

**ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ
ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН
при Міністерстві охорони навколишнього
природного середовища України**

Методичні вказівки

**щодо змісту, оформлення та порядку
подання на експертизу матеріалів
з приросту запасів нафти і газу**

Київ - 2010

ПЕРЕДМОВА

- РОЗРОБЛЕНО:** ДКЗ України (Рудько Г.І., Ловинюков В.І., Григіль В.Г.),
ЛВ УкрДГРІ (Полівцев А.В., Барановська Н.Я., Самарець
А.В.), за участю НАК"Нафтогаз України" (Середницький
Л.М., Гладун В.В.)
- ВНЕСЕНО:** Державною геологічною службою Мінприроди України та
Управлінням горючих та рудних корисних копалин ДКЗ
України
- УЗГОДЖЕНО:** Міністерством охорони навколишнього природного
середовища України;
- Державною геологічною службою Мінприроди України;
- Міністерством палива та енергетики України;
- Державним комітетом України з промислової безпеки,
охорони праці та гірничого нагляду;
- Державним комітетом України з питань регуляторної
політики та підприємництва;
- Виробничими і науковими геологорозвідувальними та
видобувними підприємствами нафтогазового комплексу
України.
- ЗАТВЕРДЖЕНО:** Наказом Державної комісії України по запасах корисних
копалин від 29.11.2010 р. № 615
- УВЕДЕНО В ДІЮ:** з 29.11.2010 р.

Скорочення (аббревіатури)

ГРР – геологорозвідувальні роботи,
ДПР – дослідно-промислова розробка,
ГЕО – геолого-економічна оцінка,
ГЕО-1 – детальна,
ГЕО-2 – попередня,
ГЕО-3 – початкова,
ВПТ – випробувач пластів на трубах,
ГДС – геофізичні дослідження свердловин,
КВГ – коефіцієнт вилучення газу,
КВК – коефіцієнт вилучення конденсату,
КВН – коефіцієнт вилучення нафти,
ВВ – вуглеводні,
ВНК – водонафтовий контур,
ГНК – газонафтовий контур,
ГВК – газоводяний контур,
МСБ – мінерально-сировинна база,
НГВП – нижня границя встановленої продуктивності.

I. Загальні положення

1.1. Ці Методичні вказівки розроблені відповідно до статті 7 Закону України «Про державну геологічну службу України», підпунктів 16, 22 пункту 4 Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689, Порядку проведення геологорозвідувальних робіт за рахунок коштів державного бюджету, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25.01.99 № 83, Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432.

1.2. Методичні вказівки визначають порядок застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432, до запасів нафти, природного газу і конденсату (далі - вуглеводні), які оперативно прирошуються під час геологорозвідувальних робіт та розробки родовищ вуглеводнів, а також зміст, оформлення та порядок подання інформаційних звітів з геолого-економічними оцінками прирощених запасів вуглеводнів.

1.3. Методичні вказівки поширюється на користувачів надр, що проводять геологорозвідувальні роботи та розробку родовищ вуглеводнів за рахунок коштів державного бюджету і здійснюють підрахунок та геолого-економічну оцінку приросту запасів вуглеводнів перед державною експертизою і оцінкою запасів родовища (ділянки) або після неї, та є рекомендованою для інших користувачів надр, які оперативно приростили запаси вуглеводнів під час геологорозвідувальних робіт та розробки родовищ.

1.4. Геологорозвідувальні роботи, що проводяться з метою отримання приросту запасів вуглеводнів, здійснюються згідно з галузевим стандартом України 41-00032626-00-011-99 «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ» (далі – ГСТУ 41-00032626-00-011-99).

1.5. Приріст запасів вуглеводнів здійснюється по об'єктах геологорозвідувальних і видобувних робіт на нафту і газ відповідно до ступеня їх геолого-економічного вивчення окремо за групами запасів: достовірних (код класу 111) і вірогідних (коди класів 121 та 122).

1.6. На пошуковому (згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99) етапі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, який завершується з отриманням промислових припливів, здійснюються прирости попередньо розвіданих і попередньо оцінених запасів категорії C_2 (код класу 122).

Промисловими є припливи нафти або газу, які згідно з укрупненими техніко-економічними розрахунками забезпечують повернення експлуатаційних витрат на їх видобуток і підготовку до транспортування.

