



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ (Держгеонадра)

03057, м. Київ, вул. Ежена Потье, буд. 16, тел.: (044) 536-13-17, факс: (044) 456-71-45, email: sekretar@geo.gov.ua

№ _____

на № _____

від _____

Державна регуляторна служба України

Державна служба геології та надр України повторно надсилає на погодження проект наказу Міністерства екології та природних ресурсів України «Про затвердження Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу» з урахуванням зауважень наданих листом Державної регуляторної служби України від 19.04.2017 № 2599/0/20-17.

Просимо опрацювати зазначений проект та погодити у найкоротший термін.

Додатки:

1. Проект наказу на 78 арк.;
2. Аркуш погодження на 1 арк.;
3. Аналіз регуляторного впливу на 18 арк.;
4. Повідомлення про оприлюднення на 1 арк.

Т.в.о. Голови

О.В. Кирилюк





МІНІСТЕРСТВО ЕКОЛОГІЇ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ
НАКАЗ

м. Київ

№ _____

Про затвердження Інструкції
про зміст, оформлення та
порядок подання в Державну
комісію України по запасах
корисних копалин матеріалів
геолого-економічної оцінки
родовищ нафти і газу

Відповідно до підпункту 2 пункту 4 Положення про Міністерство екології та природних ресурсів України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 21 січня 2015 року № 32, та з метою приведення нормативно-правових актів у відповідність до норм чинного законодавства,

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити Інструкцію про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, що додається.

2. Визнати таким, що втратив чинність, наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин при Комітеті України з питань геології та використання надр від 18 жовтня 1999 р. № 120 «Про затвердження Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу», зареєстрований в Міністерстві юстиції України 10 грудня 1999 р. за № 853/4146.

120018

*

3. Державній службі геології та надр України (Кирилюк О.В.) забезпечити подання цього наказу на державну реєстрацію в установленому порядку до Міністерства юстиції України.

4. Цей наказ набирає чинності з дня його офіційного опублікування.

5. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

Міністр



Остап СЕМЕРАК

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства екології
та природних ресурсів України
від _____ № _____

Інструкція

**про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України
по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки
родовищ нафти і газу**

1. Загальні положення

1.1. Ця Інструкція визначає склад і зміст матеріалів з детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) розвіданих родовищ (покладів) вуглеводнів і порядок подання їх на експертизу й оцінку Державною комісією України по запасах корисних копалин відповідно до статті 45 Кодексу України про надра.

Інструкція визначає основні вимоги до складу матеріалів попередньої (ГЕО-2) і початкової (ГЕО-3) геолого-економічних оцінок об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, які за рішенням надрокористувачів подаються на експертизу і апробацію, що проводяться

Державною комісією України по запасах корисних копалин (далі - ДКЗ) за дорученням Держгеонадр України, та рекомендації до складу матеріалів з пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів, що подаються на розгляд ДКЗ для надання методичної допомоги виконавцям робіт.

1.2. Державній експертизі та оцінці підлягають запаси основних і супутніх корисних копалин і компонентів розвіданих родовищ нафти та газу, у тому числі техногенних, а також запаси, додатково розвідані в процесі розробки родовищ.

Державна експертиза та оцінка запасів нафти, газу, конденсату і наявних у них супутніх корисних компонентів здійснюються на підставі поданих матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ (ГЕО).

Відповідно до ступеня вивченості родовищ (покладів) нафти і газу державна експертиза може проводитися за матеріалами геолого-економічної оцінки:

попередньо розвіданих родовищ;

розвіданих родовищ, підготовлених до промислового освоєння;

родовищ, що розробляються.

Залежно від вивченості і підготовленості до промислового освоєння запасів нафти і газу їх державна експертиза та оцінка можуть завершуватися:

апробацією запасів вуглеводнів попередньо розвіданих родовищ для визначення їх промислового значення;

затвердженням запасів вуглеводнів розвіданих родовищ (покладів), призначених для проектування і будівництва нових, продовження терміну дії працюючих гірничовидобувних і переробних підприємств.

1.3. У матеріалах ГЕО належить наводити:

характеристику геологічної будови пасток і покладів нафти і газу, фільтраційно-колекторських властивостей вміщуючих порід, фізико-хімічних

властивостей флюїдів, термобаричних, гідрогеологічних та інших умов їх залягання в обсязі, достатньому для підрахування запасів або оцінки ресурсів;

техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) кондицій, що забезпечують найбільш повне комплексне та економічно доцільне вилучення з надр запасів основних і супутніх корисних компонентів за умови використання існуючих прогресивних промислових технологій видобутку при дотриманні вимог охорони надр і навколишнього природного середовища;

визначення коефіцієнтів вилучення нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів для оптимального режиму розробки покладів;

прогнозу економічну оцінку сумарного ефекту від експлуатації родовища за кількома варіантами розробки з визначенням показників підприємницької діяльності видобувного комплексу в обсязі, достатньому для прийняття рішення про інвестування проекту подальших геологорозвідувальних робіт або експлуатації;

підрахунок загальних і видобувних запасів нафти, газу, конденсату і наявних у них супутніх корисних компонентів.

1.4. До складу матеріалів ГЕО замовником геологорозвідувальних робіт можуть включатися додаткові до передбачених Інструкцією відомості, дані та розрахунки.

2. Загальні вимоги до складу матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу

2.1. Геолого-економічна оцінка виконується за всіма родовищами (покладами), матеріали щодо яких подаються на державну експертизу, з детальністю, що відповідає вивченості їх геологічної будови, особливостей технології видобутку і переробки нафти і газу, а також ступеня економічного ризику. Матеріали ГЕО належить опрацьовувати в обсязі, достатньому для

визначення кількості і якості запасів, їх промислового значення і підготовленості до промислового освоєння без особистої участі авторів. У разі використання комп'ютерних технологій слід обґрунтувати вибір методик і програм та дати докладний опис їх алгоритмів, щоб забезпечити можливість перевірки проміжних і остаточних результатів працівниками ДКЗ.

