ;

1 галон США = 3,7854 л ;

1 акр = 43560 кв. фут ;

1 акрофут = 43560 куб. фут;

1 барель = 42 галонів = 0,159 куб. м;

MMscf – мільйон куб. футів;

Bscf/D – мільярд куб. футів за добу;

Таблиця 9.1

Ціни на нафту і газ

Ціни станом на дату підрахунку	грн./тонну	\$/тонну
Ціна реалізації нафти		
	грн./тис.м ³	\$/тис.м ³
Ціна реалізації газу		

Перевідні коефіцієнти:	
Гривень за долар США	
Барелів на тонну	8,07

Таблиця 9.2

Економічні параметри

Ціни станом на дату підрахунку

Показник	Одиниці виміру
Капітальні вкладення на буріння свердловин та їх облаштування:	
Буріння 1 км свердловини, тис. грн. (тис. \$ США)	_____(_____)
Встановлення 1 км НКТ, тис. грн. (тис. \$ США)	_____(_____)
Прокладання 1 км шлейфу з інгібіторопроводом, тис. грн (тис. \$ США)	_____(_____)
Встановлення фонтанної арматури та колонної головки, тис. грн (тис. \$ США)	_____(_____)
Експлуатаційні витрати: постійні фіксовані витрати, тис. грн/св (тис. \$ США/св)	_____(_____)
Змінні витрати: нафта, грн/т (тис. \$ США/т) газ, грн/тис.м ³ (\$ США/тис.м ³)	_____(_____) _____(_____)

Таблиця 9.3

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених розбурених запасів, що розробляються (категорії запасів PDP)
_____ родовища, (тис. т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси (з врахуванням втрат)		Ціна реалізації		Чистий при- буток від реалізації продукції, тис. грн	Чисті ек- сплуатаційні витрати, тис. грн	Пода- тки, тис. грн	Чисті ка- пітальні витрати, тис. грн	Очікуваний чистий прибу- ток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, грн/т	Газ, грн/тис. м ³					Не- диск., тис. грн	Диск. (ст.д. 10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.4

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених розбурених запасів, що не розробляються (категорії запасів PDNP)
_____ родовища, (тис.т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реаліза- ції продук- ції, тис. грн	Чисті експлуа- таційні витрати, тис. грн	Пода- тки, тис. грн	Чисті капіталь- ні витра- ти, тис. грн	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, грн/т	Газ, грн/ тис. м ³					Недиск., тис. грн	Диск. (ст.д. 10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть ви- добуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовжен- ня спецдоз- волу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.5

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених не розбурених запасів (категорії запасів PUD)
_____ родовища, (тис.т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалі- зації продук- ції, тис. грн	Чисті експлуа- таційні витрати, тис. грн	Пода- тки, тис. грн	Чисті капіталь- ні витра- ти, тис. грн	Очікуваний чис- тий прибуток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, грн/т	Газ, грн/тис. м ³					Недиск., тис. грн	Диск. (ст.д. 10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні за- паси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні за- паси, що можуть бути видобу- тими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.6

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії 1P _____ родовища, (тис.т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис. грн	Чисті експлуатаційні витрати, тис. грн	Податки, тис. грн	Чисті капітальні витрати, тис. грн	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м³	Нафта, тис. т	Газ, млн м³	Нафта, грн/т	Газ, грн/тис. м³					Недиск., тис. грн	Диск. (ст.д. 10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.7

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії 2Р
_____ родовища, (тис.т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалі- зації про- дукції, тис. грн	Чисті ек- сплуатацій- ні витрати, тис. грн	Пода- тки, тис. грн	Чисті капіталь- ні витра- ти, тис. грн	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, грн/т	Газ, грн/ тис. м ³					Не- диск., тис. грн	Диск. (ст.д.10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть ви- добуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовжен- ня спецдоз- волу												
Разом зап- сів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн.
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.8

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії ЗР
_____ родовища, (тис.т, млн м³)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис. грн	Чисті експлуатаційні витрати, тис. грн	Податки, тис. грн	Чисті капітальні витрати, тис. грн	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, тис. т	Газ, млн м ³	Нафта, грн/т	Газ, грн/тис. м ³					Недиск., тис. грн	Диск. (ст.д. 10%), тис. грн
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.9

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених розбурених запасів, що розробляються (категорії запасів PDP)
_____ родовища, (тис. бар., млн куб. ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис.\$	Чисті експлуатаційні витрати, тис. \$	Податки, тис. \$	Чисті капітальні витрати, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д. 10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.10