1.7. На розвідувальному (згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99) етапі геологорозвідувальних робіт здійснюються прирости розвіданих і попередньо оцінених запасів категорії C_1 (код класу 121), а також попередньо розвіданих і попередньо оцінених запасів категорії C_2 (код класу 122).

На родовищах, де проводяться розвідувальні роботи з дослідно-промисловою розробкою, здійснюються прирости розвіданих і попередньо розвіданих запасів вуглеводнів (коди класів 111, 121 та 122).

1.8. Під час промислової розробки родовища, запаси якого затверджені Державною комісією України по запасах корисних копалин (далі – ДКЗ), здійснюються прирости розвіданих і попередньо розвіданих запасів вуглеводнів (коди класів 111, 121 та 122).

1.9. Прирости запасів нафти і конденсату підраховуються і обліковуються у тисячах тонн, газу – у мільйонах кубічних метрів.

II. Вимоги до виконання та подання на експертизу і оцінку приростів запасів вуглеводнів

2.1. Підрахунок і геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів, прирощених у звітний період, здійснюються за дорученням користувачів надр спеціалізованими проектними і науково-дослідними інститутами, геолого-економічними підрозділами підприємств, іншими суб'єктами господарювання, які можуть забезпечити кваліфіковане проведення цих робіт. Підрахунки виконуються відповідно до вимог Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432, 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 від 10.07.98 № 46, зареєстрованої у Міністерстві юстиції України 24.07.98 за № 475/2915, а також цих Методичних вказівок.

2.2. Інформаційний звіт з підрахунком і геолого-економічною оцінкою прирощених запасів вуглеводнів підписується виконавцями робіт і затверджується керівником суб'єкта господарювання – власника спеціального дозволу на користування нафтогазоносними надрами.

2.3. Інформаційний звіт з підрахунком і попередньою геолого-економічною оцінкою приросту запасів вуглеводнів, додатково прирощених у процесі розвідки або розробки родовищ, зарахованих до державного балансу запасів корисних копалин України, відповідно до підпунктів 7 та 10 пункту 4 Положення про Державну геологічну службу, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 24.09.2005 № 980, а також підпункту 2 пункту 16 та пункту 17 Порядку проведення геологорозвідувальних робіт за рахунок коштів державного бюджету, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25.01.99 № 83, подається користувачем надр на експертизу і оцінку науково-технічної ради замовника.

2.4. Роботи щодо приростів запасів вуглеводнів приймаються науково-технічною радою (далі – НТР) замовника згідно з поданим інформаційним звітом виконавця геологорозвідувальних чи видобувних робіт на підставі перевірки і аналізу матеріалів, що обґрунтовують кількість і якість прирощених запасів та їхнє промислове значення. Нові об'єкти (родовища) зараховуються до Державного балансу на підставі рішень ДКЗ згідно з пунктом 12 Порядку державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 31.01.95 № 75.

2.5. До участі у засіданнях НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів залучаються висококваліфіковані спеціалісти з розвідки, підрахунку і оцінки запасів родовищ нафти і газу, що проводять експертизу, перевірку кількості, якості і промислового значення запасів, що прирощуються, і готують відповідні висновки.

2.6. Річні підрахунки прирощених запасів вуглеводнів по об'єктах, де проводяться пошукові або розвідувальні роботи з метою отримання

приростів запасів вуглеводнів, приймаються протоколом НТР замовника з представниками ДКЗ на підставі висновків членів НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів.

2.7. За результатами щоквартального розгляду інформаційних звітів з обґрунтування приросту запасів вуглеводнів НТР замовника опрацьовується належний висновок і подається на затвердження до Державної геологічної служби (далі - ДГС) Мінприроди до 20 числа місяця, наступного за звітним кварталом.

2.8. Термін подачі матеріалів інформаційних звітів з квартального приросту запасів вуглеводнів на експертизу і оцінку НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів завершується до 5 числа місяця, наступного за звітним кварталом, а річного приросту – до 5 числа місяця, наступного за звітним роком.

2.9. Примірник матеріалів інформаційного звіту, що подаються для обґрунтування приростів запасів вуглеводнів, зберігається НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів до затвердження ДКЗ запасів вуглеводнів ділянки нафтогазоносних надр.

