

**Про затвердження Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування
кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу**

Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин
при Міністерстві охорони навколишнього природного середовища України

від 27 листопада 2006 року N 316

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України

28 грудня 2006 р. за N 1383/13257

Відповідно до статті 45 Кодексу України про надра, підпункту 16 пункту 4 Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 N 1689, з метою встановлення єдиних вимог до порядку розробки і обґрунтування показників і параметрів кондицій для підрахунку запасів нафти і газу в надрах та визначення показників геолого-економічних оцінок родовищ вуглеводнів, що подаються на державну експертизу і оцінку, **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, що додається.

2. Начальнику відділу нафти та газу Державної комісії України по запасах корисних копалин Григілю В. Г. подати Положення на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України. Після державної реєстрації забезпечити тиражування і розсилання Положення до установ і організацій, що здійснюють геолого-економічну оцінку запасів і ресурсів родовищ нафти і газу, а також розміщення на сайті ДКЗ України.

3. Вважати такою, що не застосовується на території України, "Временную методику экономической оценки нефтяных и нефтегазовых месторождений", погоджену Державною комісією по запасах корисних копалин СРСР 05.10.83 р. та затверджену Міннафтопромом СРСР 16.11.83 р.

4. Контроль за виконанням наказу залишаю за собою.

Т. в. о. голови ДКЗ України

О. П. Мітько

ПОГОДЖЕНО:

Голова Комітету
Держгірпромнагляду України

С.Сторчак

Перший заступник Міністра
палива та енергетики України

В.П.Чупрун

Перший заступник Міністра
охорони навколишнього природного
середовища України

С.Глазунов

Голова Державного комітету
України з питань регуляторної
політики та підприємництва

А.В.Дашкевич

ПОЛОЖЕННЯ
про порядок техніко-економічного обґрунтування
кондицій для підрахунку запасів
родовищ нафти і газу

1. Загальні положення

1.1. Це Положення розроблено відповідно до Кодексу України про надра та постанови Кабінету Міністрів України від 22.12.94 N 865 "Про затвердження Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин".

1.2. Цим Положенням встановлюється єдиний порядок розробки і обґрунтування показників і параметрів кондицій для підрахування запасів нафти і газу в надрах та визначення показників геолого-економічних оцінок родовищ вуглеводнів, що подаються на державну експертизу й оцінку.

1.3. Положення є обов'язковим для суб'єктів господарювання незалежно від організаційно-правової форми, форми власності та підпорядкування, які здійснюють геологічне вивчення надр з метою підрахування запасів нафти та газу і подають на державну експертизу матеріали геолого-економічних оцінок родовищ вуглеводнів або перспективних ділянок нафтогазоносних надр.

2. Терміни та визначення понять

У Положенні наведені нижче терміни та визначення вживаються в такому значенні:

2.1. Кондиції - 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 при умові використання сучасних технічних і технологічних засобів в процесі промислової розробки покладів забезпечують найбільш повне та економічно ефективно вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів. Відповідно до ступеня геологічного вивчення ділянок нафтогазоносних надр встановлюються попередні, тимчасові, постійні та оперативні кондиції.

- 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. Параметри попередніх кондицій схвалюються замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт;

- 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. Параметри тимчасових кондицій апробуються ДКЗ України або замовником (інвестором) подальших геологорозвідувальних робіт;

- Постійні кондиції розробляються в процесі детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) ефективності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів і використовуються для підрахунку його запасів. Матеріали техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій і їх параметри затверджуються ДКЗ України. Постійні кондиції застосовуються під час опрацювання проектів промислового освоєння родовища (покладу), планування і здійснення розробки, вирішення

питань, пов'язаних з охороною надр і навколишнього природного середовища, державного обліку його запасів;

- Оперативні кондиції розробляються під час промислової розробки родовищ вуглеводнів для перерахунку запасів окремих їхніх ділянок (горизонтів, покладів, блоків і т. ін.), які за фільтраційно-ємнісними властивостями та іншими умовами розробки істотно відрізняються від прийнятих для всього 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. Параметри оперативних кондицій затверджуються ДКЗ України.

2.2. Показники кондицій - характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, вуглеводневих флюїдів, умов залягання продуктивних покладів родовищ, які істотно впливають на вибір технологічних схем видобутку і використання вуглеводнів, техніко-економічну ефективність виробничого процесу та фінансові результати реалізації видобутої товарної продукції.

2.3. Параметри кондицій - граничні (мінімальні або максимальні) значення показників кондицій, які встановлюються для родовища, ділянки, літолого-стратиграфічного горизонту, підрахункового блоку на підставі аналізу даних лабораторних та промислово-геофізичних досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, техніко-економічних розрахунків та досвіду геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ.

2.4. Колектори - гірські породи, здатні в початкових пластових умовах вміщати в собі вуглеводневі флюїди (нафту, газ, воду та інші компоненти) і віддавати їх в процесі розробки продуктивних покладів.

2.5. Мінімальна відкрита пористість (пустотність) колектора - найменша відкрита пористість (пустотність) колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневих компонентів пластових флюїдів і з покладу можуть бути видобуті нафта або газ за сучасними технологіями розробки.

2.6. Мінімальна абсолютна проникність колектора - найменша абсолютна проникність колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневого компонента пластового флюїду, що підраховується.

2.7. Мінімальна нафтогазонасиченість продуктивного колектора - найменша насиченість колектора нафтою або газом, за якої в початкових пластових умовах фазова проникність колектора для вуглеводневих компонентів пластових флюїдів більша від нуля.

2.8. Максимальна глинистість колектора - найбільша відносна глинистість колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневих компонентів пластових флюїдів.

2.9. Мінімальна ефективна товщина прошарку колектора - найменша ефективна товщина прошарку із колекторськими властивостями, що включається в ефективну товщину покладу у перетині його свердловиною.