2.2. Матеріали ГЕО складаються з: текстової частини; текстових, табличних і графічних додатків.

2.3. У текстовій частині наводяться відомості про геологічну будову, результати проведених пошукових, розвідувальних і експлуатаційних робіт та інші матеріали, що обґрунтовують кондиції для підрахування запасів (ресурсів), підрахункові параметри, підготовленість родовища (покладу) для промислового освоєння, запропоновану систему розробки, оцінку перспектив родовища в цілому, а також детальний аналіз змін запасів і підрахункових параметрів порівняно з тими, що обліковані у Державному балансі запасів корисних копалин України, і раніше затвердженими в установленому порядку.

Інформація викладається максимально стисло. Табличний матеріал, який наводиться в тексті, повинен мати узагальнювальний характер; допоміжні матеріали, на основі яких зроблені узагальнення і висновки, подаються в табличних додатках. Ілюстративний матеріал (малюнки, карти, схеми, графіки) подається в тексті лише тоді, коли слід зробити пояснення до принципових положень звіту. Максимальний об'єм тексту - 250 сторінок.

2.4. Техніко-економічне обґрунтування кондицій для підрахування запасів, оцінки ресурсів вуглеводнів має включати обґрунтування промислового значення покладу (родовища), розрахунки коефіцієнтів вилучення вуглеводневих флюїдів за методикою, апробованою для даного району, поваріантні розрахунки систем розробки, обґрунтування рекомендованого оптимального варіанта розробки, який забезпечує найбільш повне та економічно доцільне вилучення нафти, газу і конденсату з надр із

застосуванням сучасних технічних засобів та технологічних способів видобутку при додержанні вимог законодавства з охорони надр і навколишнього природного середовища.

2.5. У текстових додатках слід наводити потрібну розпорядчу документацію, результати розгляду матеріалів ГЕО рецензентами, науково-технічної ради (НТР) виконавців і замовників робіт, відгуки фахівців зацікавлених організацій, що залучались до розгляду, документацію геологорозвідувальних, геофізичних, гідрогеологічних робіт і дослідження свердловин, дані розробки та інші вихідні первинні матеріали, що обґрунтовують підрахунок запасів, а також узагальнені результати додаткових дослідних робіт, виконаних сторонніми організаціями. Для родовищ, що розробляються, належить навести довідки про обсяги видобутку і втрат нафти і газу, списання затверджених запасів, якість отриманої продукції, повноту комплексного використання нафти, газу і конденсату.

2.6. У табличних додатках слід наводити матеріали з визначення підрахункових параметрів, результатів підрахунку запасів, а також відомості, необхідні для обґрунтування основних положень та висновків, викладених у тексті звіту.

2.7. Графічні додатки складаються так, щоб достатньою мірою відображати місцезнаходження і геологічну будову родовища, результати геологорозвідувальних робіт, нафтогазоносність, петрофізичне обґрунтування, координати контурів підрахованих запасів у плані і розрізі, гідрогеологічні та інші природні умови залягання покладів та їх розробки.

2.8. На родовищах, що розробляються великим фондом свердловин, первинний геолого-геофізичний матеріал і результати випробування допускається, за згодою з ДКЗ, подавати щодо частин свердловин, що рівномірно розташовані на площі родовища і достатньою мірою характеризують особливості його геологічної будови та нафтогазоносності

("базові" свердловини). При цьому на вимогу ДКЗ первинні матеріали щодо частин свердловин ("не базових") можуть подаватись в одному примірнику на період експертизи.

2.9. Діаграми стандартного каротажу та інклінограми подаються в одному примірнику.

3. Текстова частина матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу

У текстовій частині матеріалів геолого-економічної оцінки родовища наводиться характеристика правових, геологічних, гірничих, економічних та інших умов залягання, видобутку, та реалізації вуглеводнів родовища, що обґрунтовують: методику виконаних геологорозвідувальних робіт, підрахунку і геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів, оптимальний варіант промислового освоєння родовища та рівень економічної ефективності проекту. Характеристики родовища розкриваються у спеціалізованих розділах і підрозділах, назви і зміст яких наведені нижче.

Обсяг кожного з розділів тексту і повнота викладення окремих положень визначаються його авторами залежно від складності геологічної будови родовища, а також результатів проведених геологорозвідувальних і науково-дослідних робіт та даних розробки. У кожному розділі мають бути стислі висновки про повноту одержаних даних і ступінь вивчення питання.

3.1. Вступ

3.1.1. Час відкриття родовища. Завдання геологорозвідувальних робіт та строки їх проведення. Мета експертизи й оцінки запасів у ДКЗ. Запланований термін дослідно-промислової розробки або промислового освоєння родовища.

3.1.2. У разі повторної ГЕО запасів наводяться дата і номер протоколу попереднього затвердження запасів, їх обсяги (за групами та класами), кількість видобутих нафти, газу і конденсату на дату попередньої ГЕО,

обґрунтування мети повторного підрахунку запасів. При відмові ДКЗ від затвердження попереднього підрахунку запасів наводяться її причини.

3.1.3. Відомості про виконання рекомендацій ДКЗ, виданих під час попереднього розгляду матеріалів.

3.2. Загальні відомості про родовище

3.2.1. Адміністративне і географічне розташування, межі та площа родовища, стислі відомості про економіко-географічні умови району, що впливають на економічні показники та терміни освоєння родовища (населені пункти, енергопостачання і забезпеченість будівельними матеріалами, транспортні умови, відстані до найближчих родовищ, що розробляються, газо- і нафтопроводів).