2.10. На родовищах вуглеводнів з розвіданими (доведеними) запасами та з попередньо розвіданими (ймовірними) запасами, що у звітний період передаються для промислового освоєння (у тому числі на умовах ризику), річні прирости запасів вуглеводнів визначаються на підставі протоколів ДКЗ щодо їх державної експертизи і оцінки.

III. Вимоги до змісту та обсягу матеріалів інформаційного звіту, що подається для обґрунтування приросту запасів вуглеводнів

3.1. Вимоги до складу та обсягу матеріалів інформаційного звіту з підрахунком запасів, що прирощуються, залежать від складу та обсягів проведених робіт і досліджень, унаслідок яких приріст одержано. За умовами, що впливають на ступінь детальності та обсяг геологічної інформації для обґрунтування приросту запасів вуглеводнів, виділяються:

первинний підрахунок приросту запасів вуглеводнів виявленого покладу за результатами пошукових (згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99) робіт;

підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами розвідувальних (згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99) робіт;

підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами дослідно-промислової (згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99) розробки (далі – ДПР) та промислової розробки.

3.2. Первинний підрахунок приросту запасів вуглеводнів та облік запасів вуглеводнів у Державному балансі запасів корисних копалин здійснюється при отриманні:

промислового припливу вуглеводнів під час стаціонарного випробування об'єкта в першій на покладі продуктивній свердловині (до стаціонарного випробування прирівнюється випробування випробувачем пластів на трубах (далі - ВПТ) з випуском продукції на поверхню під час дослідження об'єкта);

першого промислового припливу вуглеводнів під час стаціонарного випробування покладу, вже розкритого декількома свердловинами без стаціонарного їх випробування;

під час стаціонарного випробування промислового припливу вуглеводнів з нового покладу в межах розрізу відомого родовища.

Матеріали первинного підрахунку приросту запасів вуглеводнів подаються на експертизу і перевірку в обсязі відповідно до вимог розділу 11 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 № 120, зареєстрованої у Міністерстві юстиції України 10.12.99 за № 853/4146, та складаються з текстової частини, графічних додатків, первинних фактичних даних та таблиць 4, 5, 7, 9-12, 15, 16, наведених в додатку до зазначеної Інструкції. Рішення щодо достатності поданої геологічної інформації в інформаційному звіті щодо приросту

запасів вуглеводнів приймається НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів.

3.3. Підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами розвідувальних робіт виконується у разі одержання результатів розвідки виявленого покладу, що зумовлюють необхідність уточнення кількості або ступеня вивченості та підготовленості до освоєння запасів вуглеводнів, що вже обліковані у Державному балансі корисних копалин України. Підрахунок приросту запасів вуглеводнів здійснюється за умов:

стаціонарного випробування нових свердловин або одержання в них даних за геофізичними дослідженнями свердловин (далі – ГДС), які змінили попередньо виявлений тип вуглеводневого флюїду, зменшили або збільшили площу продуктивності, уточнили інші підрахункові параметри;

одержання в процесі випробування і дослідження свердловин даних про умови розкриття пластів, спосіб виклику припливів і очищення вибою, продуктивність свердловини, тривалість вимірів і сталість дебітів вуглеводнів на різних режимах, заміряні величини пластових і вибійних тисків, депресії, вміст газу в нафті, конденсату в газі, кількість води та інші результати;

узагальнення даних з фізико-хімічної характеристики нафти, газу та конденсату в пластових і стандартних умовах;

узагальнення даних з характеристики покладів (ефективної товщини пластів, коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості, одержаних промислово-геофізичними методами з урахуванням визначень цих параметрів за результатами дослідження керна);

обґрунтування нової геологічної моделі нафтогазоносного об'єкта.

3.3.1. Матеріали підрахунку приросту запасів вуглеводнів на основі одержаних нових додаткових даних за результатами проведених розвідувальних робіт подаються в обсязі, достатньому для перевірки кількості і якості запасів та їх промислового значення.