2.10. Мінімальна ефективна товщина покладу нафти і газу - найменша, визначена в окремій свердловині, ефективна товщина продуктивного покладу, що включається до підрахунку запасів під час оконтурювання продуктивної площі покладу.

2.11. Мінімальний промисловий вміст супутнього корисного компонента в нафті, газі, супутніх водах - найменша концентрація корисного компонента в корисній копалині, за якої вилучення його в процесі розробки і подальше використання технологічно можливі та економічно доцільні.

2.12. Оптимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів - коефіцієнт вилучення, що досягається за оптимальним варіантом розробки родовища.

2.13. Чистий грошовий потік (потік готівки) - різниця (сальдо) між притоками і відтоками грошових коштів від операційної та інвестиційної діяльності під час передбачуваної реалізації інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин

оцінюваного геологічного об'єкта, яка визначається для кожного річного кроку розрахунку і для всього розрахункового періоду, що охоплює часовий інтервал від моменту оцінки до завершення експлуатаційних робіт (накопичений грошовий потік).

2.14. Накопичений чистий дисконтований грошовий потік - один з показників ефективності інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта, що розраховується за такою формулою:

$$ЧДГП = \sum_{t=0}^T \frac{[(D_t - B_t) - P_t] + A_t}{(1 + E)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E)^t},$$

де ЧДГП - чистий дисконтований грошовий потік, накопичений за весь період майбутньої виробничої діяльності на оцінюваному геологічному об'єкті. У міжнародній практиці цей показник використовується під назвою "Net Present Value (NPV)" - чиста теперішня (поточна) вартість об'єкта оцінки.

E - норма дисконту;

D_t - річний дохід (виручка) від реалізації товарної продукції в t-му році;

B_t - експлуатаційні витрати, включаючи амортизаційні відрахування, в t-му році;

P_t - розмір податків і обов'язкових платежів у t-му році, що не входять до експлуатаційних витрат;

A_t - амортизаційні відрахування в t-му році;

K_t - капітальні вкладення в промислове будівництво в t-му році, включаючи проведення подальших геологорозвідувальних робіт;

T - строк користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта для геологічного вивчення та/або видобування вуглеводнів.

2.15. Накопичений дисконтований прибуток від виробничої (операційної) діяльності на оцінюваному геологічному об'єкті - різниця (сальдо) між притоками грошових коштів від реалізації товарної продукції та експлуатаційними витратами, податками й обов'язковими платежами, "приведена" до початкового розрахункового кроку за допомогою дисконтування. Цей показник розраховується як перший член у формулі пункту 2.14.

2.16. Внутрішня норма прибутковості (ВНП) - величина норми дисконту (E), за якої накопичена сума дисконтованих притоків грошового потоку дорівнює накопиченій сумі дисконтованих відтоків грошового потоку, а ЧДГП, накопичений за весь строк користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта, дорівнює нулю. При цьому для всіх значень E, що перевищують ВНП, ЧДГП має бути негативним, а для всіх значень E, менших від ВНП, - позитивним. Якщо не виконується хоч одна з наведених умов, належить вважати, що ВНП не обрховується.

2.17. Термін окупності капіталовкладень - відрізок часу в розрахунковому періоді від початкового моменту до моменту окупності. Початковий момент визначається у завданні на розробку ТЕО кондицій. Моментом окупності вважається той найбільш ранній крок у розрахунковому періоді, після якого накопичений чистий грошовий потік стає і надалі залишається позитивним.

2.18. Рентабельність виробничої діяльності з промислового освоєння оцінюваного геологічного об'єкта - частка від ділення прибутку від виробничої діяльності (операційної та інвестиційної), накопиченого за весь розрахунковий період, до вартості виробничих фондів нафтогазовидобувного підприємства (основних засобів і виробничих запасів), що використовується для промислового освоєння цього об'єкта.

2.19. Надходження до бюджетів та державних цільових фондів - сума податків і обов'язкових платежів, що сплачуються до бюджетів і фондів різних рівнів згідно із законодавством України протягом розрахункового періоду користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта.

2.20. Амортизаційні відрахування - поступове віднесення витрат, понесених на придбання, виготовлення або поліпшення основних фондів, на валові витрати користувача надр у межах норм, установлених законодавством.

2.21. Експлуатаційний об'єкт - один або декілька суміщених у плані нафтогазових покладів, що розробляються єдиною системою експлуатаційних та спеціальних свердловин.

2.22. Система розробки родовища вуглеводнів - сукупність процесів з: розбурювання покладів свердловинами за певною схемою і календарним планом, здійснення і регулювання відбору вуглеводнів, застосування методів впливу на пласти, спостереження за правильністю розробки пластів та експлуатації свердловин.

2.23. Виробничо-технологічні витрати - кількість нафти, природного газу, газового конденсату, яка витрачається на здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування та транспортування нафти, природного газу та газового конденсату в межах нафтогазопромислового об'єкта.

2.24. Втрати - частина нафти, природного газу і газового конденсату, яка неминуче втрачається під час здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування та транспортування в межах нафтогазопромислового об'єкта.

2.25. Коефіцієнт вилучення вуглеводнів із надр - визначена в частках від одиниці або у відсотках відносна величина, що показує частину від загальних запасів вуглеводнів на місці залягання, видобуток яких технологічно можливий і економічно доцільний під час розробки покладу із застосуванням сучасної технології і техніки видобутку за умови додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища.

3. Загальні засади розробки кондицій

3.1. Кондиції розробляються для кожного родовища вуглеводнів або ділянки нафтогазоносних надр у процесі їх геолого-економічної оцінки з урахуванням раціонального використання всіх корисних копалин, а також наявних у них корисних компонентів. Оптимальні показники кондицій мають забезпечувати комплексну геолого-економічну оцінку і найбільш повне, раціональне та безпечне використання запасів родовищ нафти та газу.