3.2.2. Природно-кліматичні умови району і родовища: рельєф, гідрографічна мережа, заболоченість місцевості, характеристика поверхневих водотоків, водоймищ, вимоги до їх охорони і можливість їх використання для питного і технічного водопостачання майбутнього підприємства з видобутку вуглеводнів.

3.2.3. Історія відкриття і розвідки родовища, короткі відомості про раніше проведені роботи та дослідження, їх методику, обсяги, якість та ефективність, а для родовищ, що перебувають у розробці, - рік уведення у розробку, перелік пластів (покладів), які розробляються.

3.3. Геологічна будова родовища

3.3.1. Положення родовища в загальній геологічній структурі району. Літолого-стратиграфічний опис комплексу відкладів, що складають розріз, з характеристикою просторового поширення стратиграфічних одиниць та зазначенням їх товщин і витриманості.

3.3.2. Перелік продуктивних пластів, їх індексація, межі коливання товщин із вказівкою на їх середні і найбільш характерні значення. Оцінка ступеня витриманості товщини і будови продуктивного пласта. Загальні

просторові закономірності зміни товщини та будови пластів, положення і розміри зон їх заміщення та виклинювання.

3.3.3. Основні відомості про тектоніку родовища:

складчасті порушення - типи, форма, розміри, напрям осей складок, зміна кутів падіння порід на крилах, структурні і вікові співвідношення відкладів;

розривні порушення - елементи залягання, характер і амплітуда зміщення, вплив на морфологію і типи покладів, відомості про визначення розривних порушень сейсморозвідкою і бурінням, обґрунтування трасування їх у межах родовища.

3.3.4. Відповідність структурних побудов за даними польових геофізичних досліджень матеріалам, одержаним у процесі розвідки, а для родовищ, які перебувають у розробці, - матеріалам розвідки та розробки.

3.3.5. Для родовищ, які розробляються і запаси яких уже затверджувалися, наводяться зіставлення попередніх даних про будову родовища і додатково одержаних при розробці і дорозвідці, аналіз установлених розбіжностей, висновки щодо достовірності матеріалів попередніх геологорозвідувальних робіт.

3.3.6. Для родовищ, що розробляються і уявлення про геологічну будову яких не зазнали істотних змін, допускається коротко її охарактеризувати з посиланням на звіт, де ці відомості наведені повніше.

3.4. Методика та результати геологорозвідувальних робіт

3.4.1. Обсяги та результати польових геофізичних досліджень, їх комплекс, методика виконання.

3.4.2. Відомості про проекти на проведення пошукових та розвідувальних робіт. Характеристика системи розвідки родовища: кількість поверхів і порядок їх розбурювання, кількість і способи розміщення свердловин на різних етапах геологорозвідувальних робіт (ГРР) та відстані

між ними; кількість свердловин у контурі нафтогазоносності; проектний та фактичний відбір керна в розкритому розрізі та в продуктивних пластах; висвітлення керном нафтогазонасичених інтервалів.

3.4.3. Стан фонду пробурених свердловин на дату ГЕО, їх цільове призначення, конструкція, технологія буріння, глибина, технічний стан, кількість ліквідованих та причини ліквідації, пропозиції щодо використання законтурних свердловин. При повторній оцінці запасів наводяться відомості про стан фонду всіх пробурених свердловин і аналіз відповідності раніше прийнятої системи їх розміщення та методики геологорозвідувальних робіт остаточному варіанту геологічної будови родовища.

3.4.4. Методика та результати випробування свердловин, умови розкриття пластів і виклику припливів, відомості про тривалість вимірів та інтенсифікацію припливів нафти і газу, продуктивність свердловин, сталість дебітів за різних режимів, умови очищення вибою, пластові і вибійні тиски, депресії, вміст газу та конденсату і т. ін.

3.4.5. Оцінка якості проведення геологорозвідувальних робіт, порівняння обсягів геолого-промислових, геофізичних і лабораторних досліджень, виконаних на родовищі, з обсягами, рекомендованими в проектах геологорозвідувальних робіт, оцінка повноти вивченості кожного продуктивного пласта, висновки про готовність родовища до підрахунку запасів.

3.4.6. При повторному поданні матеріалів ГЕО наводяться: детальний виклад методики і обсяги додатково проведених робіт, аналіз їх якості, ефективності та результатів; обґрунтування змін, унесених у попередні уявлення про геолого-промислову оцінку родовища. Відомості, що залишилися без змін, слід викладати в скороченому вигляді з посиланням на попередній звіт.

3.5. Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок за даними вивчення керна

3.5.1. Прив'язка зразків керна до розрізу відкладів, аналіз методики відбору і якість вилученого керна. Методика вивчення фізичних параметрів.

3.5.2. Щодо кожного продуктивного горизонту для порід-колекторів наводяться відомості про мінералогічний і гранулометричний склад, обкатаність зерен і ступінь їх відсортуння, тип і склад цементу, склад і поширення у пласті глинистого матеріалу, ємнісні і фільтраційні властивості порід (відкрита та ефективна пористість, тріщинуватість, кавернозність, залишкові водонафтогазонасиченість, проникність абсолютна та ефективна), закономірності їх зміни щодо площі і розрізу пласта, коефіцієнти піскуватості і розчленування; фізичні характеристики порід-колекторів (електропровідність, коефіцієнт стисливості, пружність, радіоактивність та ін.) та основні залежності між ними і колекторськими властивостями, які обґрунтовують параметри кондицій для підрахунку запасів та підрахункові параметри; загальна кількість досліджених зразків керна (у тому числі врахованих при визначенні середніх значень пористості і проникності за принципом відбракування невідповідних зразків) і прив'язка їх до розрізу, рівномірність висвітлення піднятим і вивченим керном розрізу кожної свердловини, розрізу і площі покладу в цілому, кількість зразків на один метр продуктивної частини розрізу, методика і результати визначення залишкової водонасиченості пластів, характеристика порід за водонафтогазонасиченістю (у тому числі за залишковою нафтогазонасиченістю). Рекомендовані основні види та обсяги досліджень у процесі геологорозвідувальних робіт наведені в додатку 3 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 10.07.98 № 46 та зареєстрованої в Мін'юсті України за № 475/2915.