3.3.2. До графічних додатків, що висвітлюють геологічну будову родовища (покладів), результати проведених геологорозвідувальних робіт, нафтогазоносність, умови залягання покладів та розподіл запасів вуглеводнів у плані і розрізі, обов'язково включаються підрахункові плани для кожного покладу по покрівлі колекторів з нанесеним повним фондом свердловин, згруповані на одному аркуші з таблицею значень підрахункових параметрів, величин запасів вуглеводнів та кодів їхніх класів і таблицею результатів випробування свердловин (з прив'язкою даних до глибин і абсолютних відміток); на підрахунковому плані наносяться зовнішні та внутрішні контури нафто- і газозноності та межі запасів за різними кодами класів. Рішення щодо достатності поданої геологічної інформації в інформаційному звіті щодо приросту запасів вуглеводнів приймається НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів.

3.4. Підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами ДПР та промислової розробки здійснюється у разі одержання у звітному періоді результатів розвідувальних робіт, дослідно-промислової і промислової розробки, що зумовлюють необхідність зміни ідентифікації запасів за кодами класів відповідно до Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432, збільшення кількості запасів, що обліковані в Державному балансі запасів корисних копалин України.

3.4.1. Підрахунок приросту запасів вуглеводнів методом матеріального балансу за результатами ДПР та промислової розробки виконується за таких умов:

визначеного режиму роботи покладу;

наявності даних про накопичений видобуток нафти, розчиненого та вільного газу, конденсату, води;

визначення кількості пластової води, що увійшла в поклад;

визначення середніх пластових тисків і температур;

визначеного коефіцієнта стисливості пластової нафти та тиску насичення;

визначених початкового і поточного газовмісту, об'ємних коефіцієнтів пластових нафти, газу і води;

встановленого співвідношення об'ємів газової шапки та нафтової частини покладу (для нафтогазових покладів).

3.4.2. Для нафтових родовищ (покладів), що перебувають на початковій стадії ДПР (пружний режим), визначається динаміка змін у часі пластового тиску, накопиченого видобутку (нафти, розчиненого газу і води), а також коефіцієнти стисливості нафти та води і нафтонасиченості порід-колекторів.

3.4.3. Для газових і газоконденсатних родовищ (покладів) визначаються: обґрунтоване і розраховане початкове та поточне положення газоводяного контакту, початкові і поточні значення величин пластового тиску і температури та відповідні їм поправки на відхилення від закону Бойля-Маріотта, динаміка змін у часі пластових і гирлових тисків, відомості про газогідродинамічний зв'язок покладів родовища, ступінь дренавання окремих частин покладів та їх режим, вплив зниження тиску і випадіння конденсату на зміну величини пористості, динаміка вторгнення пластової води, втрати або перетоки газу, величини відбору газу, конденсату і води із свердловин та покладів.

3.4.4. Матеріали підрахунку приросту запасів вуглеводнів за результатами ДПР та промислової розробки подаються в обсязі, достатньому для перевірки кількості і якості запасів та їх промислового значення згідно з розділами 3-7 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 № 120, зареєстрованої у Міністерстві юстиції України 10.12.99 за № 853/4146.

У текстовій частині матеріалів з підрахунку приросту запасів вуглеводнів на основі даних ДПР методом матеріального балансу обґрунтовується можливість його застосування, наводяться результати проведеної ДПР, розрахунок підрахованих запасів вуглеводнів та аналіз їх

зміни порівняно з тими, що обліковані в Державному балансі запасів корисних копалин України.

До тексту додаються необхідні табличні і графічні матеріали, що включають графіки, які характеризують динаміку видобутку нафти і газу з окремих свердловин і покладу в цілому, а також зміну пластових тисків та дебітів нафти, газу і води за період розробки, індикаторні діаграми і криві відновлення тиску у свердловинах.

3.4.5. При оцінці запасів нафти методом матеріального балансу додаються:

карта розробки покладу за станом на дату підрахунку;

графіки динаміки зміни пластових тисків по свердловинах з нанесенням на них всіх замірів, перерахованих на середню глибину покладу;

графіки залежності початкових пластових тисків та властивостей нафти, газу і води від глибини залягання;

карти ізобар на відповідну дату підрахунку;

графіки зміни властивостей нафти, газу і води залежно від тиску.

3.4.6. При оцінці запасів газу методом падіння пластового тиску додаються:

криві відновлення пластового тиску по свердловинах після їх зупинки;

карти ізобар поточного пластового тиску;

графіки зміни пластового тиску в часі в кожній свердловині і в цілому в покладі;

індикаторні криві по свердловинах;

графіки залежності приведенного пластового тиску від сумарного відбору газу із свердловин по покладу;

ізотерми конденсації стабільного конденсату.