3.2. Техніко-економічне обґрунтування кондицій розробляється відповідно вимог Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432 (із змінами), Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.94 N 865 (із змінами), Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 10.07.98 N 46, зареєстрованої Міністерством юстиції України 24.07.98 N 475/2915, Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 18.10.99 N 120, зареєстрованої Міністерством юстиції України 10.12.99 N 853/4146, та інших нормативно-правових актів, що регламентують проведення геолого-економічної оцінки родовищ вуглеводнів, проектування і будівництва підприємств з видобутку та переробки нафти та газу.

3.3. Порядок розроблення постійних та оперативних кондицій, а також тимчасових кондицій, що подаються на державну експертизу, визначається цим Положенням. Розроблення попередніх та тимчасових кондицій, що не подаються на державну експертизу, визначаються користувачами надр або замовниками геологорозвідувальних робіт.

3.4. Техніко-економічне обґрунтування постійних та оперативних кондицій розробляється користувачами надр або за їх дорученням спеціалізованими проектними і науково-дослідними інститутами, геолого-економічними підрозділами підприємств, іншими суб'єктами підприємництва, які можуть забезпечити кваліфіковане проведення цих робіт.

Матеріали техніко-економічного обґрунтування кондицій надаються до Державної комісії України по запасах корисних копалин (ДКЗ) як на паперових, так і на оптичних носіях.

3.5. ТЕО кондицій розробляється на підставі технічного завдання замовника, у якому визначаються особливі умови організації робіт з розробки оцінюваного родовища: джерела енерго- і водопостачання, вибір обладнання та об'єктів інфраструктури, способи транспортування, узгодження з органами державного нагляду і контролю технологічних рішень підвищеної екологічної небезпеки, форми власності на майно і товарну продукцію, джерела фінансування.

3.6. Оперативні кондиції розробляються на підставі геологічного та економічного аналізу реалізації технологічної схеми або проекту розробки родовища (покладу, блоку).

3.7. Проектні рішення щодо технологічних схем з видобування і підготовляння нафти та газу, організації та забезпечення виробничого процесу, що приймаються під час обґрунтування кондицій, мають відповідати сучасним технічним досягненням, перевіреним у промислових або напівпромислових умовах.

3.8. Для обґрунтування техніко-економічних показників геолого-економічної оцінки родовища (ділянки) нафти або газу і доцільності подальшого проектування будівництва (реконструкції) нафтогазовидобувного підприємства використовуються розвідані та попередньо розвідані запаси коду класів 111 та 122. Можливість використання в ТЕО кондицій запасів вуглеводнів, ступінь вивчення яких не відповідає таким вимогам, має бути доведена спеціальним обґрунтуванням.

3.9. Вивченість нафтогазових родовищ (ділянок), для яких розробляється ТЕО постійних кондицій, має відповідати вимогам до родовищ, підготовлених до промислової розробки:

- встановлено обсяги загальних запасів основних і супутніх корисних копалин та наявних у них корисних компонентів у межах ліцензійної ділянки, які враховуються під час проектування видобувного підприємства для визначення можливих перспектив його розвитку, глибини залягання покладу, його режиму і схеми розробки, опрацювання плану розташування видобувних свердловин, під'їзних шляхів, місць видалення відходів;

- визначено обсяги балансових розвіданих (код класу 111) і попередньо розвіданих (код класу 122) запасів корисних копалин, що використовуються для проектування розробки оцінюваного родовища. При цьому кількість розвіданих запасів має бути не меншою від визначеної величини компенсуючих запасів, що забезпечують діяльність видобувного підприємства на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння родовища;

- визначено й оцінено небезпечні екологічні фактори, що впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розробки родовища, підготовки товарної продукції до транспортування, видалення або утилізації виробничих відходів; розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони надр та навколишнього природного середовища.

3.10. Умови залягання продуктивних покладів, склад та фізико-хімічні властивості вуглеводневих флюїдів і фільтраційно-ємнісні властивості вміщуючих їх колекторів мають бути вивчені з повнотою та детальністю, які забезпечують отримання вихідних даних, достатніх для проектування раціональної технологічної схеми видобутку і переробки нафти та газу з комплексним вилученням наявних у них корисних компонентів, що мають промислове значення, а також визначення оптимального варіанта видалення виробничих відходів. Має бути вивчена також можливість використання супутніх вод нафтових і газонафтових родовищ та наявних у їх складі корисних компонентів, як джерел мінеральної сировини.

3.11. Кондиції для підрахунків запасів супутніх корисних компонентів у нафті, газі та супутніх водах, які придатні для господарського використання, розробляються та затверджуються одночасно з

кондиціями на основні корисні копалини. Витрати на вилучення супутніх корисних компонентів та надходження від їх реалізації враховуються в показниках основного виробництва.

3.12. Під час розробки техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ вуглеводнів нафтогазоносних ділянок надр слід дотримуватись такої послідовності робіт, що є найбільш раціональною:

3.12.1. Аналіз та узагальнення результатів геологічного, геофізичного, гідрогеологічного, літологічного, технологічного та іншого вивчення продуктивних покладів, визначення показників і параметрів кондицій для підрахунку запасів у надрах, підрахунок загальних запасів родовища за класами підготовленості їх до промислового освоєння;

3.12.2. Аналіз результатів пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової розробки (ДПР) родовища, визначення (встановлення) природного режиму покладів (ділянок, блоків), фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів; обґрунтування і виділення експлуатаційних об'єктів, режимів їх розробки, опрацювання їхніх геолого-технологічних моделей, визначення технологічних параметрів розробки для різних варіантів розміщення видобувних, нагнітальних та інших свердловин, їх кількості, порядку і темпів введення в експлуатацію;