3.5.3. Літолого-петрографічні властивості порід-покришок, мінералогічний склад, пористість, тиск прориву.

3.5.4. Визначення типу колекторів, середніх значень їх фільтраційно-емнісних властивостей (ФЄВ) та обґрунтування вимог кондицій щодо нижньої межі значень відкритої пористості і проникності для колекторів, з яких за сучасною технологією розробки можуть бути вилучені нафта і газ.

3.5.5. При повторній ГЕО детально характеризуються фізико-літологічні властивості тільки нових продуктивних горизонтів та покришок над ними, а також відомих горизонтів, уявлення про ФЄВ яких істотно змінилися. Щодо вивчених раніше горизонтів, стосовно яких не відбулася зміна уявлення про ФЄВ, даються стислі відомості, доповнені результатами подальших досліджень. Параметри колекторів, уявлення про які залишилися без змін, наводяться у вигляді таблиць і графіків з посиланням на відповідний звіт.

3.6. Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів

3.6.1. Умови проведення геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та відповідність їх інструктивним положенням (типи і розміри зондів, масштаб реєстрації параметрів, швидкість запису, фізичні властивості промивальної рідини та ін.), якість результатів. Обсяги ГДС, комплекс застосованих методів, його ефективність і достатність. Перелік свердловин, у яких комплекс ГДС не виконаний у повному обсязі, причини цього і ступінь зниження інформативності в таких свердловинах. Використання новітніх геофізичних методів і апаратури.

3.6.2. Методика інтерпретації результатів ГДС: петрофізичні моделі, покладені в основу виділення реперів, колекторів і продуктивних пластів; визначення ефективної товщини пластів, коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, витиснення, глинистості і проникності, а також положення контактів нафта - вода (ВНК), газ - нафта (ГНК) і газ - вода (ГВК), обґрунтування правомірності використання прийнятого методу, оцінка точності встановлення параметрів.

У табличній формі наводяться параметри об'єктів підрахунку (покладів, пластів) за окремими свердловинами та їх середнє значення. Параметри продуктивних пластів, одержані за геофізичними методами, зіставляються з даними лабораторних досліджень керна. Виконується аналіз результатів зіставлення.

Обґрунтування показників кондицій щодо нижньої межі параметрів за даними ГДС, при якій за сучасною технологією розробки економічно доцільно вилучати нафту і газ, їх узгодження із визначеннями за керном та промисловими дослідженнями свердловин.

3.6.3. Для родовищ, які розробляються і запаси яких раніше затверджувалися ДКЗ, слід зіставити кондиції та підрахункові параметри за матеріалами ГДС у попередній і новій ГЕО і в разі змін проаналізувати причини розбіжності. Аналіз достовірності отриманих параметрів і рекомендації з її підвищення.

Під час переінтерпретації результатів ГДС, використаних раніше для підрахунку запасів, обґрунтовуються внесені зміни. Параметри, прийняті за даними попереднього підрахунку запасів, наводяться з посиланням на відповідний звіт.

3.7. Нафтогазоносність родовища

3.7.1. Короткі відомості про нафтогазоносність району. Характеристика нафтогазоносності розкритого розрізу родовища, перелік пластів з установленою промисловою продуктивністю, а також пластів з можливою продуктивністю і обґрунтування останньої.

3.7.2. Характеристика кожного покладу (тип, розміри - довжина, ширина, висота; ефективні нафто- і газонасичені товщини продуктивного пласта в межах нафтової, водонафтової, газової, газонафтової і газоводяної зон та їх зміни в межах площі та в розрізі, частки цих зон в об'ємі покладу).

Обґрунтування положення прийнятих контактів подається у вигляді таблиць довільної форми, що містять за випробуваними свердловинами умови дослідження, глибини та абсолютні відмітки залягання продуктивного пласта та інтервалів перфорації, результати дослідження, а за невипробуваними - характеристики продуктивності пластів за даними каротажу. У разі складної поверхні ВНК, ГНК або ГВК додаються відповідні карти контактів.

3.7.3. Характеристика продуктивних покладів за ступенем детальності геологічного вивчення і категоріями розвіданості згідно з 5, 7, 8 розділами Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок і запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України 10.07.98 № 46 та зареєстрованої в Мін'юсті України 24.07.98 за № 475/2915.

3.7.4. Оцінка перспективних ресурсів нафти, газу і конденсату у відкладах нерозкритої частини розрізу здійснюється за аналогією із сусідніми родовищами, де ці відклади вивчені, а також на основі аналізу умов формування родовищ нафти і газу в межах даної структурно-фаціальної зони.

3.8. Гідрогеологічні умови

3.8.1. Обсяги і методика гідрогеологічних досліджень та спостережень. Водоносні інтервали, які випробувались у колоні, у відкритому стовбурі пластовипробувачем та виділені за матеріалами ГДС. Кількість водоносних об'єктів, відібраних з них проб води та розчиненого в ній газу, аналізи цих проб. Криві відновлення гирлових тисків, статичного та динамічного рівнів, інформація про температуру, дебіт і т. ін. При великому обсязі даних вони наводяться у вигляді таблиці. Оцінка повноти і якості проведених робіт.