Рішення щодо достатності поданої геологічної інформації в інформаційному звіті щодо приросту запасів вуглеводнів приймається НТР замовника з прийняття приросту запасів вуглеводнів.

IV. Визначення кількості прирощених загальних запасів нафти і газу

4.1. Підрахунок запасів вуглеводнів під час первинного підрахунку приросту та підрахунку приросту запасів за результатами розвідувальних робіт виконується об'ємним методом.

4.2. Підрахунок приросту запасів вуглеводнів за результатами ДПР та промислової розробки виконується двома методами: об'ємним і методом матеріального балансу (в т.ч. за падінням пластового тиску). Підрахунок загальних запасів вуглеводнів проводиться для стандартних поверхневих термобаричних умов, а саме: при температурі – 20°C і тиску – 0,1 МПа.

4.3. Оконтурування та розподіл запасів вуглеводнів за рівнем їх промислового значення, техніко-економічного та геологічного вивчення для підрахунку об'ємним методом здійснюються відповідно до вимог 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 від 10.07.98 № 46, зареєстрованої у Міністерстві юстиції України 24.07.98 за № 475/2915.

4.4. При підрахунку приросту запасів вуглеводнів за результатами першої продуктивної свердловини нижня границя встановленої продуктивності покладу визначається по підшві нижнього продуктивного прошарку, охопленого отворами перфорації. Площа, що приймається для визначення балансових запасів, за відсутності відомостей про характер поширення колекторів та даних для виконання розрахунку можливої зони дренажу обмежується радіусом, що не повинен перевищувати 500 м - для нафтових покладів, 1000 м - для газових покладів, або розрахованим радіусом зони дренажу на даному родовищі чи на родовищах-аналогах. Поза цією площею на ділянці, що безпосередньо прилягає до неї в межах встановленого гіпсометричного рівня продуктивності покладу, балансові запаси не підраховуються.

4.5. При підрахунку приросту запасів вуглеводнів покладу, вже розкритого раніше декількома свердловинами без стаціонарного їх випробування, нижня границя встановленої продуктивності покладу промислових запасів вуглеводнів визначається по підшві нижнього продуктивного прошарку, охопленого отворами перфорації. Площа балансових запасів, розміщених гіпсометрично вище встановленого за випробуванням рівня промислової продуктивності, обмежується тектонічними порушеннями, границями заміщення колекторів та відстанню 500 м від свердловин, продуктивних за даними ГДС.

4.6. На ділянках, що безпосередньо прилягають до визначеної вище продуктивної площі в межах встановленого за випробуванням гіпсометричного рівня промислової продуктивності покладу, кількість вуглеводнів під час первинного підрахунку приросту належить відносити до перспективних ресурсів. До перспективних ресурсів належить відносити кількість вуглеводнів у межах площі зі свердловинами, продуктивними за ГДС чи ВПТ нижче встановленого випробуванням рівня промислової продуктивності покладу.

4.7. При підрахунку приросту запасів вуглеводнів нового покладу в межах розрізу відомого родовища нижня границя встановленої продуктивності покладу промислових запасів визначається по підшві нижнього продуктивного прошарку, охопленого отворами перфорації. Площа запасів обмежується також доведеними бурінням та за даними сейсміки тектонічними порушеннями та границями заміщення колекторів.

4.8. Вимоги, наведені в пунктах 4.1-4.7 цього розділу, застосовуються для підрахунку приросту запасів розкритих газових покладів. До нафтових покладів вимоги пунктів 4.1-4.7 цього розділу застосовуються у разі доведення відсутності газової шапки за співвідношенням величин тиску насичення і початкового пластового тиску. При рівності цих тисків дослідження щодо визначення коефіцієнтів витіснення нафти газом необхідно продовжити.