3.12.3. Проведення польових досліджень щодо можливості розташування промислових площадок для буріння свердловин, будівництва об'єктів видобувного промислу, утилізації і захоронення відходів, охорони надр та навколишнього природного середовища, транспорту і збуту товарної продукції, а також маркетингових досліджень з придбання необхідного обладнання, визначення рівня цін, податків і обов'язкових платежів, умов оплати праці, забезпеченості трудовими та енергетичними ресурсами, визначення екологічних та соціально-економічних умов виробничої діяльності з видобутку вуглеводнів;

3.12.4. Визначення схеми розбурювання та черговості вводу у промислову розробку експлуатаційних об'єктів і аналіз темпів освоєння запасів родовища за різними варіантами, розрахунки видобутку вуглеводнів і технологічних коефіцієнтів вилучення нафти, газу і конденсату;

3.12.5. Аналіз техніко-економічних показників порівняльних варіантів освоєння запасів вуглеводнів та визначення оптимального варіанта промислової розробки родовища. Визначення за оптимальним варіантом розробки родовища переліку показників та параметрів кондицій і оптимальних коефіцієнтів вилучення.

4. Показники кондицій

4.1. Кондиціями для підрахунку запасів родовищ нафти та газу передбачаються такі основні показники для початкових пластових умов:

4.1.1. Мінімальна відкрита пористість (пустотність) колектора;

4.1.2. Мінімальна абсолютна проникність колектора для вуглеводневого компонента пластового флюїду, що підраховується;

4.1.3. Мінімальна нафтогазонасиченість продуктивного колектора;

4.1.4. Максимальна глинистість колектора;

4.1.5. Максимальна водонасиченість колектора;

4.1.6. Мінімальна ефективна товщина прошарку колектора;

4.1.7. Мінімальна ефективна товщина покладу нафти і газу;

4.1.8. Мінімальний промисловий вміст супутнього корисного компонента у нафті, газі, супутніх водах;

4.1.9. Максимально допустимий вміст шкідливих компонентів у вуглеводнях та супутніх водах;

- 4.1.10. Оптимальна система розробки покладів родовища;
 - 4.1.11. Мінімальний робочий тиск на гирлі видобувної свердловини;
 - 4.1.12. Мінімальний середній робочий дебіт видобувної свердловини по вуглеводневій складовій;
 - 4.1.13. Максимальна обводненість продукції свердловини;
 - 4.1.14. Ціна реалізації вуглеводневої товарної продукції;
 - 4.1.15. Оптимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів із надр.
- 4.2. У разі наявності на оцінюваному нафтогазовому об'єкті інших обставин, що істотно впливають на визначення кількості і якості загальних і видобувних запасів вуглеводнів, можуть передбачатись додаткові до наведених вище показники кондицій.
- 4.3. Показники і параметри кондицій належить встановлювати на підставі комплексного геолого-геофізичного, гірничо-технічного, технологічного та економічного обґрунтування.

5. Геолого-геофізичне обґрунтування кондицій

5.1. Геолого-геофізичному обґрунтуванню підлягають показники кондицій, пов'язані з геологічною будовою родовища, фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів, оконтурюванням продуктивних покладів у перетинах їх свердловинами і по площі.

5.2. Виділення у розрізі свердловини пластів з колекторськими властивостями слід виконувати на підставі встановлених для них кількісних критеріїв (кондицій), а також прямих і непрямих якісних ознак.

5.3. Параметри кондицій належить визначати окремо для колекторів з різною насиченістю (газ, нафта, вода) на підставі статистичної обробки результатів стандартних і спеціальних петрофізичних досліджень представницької вибірки зразків ядра продуктивного покладу і геофізичних досліджень з побудовою кореляційних залежностей між показниками (параметрами) кондицій типу "кern-кern", "кern-геофізика", "геофізика-геофізика", а також за результатами випробувань, виконаних в інтервалах з однозначними геофізичними характеристиками (залежність типу "геофізика-випробування").

5.3.1. Визначення мінімальної проникності і пористості при початкових термобаричних умовах за результатами стандартних вимірів абсолютної проникності, відкритої та ефективної пористості слід виконувати на зразках ядра вже з перших пробурених свердловин. Наявність проникнення фільтрату промивального розчину в пласт, як прямої якісної ознаки руху флюїдів у поровому просторі колектора визначають за результатами спеціальних петрофізичних досліджень зразків ядра дисциплінарно-екстракційним та капілярним способами.

5.3.2. Граничні значення геофізичних показників знаходять за кореляційними зв'язками типу "кern-геофізика" між кондиційними параметрами пористості, проникності та значеннями геофізичних характеристик за даними відповідних видів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

5.3.3. Визначення кондиційних параметрів проникності та пористості колекторів при початкових термобаричних умовах за результатами випробувань свердловин належить здійснювати на підставі графіків інтегральних функцій розподілу значень кожного показника, визначених для припливних і безприпливних інтервалів.

5.3.4. Кондиційний параметр максимальної глинистості колектора визначають шляхом побудови інтегральної функції розподілу точок з різною проникністю порід у полі координат: пористість - загальна глинистість, в межах якого лінії постійних значень відносної глинистості порід розділяють сукупність точок для порід у розрізі покладу (родовища) на колектори і неколектори.

5.3.5. Визначення мінімальної нафтогазонасиченості колектора здійснюється при початкових термобаричних умовах на підставі статистичного аналізу результатів випробувань пластоперетинів, з

яких отримані безводні припливи нафти або газу і припливи води без ознак вуглеводнів, або з малими їх припливами. Кондиційне значення нафтогазонасиченості приймається в точці перетину інтегральних функцій розподілу геофізичного показника насичення, побудованих для водонасичених і продуктивних пластів.