3.8.2. Характеристика водоносних горизонтів: глибина їх залягання, мінералогічний та гранулометричний склад, поширення та фаціальна

мінливість водовмісних колекторів щодо площі та розрізу, їх фільтраційні та емнісні властивості, дебіти свердловин і депресії або рівні, що їм відповідають. Характеристика гідродинамічної системи: напори вод по окремих водоносних горизонтах, гідродинамічний зв'язок горизонтів, їх положення у гідродинамічній системі району; пластові тиски в законтурній частині покладу та приймальна здатність свердловин.

3.8.3. Фізичні властивості і хімічний склад підземних вод (результати спеціальних досліджень, які включають визначення вмісту розчинених газів і коефіцієнта стисливості), жорсткість, агресивність щодо цементу і металу. Вміст у підземних водах йоду, бору, броду та інших корисних компонентів, оцінка можливості їх промислового вилучення та визначення необхідності підрахування запасів (ресурсів) цих супутніх корисних компонентів. При великому обсязі даних вони оформляються у вигляді таблиці.

3.8.4. Характеристика законтурної зони продуктивних горизонтів (пластів) за матеріалами розвідки: до якого водоносного комплексу належить горизонт, хімічний і газовий склад вод, температура і пластові тиски на рівні водо-нафтового або газо-водяного контактів, фізичні властивості пластової води (рекомендується використання результатів п'єзометричних спостережень), зіставлення та аналіз фізичних властивостей і хімічного складу пластової та законтурної води, щоб довести їх ідентичність або суттєві відмінності. Обґрунтування вимог кондицій щодо можливого режиму дренажу покладів вуглеводнів для підрахування запасів (ресурсів) нафти і газу.

3.8.5. Висновки про можливість використання супутніх підземних вод для теплоенергетичних і бальнеологічних цілей, а також для питного і технічного водопостачання. Визначення вимог кондицій для підрахунку їх запасів.

3.8.6. У разі виконання спеціальних досліджень сторонніми організаціями в розділ мають бути включені стислі висновки про результати

цих досліджень і про ступінь їх використання під час вивчення гідрогеологічних особливостей родовища.

3.8.7. Для родовищ, що розробляються, наводяться відомості про результати досліджень у свердловинах, пробурених після попереднього розгляду матеріалів ДКЗ, та зіставлення їх з тими, які подавалися раніше. При незбігу даних потрібно надати аналіз його причин. Результати попередніх досліджень наводяться стисло, з посиланням на звіт, де вони подані докладно.

3.9. Склад та властивості нафти, газу і конденсату, оцінка промислового значення компонентів, що в них містяться

3.9.1. Методика та умови відбору глибинних проб: глибина відбору, пластові тиски та температура. Кількість і якість глибинних і відібраних на поверхні проб з продуктивних пластів. Методи дослідження та організація, що їх виконувала. Обґрунтування повноти вивчення складу та властивостей нафти, газу і конденсату по кожному пласту (покладу), площі та розрізу (див. "Рекомендовані види та обсяги досліджень в процесі пошуково-розвідувальних робіт для підрахунку розвіданих запасів покладів"), наведені в додатку 3 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 10.07.98 № 46 та зареєстрованої в Мін'юсті України 24.07.98 за № 475/2915.

3.9.2. Фізико-хімічна характеристика нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах: склад, густина, в'язкість, газовміст, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт стисливості. Радіоактивність вуглеводнів, вимоги кондицій з радіоактивності згідно з існуючими стандартами. Мінливість окремих показників складу та властивостей щодо площі і розрізу, а також середні значення для кожного покладу. Допустимість використання

їх для підрахування запасів (ресурсів). Результати аналізів проб нафти, газу і конденсату наводяться у таблицях.

3.9.3. Товарна характеристика нафти, конденсату і газу: теплота згоряння, вміст сірки, мастил, парафіну, води, хлористих солей, механічних домішок; методика їх визначення.

Висновки про віднесення нафти, газу і конденсату до відповідних груп державних стандартів. Ціна одиниці товарної продукції.

3.9.4. Обґрунтування доцільності вилучення з нафти і газу конденсату, корисних компонентів: етану, пропану, бутанів, сірки, гелію, металів і підрахунку їх запасів. Вплив їх вилучення на рентабельність розробки запасів експлуатаційного об'єкта. Пропозиції щодо комплексної розробки родовища, у тому числі вимоги кондицій для підрахування запасів (ресурсів) конденсату, етану, пропану, бутанів, сірки, гелію і металів. У разі повторного підрахування запасів слід наводити відомості про фактичне вилучення компонентів, що містяться у нафті і газі, на підприємствах, де вони переробляються.

3.10. Відомості про розробку родовища

3.10.1. Щодо свердловин, уведених у дослідно-промислому розробку наводяться такі дані: час роботи кожної свердловини; кількість видобутих нафти, газу, конденсату і води із кожної свердловини і кожного покладу; зміни депресій, дебітів вуглеводнів, пластових тисків за час дослідно-промислової експлуатації окремих свердловин; результати обробки привибійних зон з метою інтенсифікації припливів; величини втрат нафти, газу, конденсату та води в процесі випробування та дослідження свердловин або їх аварійного фонтанування та інші дані, необхідні для підрахунку запасів об'ємним методом, методами статистичними і матеріального балансу.

3.10.2. Для родовищ, що розробляються, наводяться: щорічний сумарний видобуток нафти, газу, конденсату і води окремо по покладах та їх використання за час розробки; відомості про фактичне вилучення з них

корисних супутніх компонентів під час видобутку і переробки сировини; аналіз результатів та характеристика системи розробки кожного покладу; зміни депресій, дебітів нафти, газу, конденсату і води від початку розробки до дати підрахунку запасів, пластового тиску з обов'язковим заміром його глибинними приладами на початковій стадії розробки (особливо для нафтових покладів), газомісту нафти, ступеня обводненості продукції, що вилучається з надр; кількість закачаної в пласт води; депресії на пласт, взаємовплив свердловин; методи інтенсифікації видобутку нафти, газу і конденсату та їх ефективність; методи підвищення ступеня вилучення нафти, газу і конденсату з надр, поточні коефіцієнти їх вилучення; результати вимірів рівнів рідини в п'єзометричних свердловинах. Визначаються можливості підрахування запасів вуглеводнів методами матеріального балансу та статистичним.