4.9. У разі застосування об'ємного методу підрахунок (оцінка) загальних запасів вуглеводнів проводиться за такими формулами:

а) для покладів нафти:

$$Q_{\text{н}}^{\text{заг}} = S \cdot h_{\text{еф}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{н}} \cdot \frac{1}{B_{0\text{н}}} ; \quad (1)$$

б) для покладів газу:

$$Q_{\text{г}}^{\text{заг}} = S \cdot h_{\text{еф}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot \frac{1}{P_{\text{ст}}} \left(\frac{P_0}{z_0} - \frac{P_{\text{к}}}{z_{\text{к}}} \right) \cdot \left(\frac{273 + t_{\text{ст}}}{273 + t_0} \right). \quad (2)$$

Значення символів, що використовуються у формулах при підрахунках приростів запасів вуглеводнів, наведено в додатку 1.

4.10. Запаси розчиненого у нафті газу, а також конденсату підраховуються за середнім їх вмістом в основному виді корисної копалини. Для підрахунку запасів вміст цих компонентів приймається за даними лабораторних досліджень проб нафти, газу і конденсату.

4.11. При підрахунку приросту запасів вуглеводнів покладу за даними ДПР визначення дренуваних загальних запасів нафти проводиться за такими формулами:

а) при прояві чисто пружного режиму роботи покладу ($P_{\text{т}} > P_{\text{нас}}$):

$$Q_{\text{н}}^{\text{заг}} = Q_{\text{н}}^{\text{вид}} \frac{1 + \beta_{\text{н}} \Delta P}{\beta_0 \Delta P}, \quad (3)$$

де β_0 - коефіцієнт ефективної пружності пласта, який визначається за такою формулою:

$$\beta_0 = \frac{1}{K_{\text{н}}} [K_{\text{н}} \beta_{\text{н}} + (1 - K_{\text{н}}) \beta_{\text{в}} + \beta_{\text{п}}]; \quad (4)$$

для невеликих значень ΔP (до 5-6 МПа) значення коефіцієнтів пружності ($\beta_{\text{н}}$, $\beta_{\text{в}}$ і $\beta_{\text{п}}$) приймається для середнього тиску цього інтервалу;

б) при прояві пружноводонапірного режиму роботи покладу:

$$Q_{\text{н}}^{\text{заг}} = \frac{\gamma_{\text{н}} (Q_{\text{н}}^{\text{вид}} \cdot B_{\text{пот.н}} + W)}{B_{0\text{н}} \cdot \Delta P \cdot \beta_0}. \quad (5)$$

За цією формулою значення початкових загальних запасів визначається за графіком залежності $Q_{\text{н}}^{\text{заг}} = f(\Delta P)$ з розрахунком на декілька дат. Початкові

загальні запаси нафти відповідають точці перетину кривої залежності $Q_H^{заг} = f(\Delta P)$ з віссю ординат ($Q_H^{заг}$);

в) для режиму розчиненого газу:

$$Q_H^{заг} = \frac{Q_{г\text{ розч}}^{вид} + Q_H^{вид} \cdot L - \frac{W}{B_{пот.г}}}{M}, \quad (6)$$

де:

($Q_H^{заг}$) - загальні запаси нафти, ($Q_{г\text{ розч}}^{вид}$) - видобуток газу, ($Q_H^{вид}$) - видобуток нафти та (W) - видобуток води, визначаються у тис. м³;

L і M - комплексні параметри властивостей нафти і газу залежно від пластового початкового чи поточного тиску (P);

$B_{пот.г}$ - об'ємний коефіцієнт газу. На практиці застосування цієї формули в останньому доданку чисельника застосовується не об'ємний коефіцієнт газу, а його обернене значення $B_{пот.г}^{оберн} = 1/B_{пот.г}$.

Комплексні параметри M і L визначаються за формулами:

$$L = B_{пот.г}^{оберн} \cdot B_{пот.н} - \Gamma_{пот.розч}; \quad (7)$$

$$M = (\Gamma_{0\text{ розч}} - \Gamma_{пот.розч}) - B_{пот.г}^{оберн} (B_{0н} - B_{пот.н}) \quad (8)$$

і розраховуються для різних величин пластового тиску P за формою, наведеною в таблиці додатка 2.

Підрахунок загальних запасів нафти проводиться за формою, наведеною в таблиці додатка 3.

4.12. При підрахунку приросту запасів вуглеводнів з пружним режимом роботи покладу за даними ДПР визначення дренажних загальних запасів газу проводиться:

а) за формулою
$$Q_{г}^{заг} = \frac{Q_{г}^{вид} \cdot P_0 \cdot z_k}{P_0 \cdot z_k - P_k \cdot z_0}, \quad (9)$$

б) за графічною залежністю $Q_{г}^{вид} = f(P/z)$, в якій на вісі ординат наносяться на різні дати значення P/z . Кількість загальних запасів газу визначається точкою перетину лінії $Q_{г}^{вид} = f(P/z)$ з віссю абсцис.