5.4. Під час використання якісних ознак для виділення колекторів у розкритих свердловинах розрізах слід враховувати, що прямі якісні ознаки порового колектора пов'язані з проникненням у пласти фільтрату промивального розчину, викликаючого формування глинистої або шламової корки на стінках свердловини, або зони проникнення фільтрату в породи, що відбиваються на кривих комплексу геофізичних досліджень притаманними їм характерними закономірними змінами, які фіксуються під час їх комплексної інтерпретації. Непрямі якісні ознаки колекторів, що вказують на наявність (а не рух) вільних флюїдів в породах, фіксуються характерними закономірними змінами каротажних діаграм, які виявляються під час їх комплексної інтерпретації.

5.5. Положення водонафтових і газоводяних контактів під час інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин встановлюється у пластоперетинах, що їх розкрили, по підшві інтервалу порід з високим опором, яка відбивається на каротажних кривих. У складних випадках в окремих пластоперетинах визначають положення підшви продуктивного інтервалу, який характеризується коефіцієнтом нафтогазонасиченості більшим кондиційного, та положення покрівлі нижнього водонасиченого інтервалу з коефіцієнтом нафтогазонасиченості меншим від кондиційного, а положення контакту визначають як середній результат за даними багатьох пластоперетинів. У покладах з перехідними зонами великої товщини водонафтові та газоводяні контакти проводять на глибині, де коефіцієнт водонасиченості дорівнює його кондиційному значенню.

5.6. Стандартні методики виділення в нафтовому розрізі газонасичених інтервалів та визначення положення газонафтового контакту ґрунтуються на проведенні повторних вимірів стаціонарними або імпульсними видами нейтронного каротажу переважно в обсаджених свердловинах в процесі розформування зони проникнення і вимірів ефекту впливу газу на результати вимірів. Використовуються також матеріали повторних вимірів, виконаних при заповненні свердловини промивальним розчином на нафтовій основі при неглибоких зонах проникнення і після його заміни на водний промивальний розчин.

5.7. У разі, якщо контакти продуктивних покладів не розкриті, допускається оконтурювання нафтогазонасиченого об'єму умовними контактами, що проводяться на підставі окремих обґрунтувань.

5.8. Нижня границя встановленої продуктивності, що розподіляє нафтогазонасичений об'єм на ділянки з різними рівнями геологічної вивченості і достовірності наявності вуглеводнів, проводиться на рівні найнижчої абсолютної відмітки, на якій встановлена продуктивність колектора методами геофізичних досліджень свердловин або випробуванням.

5.9. Ефективну товщину колектора з однорідною нафто- або газонасиченістю визначають як приведену до вертикальної свердловини різницю між загальною товщиною колектора (покладу) і сумарною товщиною ущільнених прошарків-неколекторів. У пластах з великими перехідними зонами належить встановлювати також ефективні товщини газоводяних або водонафтових зон.

5.10. Ефективні товщини тонкошаруватих пластів, товщина окремих проникних і непроникних прошарків в яких менша від роздільної здатності застосованих методів, слід визначати за комплексним аналізом даних застосованих видів геофізичних досліджень свердловин напроти таких пластів з використанням залежностей, що пов'язують ці показання з загальною і ефективною товщинами колекторів та сумарною товщиною ущільнених прошарків.

6. Технологічне обґрунтування кондицій

6.1. Технологічне обґрунтування кондицій належить здійснювати на основі порівняльного аналізу технологічних показників різних варіантів розробки оцінюваних родовищ, визначених з використанням сучасних методів геолого-технологічного моделювання. Відповідні програмні продукти та інструкції із їх застосування замовляються у їх розробників.

6.2. Допускається використання власних програмних продуктів для рекомендованих моделей процесів вилучення вуглеводнів, якщо вони забезпечують адекватне віддзеркалення наявних геолого-геофізичних умов залягання вуглеводнів у надрах і сучасний підхід до розрахунків видобувних запасів і коефіцієнта вилучення вуглеводнів із надр.

6.3. Вибір варіантів розробки здійснюється за техніко-технологічними критеріями з врахуванням повноти і комплексності використання запасів вуглеводнів, а також обмежень, пов'язаних із технологічними можливостями, правилами розробки родовищ нафти і газу, вимогами охорони надр і навколишнього середовища. Одним із варіантів розробки належить приймати такий, що фактично реалізується на родовищах, що розробляються, або прийнятий для обґрунтування попередніх кондицій на родовищах, що розвідуються.

6.4. Розрахунки видобувних запасів і коефіцієнтів вилучення вуглеводнів здійснюються за обґрунтованими проектними рішеннями щодо виділення експлуатаційних об'єктів, вибору способів впливу на пласт, систем розміщення свердловин, способів і режимів їх експлуатації та інше. Видобувні запаси підраховуються для кожного покладу, експлуатаційного об'єкта і для родовища в цілому.

6.5. Видобувні запаси розчиненого в нафті газу визначаються за загальними запасами нафти з врахуванням ступеня її дегазації під час розробки.

6.6. Вибір способу і режиму промислового освоєння запасів покладів належить здійснювати за результатами поваріантних розрахунків коефіцієнтів вилучення і економічних параметрів ефективності розробки. У разі явної переваги одного із способів розробки поваріантні розрахунки можуть не виконуватися. Кількість розрахункових варіантів розробки родовища (покладу, експлуатаційного об'єкта) належить обґрунтовувати.

6.7. Обґрунтування оптимальних способів і систем розробки продуктивних покладів, а також параметрів кондицій належить проводити з урахуванням ступеня складності геологічної будови і приймати до техніко-економічних розрахунків тільки ті варіанти, які відповідають вимогам Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432, щодо розвіданості і підготовленості до промислової розробки покладів корисних копалин.