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених розбурених запасів, що не розробляються (категорії запасів PDNP)
родовища, (тис. бар., млн куб. ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис.\$	Чисті експлуатаційні витрати, тис. \$	Податки, тис. \$	Чисті капітальні витрати, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д. 10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.11

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
доведених не розбурених запасів (категорії запасів PUD)
_____ родовища, (тис. бар., млн куб. ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалі- зації про- дукції, тис.\$	Чисті експлуа- таційні витрати, тис. \$	Пода- тки, тис. \$	Чисті капіталь- ні витра- ти, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д. 10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть ви- добути за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовжен- ня спецдоз- волу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.12

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії 1Р родовища, (тис. бар., млн куб. ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис.\$	Чисті експлуатаційні витрати, тис. \$	Податки, тис. \$	Чисті капітальні витрати, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д.10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.13

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії 2Р _____ родовища, (тис.бар, млн куб.ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис.\$	Чисті експлуатаційні витрати, тис. \$	Податки, тис. \$	Чисті капітальні витрати, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д.10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20__	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблиця 9.14

**Показники економічної оцінки вуглеводневих активів
запасів категорії ЗР _____ родовища, (тис.бар, млн куб.ф.)**

Роки	Валові запаси		Чисті запаси		Ціна реалізації		Чистий прибуток від реалізації продукції, тис.\$	Чисті експлуатаційні витрати, тис. \$	Податки, тис. \$	Чисті капітальні витрати, тис. \$	Очікуваний чистий прибуток	
	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, тис. бар.	Газ, млн куб. ф.	Нафта, \$/бар	Газ, \$/тис. куб. ф.					Недиск., тис. \$	Диск. (ст.д.10%), тис. \$
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
Поточні запаси, що будуть видобуті за термін дії спецдозволу												
Поточні запаси, що можуть бути видобутими за умови продовження спецдозволу												
Разом запасів												

Видобуток станом на 01.01.20	
Загальні валові запаси:	
Нафта, тис. т	
Газ, млн м ³	
Кількість пробурених та завершених свердловин	
Тривалість проекту:	
- початок	20__
- кінець	20__
Років	

Вартість на дату підрахунку	
Ставка дисконту, %	Майбутній чистий дохід, тис. грн
0	
5	
10	
15	
20	

Таблица 9.15

[illegible]

Зміст

1.	Галузь застосування	3
2.	Вихідні положення	4
3.	Загальні вимоги до складу і змісту матеріалів ТЕО	9
4.	ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти та розчиненого газу. Вступ	11
4.1.	Геологічні та фізичні умови залягання покладів	11
4.1.1.	Характеристика геологічної будови, параметрів продуктивних пластів і їх мінливості	11
4.1.2.	Фізичні та хімічні властивості пластових флюїдів	16
4.1.3.	Фізико-гідродинамічні характеристики покладів	22
4.1.4.	Підрахункові параметри та загальні/балансові (видобувні) запаси нафти і розчиненого у нафті газу	25
4.2.	Опрацювання вихідних даних для розрахунків технологічних показників розробки	27
4.2.1.	Аналіз результатів пробної експлуатації, дослідно-промислової або промислової розробки покладів	27
4.2.2.	Обґрунтування експлуатаційних об'єктів і варіантів їхньої розробки	31
4.2.3.	Обґрунтування розрахункової геологічної моделі покладу та технологічних показників розробки	34
4.2.4.	Обґрунтування витрат на розробку	38
4.3.	Техніко-економічні показники розробки	41
4.3.1.	Обґрунтування граничних критеріїв розробки покладу	41
4.3.2.	Технологічні показники розробки	43
4.3.3.	Оцінка запасів і ресурсів нафти на підставі потоку грошових коштів Економічні показники розробки.	45
4.3.4.	Обґрунтування методів визначення балансових (видобувних) запасів нафти і газу та коефіцієнтів вилучення нафти і газу із надр	53
4.4.	Характеристика балансових (видобувних) запасів та коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу	56
4.4.1.	Аналіз розрахункових величин коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу. Оцінка ефективності методів підвищення нафтовіддачі	56
4.4.2.	Обґрунтування рекомендованих видобувних запасів та коефіцієнтів вилучення нафти і розчиненого газу	58
5.	Зведені показники техніко-економічного обґрунтування майбутньої розробки експлуатаційних об'єктів родовища	60
6.	Текстові додатки	63
7.	Графічні додатки	64
8.	Оформлення матеріалів. Література	65
9.	Оцінка родовища за системою PRMS	66

	Зміст	82
--	-------	----