3.11. Оцінка впливу експлуатації родовищ вуглеводнів на стан навколишнього середовища і природних ресурсів

3.11.1. Характеристика ділянки родовища за угіддями, типами ґрунтів, нахилом рельєфу, групами лісових насаджень, видовим складом лісу, наявністю мисливських видів тварин. Наводиться перелік населених пунктів, об'єктів економіки, водних об'єктів, заповідників, водозаборів, зон санітарної охорони, покладів родовищ корисних копалин із запасами, затвердженими в установленому порядку, що розташовані в зоні впливу розробки родовища.

3.11.2. Фонові показники стану навколишнього природного середовища в районі родовища в радіусі 1000 м від крайніх проектних свердловин та інших об'єктів збору, попередньої переробки і підготовки до транспортування вуглеводнів, з характеристикою забрудненості ґрунтів, поверхневих і підземних вод, повітряного басейну. Відомості щодо наявності аномалій концентрації вуглеводнів, інших шкідливих речовин та радіоактивних елементів. Відомості щодо наявних звалищ побутового сміття, полігонів складування промислових відходів, ділянок порушених земель.

3.11.3. Відомості про основні можливі види впливу, в тому числі аварійні, на навколишнє природне середовище під час буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин і видобутку вуглеводнів.

Передбачувані зміни фонових показників стану навколишнього природного середовища під час геологорозвідувальних і видобувних робіт на родовищі. Відповідність порушеного стану навколишнього природного середовища вимогам стандартів, технічних умов, норм. Показники водопостачання і водовідведення, характеристика промислових вод, стоків з промислових площадок, їх очищення і відведення у водойми; показники викидів забруднювальних речовин в атмосферу, в тому числі аварійні, з виділенням специфічних і токсичних інгредієнтів; дані про промислові відходи та їх видалення. Характеристика можливих втрат вуглеводнів, у тому числі аварійних, під час видобутку, збору і попередньої переробки на площі родовища.

3.11.4. Характеристика проектних рішень, які приймаються для компенсації шкоди, що неминуче буде завдана навколишньому природному середовищу та для запобігання аварійним викидам забруднювальних речовин у навколишнє середовище. Потреба і способи очищення супутніх підземних вод для їх зворотного нагнітання або поховання. Заходи, що пропонуються для охорони від виснаження або забруднення поверхневих водотоків і підземних вод, які використовуються або можуть бути використані для потреб народного господарства. У разі потреби закачування попутно вилучених підземних вод в інші водоносні горизонти наводяться дані досліджень, які обґрунтовують можливість такого закачування. Пропозиції щодо охорони навколишнього середовища від шкідливих відходів (у тому числі під час застосування нових методів впливу на пласт - внутрішньопластового горіння, закачування кислот тощо).

Пропозиції щодо складу і розташування режимної мережі спостережних пунктів (у тому числі свердловин) для спостереження,

контролю і оцінки стану гірських порід, підземних і поверхневих вод, повітря; заходи щодо зменшення вірогідності аварійних ситуацій.

3.11.5. Висновки про доцільні способи і технології розробки та переробки нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів, які забезпечують раціональне використання наявних запасів з найменшою екологічною шкодою як в умовах нормальної експлуатації, так і в аварійних ситуаціях.

Передбачувані витрати на охорону навколишнього середовища:

на рекультивацію порушених земель;

на запобігання забрудненню підземних вод під час буріння та експлуатації свердловин;

на використання супутнього газу, супутніх підземних вод;

на попередження шкідливого впливу відходів, що утворюються під час застосування активних методів впливу на продуктивний пласт;

на соціально-економічні заходи щодо поліпшення стану довкілля в населених пунктах і на робочих місцях.

3.12. Техніко-економічне обґрунтування кондицій для підрахування запасів, визначення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів із надр

3.12.1. Кондиції на мінеральну сировину, згідно із статтею 45 Кодексу України про надра, установлюються для кожного родовища (покладу) при геолого-економічній оцінці запасів основних, а також супутніх корисних копалин і наявних у них корисних компонентів з метою визначення промислової цінності родовища (покладу). Кондиції на вуглеводневу сировину становлять сукупність вимог до якості і кількості вуглеводнів у надрах, колекторських властивостей вміщуючих порід, гірничо-геологічних умов їх залягання, гірничо-технічних умов розробки, що забезпечують

найбільш повне вилучення і раціональне використання нафти і газу, супутніх корисних копалин, а також наявних у них корисних компонентів.

3.12.2. Залежно від ступеня геологічного та техніко-економічного вивчення і детальності геолого-економічної оцінки об'єкта геологорозвідувальних робіт виділяються такі види кондицій:

попередні кондиції, що розробляються на основі матеріалів початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) об'єктів геологорозвідувальних робіт (структур, пасток) за результатами регіонального етапу їх геологічного вивчення;

тимчасові кондиції, що розробляються на основі матеріалів попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) відкритих родовищ (покладів) вуглеводнів за результатами пошукового етапу їх геологічного вивчення;

постійні кондиції, що розробляються на основі матеріалів детальної геолого-економічної оцінки розвіданих і підготовлених до експлуатації родовищ (покладів) вуглеводнів за результатами розвідувального етапу їх геологічного вивчення.