6.8. Обґрунтування терміну дії видобувного підприємства, технологічних показників, видів необхідного обладнання, засобів автоматизації, механізації, транспорту, підготовки вуглеводневої сировини, інших проектних рішень і розрахункових параметрів слід проводити за сучасними методами з використанням чинних галузевих норм технічного і технологічного проектування, державних будівельних норм, досвіду складання проектів розробки підприємств-аналогів та даних наукових техніко-технологічних досліджень.

6.9. Визначення динаміки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у процесі розробки та обґрунтування кондиційних (граничних) значень продуктивності свердловин, робочого тиску, ступеня обводнення продукції тощо належить проводити з урахуванням оптимальних технічних і технологічних можливостей, що забезпечують економічно доцільний ступінь вилучення, підготовки і транспорту вуглеводнів. Для кожного характерного показника визначають граничнодопустимі параметри роботи видобувних свердловин (максимальна обводненість або газовий фактор, мінімальний дебіт по вуглеводневій складовій продукції свердловини тощо). Розрахунки параметрів технологічних показників варіантів розробки об'єктів експлуатації проводять до досягнення кондиційних (граничних) параметрів роботи видобувних свердловин.

6.10. Мінімальний рівень видобутку визначається в цілому для родовища на підставі прямих техніко-економічних розрахунків і умов реалізації товарної продукції. Критерієм мінімального рівня видобутку вуглеводнів з родовища належить приймати відсутність прибуткового грошового потоку для користувача надр.

6.11. У разі наявності на родовищі декількох природних різновидів вуглеводнів, що відрізняються технологічними властивостями і способами підготовки сировини до товарної продукції, в ТЕО кондицій належить виділяти відповідні види вуглеводнів і визначати умови підрахунку їх запасів і видобутку.

6.12. На комплексних родовищах вуглеводнів з декількома корисними компонентами (нафта, газ, конденсат, гелій, супутні води, метали тощо) мінімальний рівень видобутку розраховується для умовного корисного компонента, вміст якого дорівнює сумі вмістів всіх наявних корисних компонентів, приведених до корисного компонента, що має найбільшу вартість у товарній продукції. Вмісти наявних корисних компонентів приводяться до умовної корисної копалини через перевідні коефіцієнти, що враховують співвідношення цінності корисних компонентів та коефіцієнтів їх вилучення.

6.13. На родовищах, промислове значення яких визначається за товарною продукцією різної якості, сортів тощо, ціни на які змінюються у значних межах, належить визначати мінімальний промисловий вміст основної корисної копалини з урахуванням супутніх корисних копалин і компонентів з встановленням умовного сорту (якості) за схемою, аналогічною мінімальному промислового вмісту умовного компонента.

6.14. У разі відсутності стандартів або технічних умов щодо рівня мінімального промислового вмісту корисних компонентів у вуглеводневій сировині мінімальний вміст промислового значення визначається за умови рівності повних експлуатаційних витрат на вилучення і підготовку до реалізації корисного компонента ціні товарної продукції, що виробляється з нього.

6.15. При техніко-економічному обґрунтуванні вмісту корисного компонента і його промислового значення має бути визначений варіант, що забезпечує максимальний підсумковий економічний ефект за весь період розробки родовища з урахуванням найбільшого видобутку і раціонального використання основної корисної копалини.

6.16. Максимально допустимий вміст шкідливих речовин у балансових запасах вуглеводнів належить встановлювати у разі, коли чинними стандартами чи технічними умовами передбачаються обмеження до вмісту деяких шкідливих компонентів у товарній продукції.

6.17. Максимально допустимий вміст шкідливих речовин слід встановлювати для підрахункового об'єкта за результатами досліджень, що підтверджують можливість одержання кондиційної товарної продукції при вмісті шкідливих компонентів у вуглеводнях в умовах залягання у надрах не більшому від максимально допустимого, що приймається. У разі, якщо вуглеводні у процесі підготовки до товарної продукції зберігають вміст шкідливих домішок, то цей вміст, як параметр кондицій, встановлюється на рівні вимог стандартів, технічних вимог та інших нормативних документів до якості товарної продукції.

Обґрунтування обсягів втрат вуглеводнів під час дослідження свердловин і технологічної підготовки видобутої сировини до стандартів товарної продукції регламентується діючими нормативами і закріплюється в технологічних схемах (проектах розробки) родовищ вуглеводнів. Втрати вуглеводнів залежать від застосованих засобів, обладнання і системи підготовки продукції і її обліку. Облік видобутої продукції належить проводити на кожній свердловині за кожним об'єктом протягом терміну їх роботи.

7. Економічне обґрунтування кондицій

7.1. Економічні параметри розробки розраховуються на підставі прийнятих технологічних рішень, визначених параметрів, розглянутих варіантів систем розробки родовищ вуглеводнів.

7.2. Економічне обґрунтування кондицій належить проводити відповідно до загальноприйнятих принципів оцінки ефективності інвестиційних проектів, а саме:

- ефективність промислової розробки родовища (об'єкта) визначається для всього циклу виробничої діяльності видобувного підприємства - від моменту оцінки до ліквідації;

- моделювання грошових потоків здійснюється з урахуванням усіх пов'язаних з промисловою розробкою грошових надходжень, включаючи інвестиції і всі витрати за роками виконання передбачених робіт з геологічного вивчення надр, розробки родовища, охорони та відтворення навколишнього природного середовища;

- проведення розрахунків здійснюється на дату оцінки запасів вуглеводнів із застосуванням процедури дисконтування майбутніх грошових потоків для приведення їх до однакових умов в початковому (нульовому) році;

- при визначенні параметрів ефективності розробки родовища (покладу) враховуються тільки майбутні (відносно дати оцінки) витрати і надходження;

- для економічного обґрунтування кондицій можуть використовуватись програмні засоби.

7.3. Проведення геолого-економічної оцінки може бути здійснено за схемами стандартного і комерційного варіантів.