4.13. Розрахунок загальних запасів розчиненого газу і конденсату проводиться за середнім їх вмістом, що визначається за результатами лабораторних досліджень.

V. Техніко-економічне обґрунтування балансових (видобувних) запасів і коефіцієнтів вилучення при підрахунку приросту запасів вуглеводнів

5.1. Вибір методів обґрунтування кількості балансових (видобувних) запасів і коефіцієнтів вилучення нафти, газу і конденсату, що застосовуються для визначення промислового значення підрахованих запасів вуглеводнів, що прирошуються, обумовлюється повнотою і якістю вихідної інформації, отриманої під час геологічного та техніко-економічного вивчення виявлених продуктивних об'єктів.

5.2. Для попередньої геолого-економічної оцінки прирошених запасів вуглеводнів класів 121 та 122 застосовуються методи і формули згідно з ГСТУ 41-00032626-00-022-2000 «Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів» та ГСТУ 41-00032626-00-017-2000 «Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр» для розрахунків коефіцієнтів вилучення нафти, газу і конденсату на стадії попередньої геолого-економічної оцінки (далі - ГЕО-2).

Для визначення техніко-економічних показників освоєння прирошених попередньо оцінених запасів вуглеводнів використовуються методи і формули, наведені у керівному нормативному документі КНД 41-00032626-00-329-99 «Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ» стосовно ГЕО-2.

5.3. Детальна геолого-економічна оцінка прирошених запасів вуглеводнів класу 111 здійснюється згідно з Інструкцією про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затвердженою наказом ДКЗ України від 18.10.99 № 120, зареєстрованою у Міністерстві юстиції України

10.12.99 за № 853/4146, та Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затвердженим наказом ДКЗ від 27.11.2006 № 316, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 28.12.2006 за № 1383/13257.

5.4. Видобувні запаси розчиненого в нафті газу для покладів (родовищ), що розробляються на водонапірному і пружному режимах при тисках, що перевищують тиски насичення, розраховуються за видобувними запасами нафти і початковим газовмістом за диференційним розгазуванням глибинних проб до стандартних умов.

Видобувні запаси розчиненого в нафті газу для покладів, що розробляються на інших режимах, визначаються за видобувними запасами нафти з врахуванням її дегазації в процесі розробки.

5.5. Коефіцієнти вилучення вуглеводнів визначаються за даними техніко-економічної оцінки варіантів розробки. Варіантами розробки повністю охоплюються встановлені розвідані запаси, а також попередньо розвідані запаси. Варіанти розробки враховують технологічні можливості видобутку, правила охорони надр та навколишнього середовища. Поваріантні розрахунки техніко-економічних показників для обґрунтування балансових запасів проводяться із використанням детермінованих моделей покладів, що враховують особливості будови і мінливість геолого-фізичних характеристик колекторів, властивостей пластових флюїдів тощо. При підрахунку приросту запасів по горизонтах із затвердженими раніше ДКЗ коефіцієнтами вилучення вони використовуються для визначення видобувних прирощених запасів.

Додаток 1
до Методичних вказівок щодо змісту, оформлення
та порядку подання на експертизу матеріалів з
приросту запасів нафти і газу