3.12.3. У складі постійних кондицій для підрахування запасів вуглеводнів (відповідно до виду сировини) належить обґрунтувати такі параметри:

мінімальну відкриту пористість для колекторів, з яких за сучасною технологією розробки можуть бути вилучені вуглеводні;

мінімальний коефіцієнт нафто- і газонасиченості для колекторів, з яких за сучасною технологією розробки можуть бути вилучені вуглеводні;

мінімальну товщину продуктивного пласта для визначення границь розміщення свердловин;

мінімальну товщину колекторського прошарку, що підлягає включенню в ефективну товщину продуктивного пласта;

мінімальний рентабельний дебіт свердловини, при якому вартість вуглеводневої сировини, що видобувається, дорівнює експлуатаційним витратам на видобуток продукції;

мінімальний промисловий вміст супутніх компонентів у вуглеводнях та супутніх водах, запаси яких підлягають обліку;

оптимальні коефіцієнти вилучення нафти, газу і конденсату, що забезпечують найбільш повне економічно ефективно вилучення вуглеводнів з надр за сучасною технологією розробки.

Крім того, у складі кондицій належить обґрунтувати принципи визначення положення границь покладів (продуктивних пластів), не визначених безпосередньо за геолого-геофізичними даними.

3.12.4. Оптимальність застосованих для підрахування запасів вуглеводнів параметрів і принципів кондицій належить обґрунтовувати факторами геологічної будови покладів, якісними показниками вуглеводнів, а також поваріантними технологічними і техніко-економічними розрахунками.

3.12.5. Матеріали обґрунтування кондицій і визначення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів з надр оформляються як окремі книги або розділи у звітах про результати геолого-економічної оцінки родовищ (покладів).

3.12.6. У матеріалах обґрунтування кондицій слід приводити всі необхідні вихідні дані і висновки щодо параметрів кондицій та коефіцієнтів вилучення, які рекомендуються для затвердження і використання для підрахування запасів, у вигляді, що дає змогу провести їх експертний аналіз і дослідження без особистої участі авторів. При цьому слід уникати повторного приведення даних, викладених у попередніх розділах.

3.12.7. Матеріали обґрунтування кондицій для підрахування загальних запасів вуглеводнів на місці залягання повинні містити:

аналіз вихідних даних і застосованих методик для обґрунтування параметрів кондицій з мінімальної (граничної) відкритої пористості, мінімального коефіцієнту нафто- і газонасиченості, висновки щодо їх достовірності і можливості застосування для підрахування запасів; рекомендовані показники кондицій;

розрахунки показників кондицій (граничних значень) за визначеними методиками, техніко-економічне обґрунтування їх оптимальності. У разі визначення кондицій за аналогією із сусідніми родовищами (покладами) слід наводити дані, що підтверджують аналогію;

обґрунтування формальних принципів визначення положення границь покладів (продуктивних пластів). Принципи екстраполяції площ покладів за межами крайніх продуктивних свердловин, їх обґрунтування для запасів різних класів вивченості. Принципи визначення умовного положення не встановлених безпосередньо свердловинами водо-нафтових (ВНК), газодояних (ГВК), газо-нафтових (ГНК) контактів, за геолого-геофізичними даними та їх обґрунтування;

обґрунтування мінімального промислового вмісту супутніх компонентів наявних у нафті і газі та супутніх водах, на основі керівних нормативних документів та досвіду розробки сусідніх родовищ.

3.12.8. Матеріали техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів вилучення вуглеводнів повинні містити:

аналіз результатів пробної експлуатації свердловин та поточного стану дослідно-промислової або промислової розробки покладів;

обґрунтування вихідних параметрів за покладами, характеристика дебітів видобувних і приймальність відповідно нагнітальних свердловин, їх сталість, відомості щодо ефективності методів обробки привибійних зон свердловин у продуктивних пластах і прошарках, висновки щодо питомої продуктивності і приймальності свердловин для найбільш ефективного із застосованих методів інтенсифікації видобутку;

обґрунтування виділення експлуатаційних об'єктів та вибір розрахункових варіантів розробки. Обґрунтування методики визначення коефіцієнтів охоплення та витіснення їх залежність від системи розміщення свердловин, оптимальність коефіцієнтів охоплення, прийнятих до розрахунків.

обґрунтування характеристик розрахункової геолого-фізичної моделі покладу, прийнятої методики прогнозу технологічних показників розробки;

характеристика прогнозних технологічних показників розробки за покладами і варіантами;

обґрунтування витрат на капітальні вкладення в облаштування родовища, які підлягають амортизації згідно із законодавством;

обґрунтування експлуатаційних (поточних) витрат, що належать до складу валових витрат згідно із законодавством; податки і обов'язкові платежі згідно із законодавством;

обґрунтування оптових цін на вуглеводневу продукцію згідно із законодавством України та міжнародними цінами;

визначення сукупного економічного ефекту (прибутку), рівня рентабельності, внутрішньої норми доходності, терміну окупності інвестицій, ціни запасів у надрах;

характеристика економічних показників розробки родовища за покладами, варіантами і родовищем у цілому; обґрунтування мінімального рентабельного дебіту свердловин, мінімального промислового вмісту корисних компонентів;

зіставлення розрахункових техніко-економічних показників розробки родовища і коефіцієнтів вилучення вуглеводнів за варіантами; обґрунтування оптимальних видобувних (балансових) запасів вуглеводнів і наявних у них корисних компонентів та коефіцієнтів їх вилучення, що рекомендуються для затвердження;

обґрунтування граничної товщини продуктивного пласта, що визначає межі розміщення свердловин і термін вилучення видобувних запасів;

загальна економічна оцінка родовища вуглеводнів; перелік кондицій, включаючи коефіцієнти вилучення вуглеводнів по покладах, що пропонуються до затвердження.