7.3.1. Стандартний варіант є обов'язковим для всіх об'єктів оцінки, що подаються на державну експертизу. Розрахунки в ньому виконуються відповідно до визначених нормативними документами стандартних умов, у тому числі:

- норма дисконту, яка застосовується для визначення вартості запасів у надрах, приймається рівною до поточної облікової ставки Національного банку України (далі - НБУ) на момент проведення геолого-економічної оцінки;

- інвестиції у виконання проекту з розробки родовища і реалізації товарної вуглеводневої продукції приймаються як такі, що здійснюються за рахунок власних коштів користувача надр;

- обґрунтування економічних показників і параметрів для умов, визначених угодами про розподіл продукції, не проводиться;

- видобуток вуглеводнів, а також супутніх корисних копалин і компонентів і підготування їх до реалізації передбачаються традиційними, освоєними у світі технологіями і системами розробки;

- амортизаційні відрахування на родовищах, що розробляються на дату оцінки запасів, визначаються з урахуванням раніше створених основних фондів.

7.3.2. Комерційний варіант розробляється як додатковий. Техніко-економічні розрахунки в цьому варіанті можуть ураховувати умови, які сприяють більш повному порівняно із стандартними використанню корисних копалин, включаючи такі, що можуть бути забезпечені тільки конкретним користувачем надр, у тому числі:

- використання наявних основних фондів для розробки родовища і зменшення за рахунок цього капітальних витрат;

- застосування більш високих споживчих цін для реалізації товарної вуглеводневої продукції, у тому числі за рахунок кооперації з виробництвом продукції вищого технологічного рівня;

- застосування податкових пільг, субсидій, дотацій та інших видів підтримки нафтогазового виробництва;

- уведення новітніх високопродуктивних технологій пошуків, видобутку і підготовки до реалізації вуглеводнів, а також напрямів використання товарної продукції;

- застосування норми дисконту вищої або нижчої від облікової ставки НБУ.

7.4. Техніко-економічні розрахунки належить виконувати стосовно кінцевої вуглеводневої товарної продукції видобувного підприємства, яка відповідає вимогам відповідних стандартів або технічних умов і реалізовується користувачем надр.

7.5. Для визначення вартості товарної продукції нафтогазодобувного виробництва належить застосовувати діючі ціни на відповідний вид та сорт вуглеводневої продукції, що склалися на товарних біржах. Ціни на товарну продукцію, що визначені на підставі договорів з споживачами, можуть застосовуватись для визначення її вартості в разі, якщо вони не нижчі від біржових.

Якщо регульовані згідно із законодавством ціни на товарну вуглеводневу продукцію є нижчими від біржових, то для визначення вартості запасів корисних копалин родовища або ділянки надр, що

надаються у користування, слід застосовувати регульовані ціни, а для визначення балансової належності запасів вуглеводнів слід використовувати біржові ціни.

Якщо користувач надр входить в об'єднання підприємств і реалізує свою товарну вуглеводневу продукцію за внутрішніми цінами цього об'єднання, такі ціни можуть використовуватись для економічних розрахунків у разі, якщо вони вищі від біржових або регульованих.

Вуглеводнева товарна продукція, що використовується користувачем надр на власні потреби (входить до переліку витрат), враховується як така, що видобута і реалізована на загальних підставах.

У виняткових випадках, коли рівень діючих біржових цін на товарну вуглеводневу продукцію не забезпечує рентабельної розробки родовища (покладу), користувач надр, який розробляє або розроблятиме родовище, на умовах економічного ризику може запропонувати застосування більш високих цін реалізації продукції або більш низьких цін на видобувне обладнання чи послуги в комерційному варіанті ТЕО. Це положення не розповсюджується на користувачів надр, які не будуть розробляти родовище.

У разі, якщо ціна реалізації вуглеводневої продукції не може бути визначена із застосуванням попередніх підпунктів цього пункту, то для обґрунтування її рівня слід застосовувати правила, визначені національними положеннями (стандартами) бухгалтерського обліку, а також національними стандартами з питань оцінки майна та майнових прав.

7.6. Ціни на матеріали, обладнання, паливно-енергетичні та інші ресурси, що використовуються для видобутку і підготування до реалізації вуглеводневої товарної продукції, належить приймати на рівні діючих на момент оцінки ринкових (біржових) цін. Договірні ціни на обладнання, устаткування та інше можуть застосовуватись, якщо вони не перевищують біржові. Доцільність придбання закордонного устаткування за цінами, що істотно перевищують вітчизняні, належить обґрунтовувати окремо.

7.7. В економічних розрахунках тарифи і ставки заробітної плати, середню заробітну плату, норми амортизаційних відрахувань та інші економічні нормативи належить приймати, керуючись чинними на момент оцінки законодавчими та нормативно-правовими актами.

7.8. В розрахунках обсягів капітальних вкладень користувача надр у будівництво (реконструкцію) передбачуваного нафтогазовидобувного підприємства слід використовувати прямі розрахунки, показники діючих підприємств-аналогів, типові проекти, укрупнені кошторисні норми, типові положення з планування, обліку і калькулювання собівартості бурових, будівельно-монтажних та інших робіт, а також інші належним чином засвідчені нормативи з внесенням до них доцільних доповнень і поправок на конкретні умови.

7.9. Прямими розрахунками слід визначати капітальні вкладення в будівництво бурових свердловин та будівельно-монтажні роботи із створення інфраструктури промислу. Витрати на придбання видобувного та іншого обладнання визначаються як прямими розрахунками, так і через питомі капітальні вкладення, визначені на підприємстві-аналогу. Витрати на допоміжне виробництво приймаються за аналогією; на будівництво шляхів, ліній електропередач, водогонів та інших лінійних споруд, що виходять за межі промислового майданчика, - прямим розрахунком з використанням аналогів і укрупнених питомих показників кошторисної вартості одиниці їхньої довжини.