Умовні позначення та їх розмірність

Символ	Значення символу	Розмірність
$Q_{\text{н}}^{\text{заг}}$	загальні запаси нафти	тис. т
$Q_{\text{г}}^{\text{заг}}$	загальні запаси газу	млн. м ³
$Q_{\text{н}}^{\text{вид}}$	кількість видобутої нафти	тис. т
$Q_{\text{г}}^{\text{вид}}$	кількість видобутого газу	млн. м ³
W	кількість видобутої води	тис. м ³
$Q_{\text{н}}^{\text{бал}}$	балансові запаси нафти	тис. т
$Q_{\text{г}}^{\text{бал}}$	балансові запаси газу	млн. м ³
S	продуктивна площа	тис. м ²
$h_{\text{еф}}$	ефективна товщина	м
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості	частка одиниці
$K_{\text{н}}$	коефіцієнт нафтонасиченості	частка одиниці
$K_{\text{г}}$	коефіцієнт газонасиченості	частка одиниці
$K_{\text{в}}$	коефіцієнт водонасиченості	частка одиниці
$\gamma_{\text{н}}$	густина нафти	т/м ³
$B_{0\text{н}}$	початкове значення об'ємного коефіцієнта нафти	частка одиниці
$B_{\text{пот.н}}$	поточне значення об'ємного коефіцієнта нафти	частка одиниці
$B_{0\text{г}}$	початкове значення об'ємного коефіцієнта газу	частка одиниці
$B_{\text{пот.г}}$	поточне значення об'ємного коефіцієнта газу	частка одиниці
$B_{0\text{г}}^{\text{оберн}}, B_{\text{пот.г}}^{\text{оберн}}$	обернені значення $B_{0\text{г}}$ і $B_{\text{пот.г}}$	частка одиниці
P_0	початковий пластовий тиск	МПа
$P_{\text{к}}$	кінцевий пластовий тиск	МПа
$P_{\text{т}}$	поточний пластовий тиск	МПа
$P_{\text{нас}}$	тиск насичення нафти газом	МПа
ΔP	перепад тиску	МПа
$P_{\text{ст}}$	стандарт тиску (0,1 МПа)	МПа
t_0	початкова пластова температура	°C
$t_{\text{ст}}$	стандарт температури (20 °C)	°C
z_0	початкове значення коефіцієнта надстисливості газу	одиниця
$z_{\text{т}}$	поточне значення коефіцієнта надстисливості газу	одиниця
$z_{\text{к}}$	кінцеве значення коефіцієнта надстисливості газу	одиниця
$\beta_{\text{н}}$	коефіцієнт пружності нафти	МПа ⁻¹
$\beta_{\text{в}}$	коефіцієнт пружності води	МПа ⁻¹
$\beta_{\text{п}}$	коефіцієнт пружності колектора	МПа ⁻¹
β_0	коефіцієнт ефективної пружності пласта	МПа ⁻¹
$\Gamma_0^{\text{розч.}}$	початкове значення газовмісту нафти	м ³ /м ³
$\Gamma_{\text{пот.розч.}}$	поточне значення газовмісту нафти	м ³ /м ³

Додаток 2
до Методичних вказівок щодо змісту, оформлення
та порядку подання на експертизу матеріалів з
приросту запасів нафти і газу

Розрахунок комплексних параметрів L і M

Р	$V_{\text{пот.н}}$	$V_{\text{пот.г}}^{\text{оберн}}$	$\Gamma_{\text{пот.розч}}$	$V_{0\text{н}} - V_{\text{пот.н}}$	$V_{\text{пот.г}}^{\text{оберн}} \times V_{\text{пот.н}}$	$\Gamma_{0\text{розч}} - \Gamma_{\text{пот.розч}}$	$V_{\text{пот.г}}^{\text{оберн}} \times (V_{0\text{н}} - V_{\text{пот.н}})$	M	L
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пластовий тиск, що менший тиску насичення, МПа	Поточний об'ємний коефіцієнт нафти $V_{0\text{н}}$ – початкове значення при $P_{\text{нас}}$, частка од.	Обернена величина об'ємного коефіцієнта супутнього газу	Газовміст пластової нафти. $\Gamma_{0\text{розч}}$ – газовміст при $P_{\text{нас}}$, м ³ /м ³	$V_0 - [2]$	$[2] \times [3]$	$\Gamma_{0\text{розч}} - [4]$	$[3] \times [5]$	$[7] - [8]$	$[6] - [4]$

Додаток 3
до Методичних вказівок щодо змісту, оформлення
та порядку подання на експертизу матеріалів з
приросту запасів нафти і газу

Підрахунок загальних запасів нафти

Роки розробки	Пластовий тиск на кінець року, МПа	Накопичений видобуток		Комплексні параметри		Обернене значення об'ємного коефіцієнта газу, В _{оберн} пот.г	Розрахункова величина загальних об'ємів нафти, тис. м ³	Загальні запаси нафти, тис. т
		нафти, тис. м ³	супутнього газу, тис. м ³	L	M			
1	2	3	4	5	6	7	8	9