7.10. Капітальні вкладення в майбутні геологорозвідувальні роботи з розвідки деяких ділянок родовища належить визначати укрупненими кошторисними розрахунками на підставі прямого визначення обсягів майбутніх робіт.

7.11. Визначення витрат на природоохоронні заходи належить здійснювати на підставі прямих розрахунків з використанням укрупнених питомих показників типових природоохоронних технологічних процесів, установок, споруд, підприємств, скоригованих у відповідності до конкретних умов об'єкта ТЕО.

7.12. Витрати на відшкодування збитків землекористувачів і втрат сільськогосподарського виробництва внаслідок відводу земель для будівництва видобувного підприємства, а також витрати на

компенсацію негативних наслідків від шкідливого впливу на навколишнє природне середовище розраховуються укрупненим методом на підставі питомих витрат або прямими розрахунками.

7.13. Витрати на рекультивацію територій, що надаються у тимчасове користування, визначаються на підставі укрупнених нормативів витрат на рекультивацію порушених земель.

7.14. Розміри сум амортизаційних відрахувань визначаються відповідно до чинного законодавства України.

У разі, коли термін корисного використання (експлуатації) об'єктів основних фондів (засобів) не забезпечує їх повну амортизацію за нормами, установленими законодавством, допускається застосування належно обґрунтованого прямолінійного або іншого методу нарахування амортизації згідно із Положенням (стандартом) бухгалтерського обліку 7 "Основні засоби", затвердженим наказом Міністерства України від 27.04.2000 N 92, зареєстрованим Міністерством юстиції України 18.05.2000 за N 288/4509.

7.15. Експлуатаційні витрати слід визначати окремо за всіма основними складовими робіт, що супроводжують виробництво товарної продукції (видобуток, підготування до транспортування та реалізації), а також сумарно по підприємству на підставі розрахункових або аналогових даних. Розрахунки собівартості робіт, що виконуються за різними галузевими напрямками (геологорозвідувальні, будівельно-монтажні, дослідно-конструкторські, промислові та інші), слід виконувати згідно з чинними галузевими методичними рекомендаціями з формування їхньої собівартості.

7.16. Обов'язковими складовими експлуатаційних витрат, що визначаються для обґрунтування кондицій, є:

- витрати на оплату праці, що визначаються на підставі чисельності персоналу та рівня заробітної плати згідно з чинними галузевими угодами або статистичними даними, що публікуються;
- нарахування на заробітну плату згідно із законодавством;
- вартість сировини і матеріалів;
- витрати на електро- та теплову енергію;
- поточні витрати на охорону навколишнього природного середовища;
- витрати на підготовку продукції;
- амортизаційні відрахування;
- витрати на реалізацію товарної продукції;
- податки та обов'язкові платежі, які згідно із законодавством відносяться до собівартості продукції.

Наведений перелік статей витрат не є вичерпним і може поповнюватись залежно від конкретних обставин.

7.17. При обґрунтуванні кондицій для родовищ, які є складовою частиною ресурсної бази видобувного підприємства, належить урахувати тільки ті експлуатаційні витрати на видобування, підготовку і реалізацію товарної вуглеводневої продукції, які здійснюються на оцінюваному родовищі, або пов'язані з підготовкою та транспортуванням його продукції загальними для підприємства об'єктами, або здійснюються обслуговуючими (ремонтними і т. ін.) підрозділами підприємства у зв'язку з обслуговуванням об'єктів родовища.

7.18. Для обґрунтування оптимального варіанта кондицій і оптимального варіанта промислового освоєння оцінюваного родовища (ділянки нафтогазоносних надр) належить використовувати такі показники:

- балансові запаси вуглеводнів;

- щорічні обсяги видобутку вуглеводнів;
- ціну одиниці різних видів вуглеводневої товарної продукції, що підлягає реалізації;
- надходження від реалізації товарної продукції;
- експлуатаційні витрати (у т. ч. амортизаційні відрахування);
- чистий прибуток від виробничої (операційної) діяльності;
- капітальні вкладення;
- чистий грошовий потік;
- норму дисконту;
- чистий дисконтований грошовий потік;
- внутрішню норму прибутковості;
- термін окупності капіталовкладень;
- рентабельність виробничої діяльності;
- коефіцієнт вилучення вуглеводнів;
- надходження до бюджетів та державних цільових фондів.

7.19. Поваріантні техніко-економічні розрахунки з обґрунтування економічної доцільності (недоцільності) промислової розробки належить проводити для кожного продуктивного покладу (експлуатаційного об'єкта) з метою вибору оптимального варіанта.

Віднесення запасів вуглеводнів продуктивних покладів до позабалансових (економічно неефективних) здійснюється тільки на підставі техніко-економічних розрахунків.

Для родовища в цілому техніко-економічні розрахунки допускається виконувати за одним оптимальним варіантом, який поєднує оптимальні варіанти розробки кожного покладу або експлуатаційного об'єкта.

7.20. З метою забезпечення максимального вилучення розвіданих запасів вуглеводнів допускається віднесення до балансових запасів окремих покладів вуглеводнів з низькою ефективністю розробки (умовно балансових), якщо в цілому по родовищу або експлуатаційному блоку це не приводить до істотного погіршення техніко-економічних показників.

7.21. При визначенні оптимального варіанта кондицій для підрахування запасів вуглеводнів і, відповідно, оптимального варіанта промислового освоєння оцінюваного нафтогазового об'єкта перевагу належить віддавати варіанту, що забезпечує високі коефіцієнти вилучення вуглеводнів із надр, максимальні величини накопиченого чистого грошового потоку і надходження до бюджетів та державних цільових фондів при позитивному значенні чистого дисконтованого грошового потоку.

Начальник відділу
нафти та газу ДКЗ України

В. Г. Григіль