3.12.9. Під час опрацювання техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) коефіцієнтів вилучення вуглеводнів слід враховувати досягнутий рівень техніки й технології розробки покладів вуглеводнів, а також потреби найбільш повного вилучення вуглеводнів з надр. Розрахунки коефіцієнтів вилучення належить здійснювати на основі загальних розвіданих і попередньо розвіданих запасів вуглеводнів. У разі переведення запасів внаслідок дорозвідки з групи попередньо розвіданих до розвіданих, коефіцієнт вилучення їх уточнюється. Коефіцієнт вилучення вуглеводнів визначається окремо для кожного покладу (об'єкта експлуатації) і в середньому для родовища в цілому із точністю до тисячних часток одиниці.

3.12.10. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення вуглеводнів опрацьовується відповідно до обраного способу розробки родовища (покладу), потенційного вмісту вуглеводнів та втрат у пласті, згідно із наступними методично-нормативними документами:

- Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затвердженого наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 27 листопада 2006 року № 316, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 28 грудня 2006 року за № 1383/13257;

- Галузевий стандарт України «Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр» (ГСТУ 41-00032626-00-017-2000);

- Галузевий стандарт України «Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів» (ГСТУ 41-00032626-00-022-2000);

- Методичні вказівки «Визначення параметрів пластових газоконденсатних систем до підрахунку запасів газу і конденсату», «Визначення параметрів пластових нафт до підрахунку запасів нафти і розчиненого газу», затверджені наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 29 грудня 2010 року №718.

3.13. Підрахунок запасів нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів

3.13.1. Обґрунтування прийнятих методів підрахування запасів відповідно до особливостей геологічної будови, ступеня вивченості та стану розробки родовища.

3.13.2. У разі застосування об'ємного методу підрахунку запасів вуглеводнів обґрунтовуються прийняті принципи (вимоги кондицій) щодо визначення границь продуктивних пластів (покладів) і окремих підрахункових блоків: у перетинах свердловин, за лініями свердловин, методами екстраполяції та інтерполяції.

3.13.3. У разі підрахування запасів нафти і розчиненого газу об'ємним методом для нафтових і газонафтових родовищ слід обґрунтовувати і розраховувати такі підрахункові параметри: площу нафтоносності (відповідно до прийнятих положень ВНК і ГНК, ліній виклинювання або заміщення порід-колекторів продуктивних пластів); ефективну та нафтонасичену товщини і об'єм нафтонасичених порід; середні коефіцієнти відкритої пористості (тріщинуватості, кавернозності) і нафтонасиченості; середні значення густини нафти, перерахункового коефіцієнта, газовмісту нафти в пластових умовах. Зіставляються середні значення пористості (тріщинуватості, кавернозності) і нафтонасиченості, встановлені різними

методами за керном і ГДС; обґрунтовуються ті, що застосовані при підрахунку запасів; оцінюється показність результатів їх визначення.

3.13.4. Для підрахунку запасів вільного газу об'ємним методом у нафтогазових і газових родовищах обґрунтовуються і розраховуються: площа газоносності (відповідно до прийнятих положень ГВК і ГНК, ліній виклинювання або заміщення порід-колекторів продуктивних пластів); ефективна та газонасичена товщини і об'єм газонасичених порід; середні коефіцієнти відкритої пористості (тріщинуватості, кавернозності), газонасиченості; початкові і поточні пластові тиски та умови замірів; їх середні значення; поправки на температуру і відхилення від закону Бойля-Маріотта; середній вміст конденсату у газі; коефіцієнт, що враховує мольну частку "сухого" газу. Зіставляються середні значення пористості (тріщинуватості, кавернозності) і газонасиченості, встановлені різними методами (за керном і ГДС), обґрунтовуються ті, що застосовані при підрахунку запасів; оцінюється показність результатів їх визначення.

3.13.5. Підрахунок запасів нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів об'ємним методом здійснюється окремо щодо газової, нафтової, газонафтової, водонафтової і газонафтоводяної зон за типами колекторів для кожного пласта-покладу і родовища в цілому з обов'язковою оцінкою перспектив всього родовища.

3.13.6. У разі застосування методу аналогії при обґрунтуванні підрахункових параметрів наводяться вихідні дані, що підтверджують правомірність їх вибору за аналогами (родовищ, покладів), і обґрунтовується допустимість застосування перенесення цих параметрів до родовища (покладу), що оцінюється.

3.13.7. Видобувні запаси розчиненого газу, конденсату і супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, визначаються, виходячи з підрахованих видобувних запасів нафти або газу.

3.13.8. Підрахункові параметри і результати підрахунку запасів подаються у табличній формі.

3.13.9. Підраховані запаси нафти, газу, конденсату і корисних супутніх компонентів на місці залягання є загальними запасами і належать за геологічним значенням до відповідної групи і категорії.

3.13.10. У разі повторного підрахунку запасів здійснюється зіставлення значень прийнятих підрахункових параметрів і раніше затверджених, аналізуються причини зміни їх величин з наведенням конкретного фактичного матеріалу, що обґрунтовує ці зміни.

3.13.11. Підрахункові параметри визначаються у таких одиницях виміру: площа в тисячах квадратних метрів, з точністю до цілих тисяч; товщина в метрах з точністю до десятих часток одиниці; тиск у мегапаскалях з точністю до сотих часток одиниці; густина нафти, газу, конденсату і води в кілограмах на один кубічний метр з точністю до цілих чисел; коефіцієнт пористості з точністю до тисячних часток одиниці; коефіцієнт нафтогазонасиченості з точністю до сотих часток одиниці; коефіцієнт на усадку нафти з точністю до тисячних часток одиниці; газовміст пластової нафти у метрах кубічних на тонну з точністю до цілих чисел; поправки на температуру і відхилення від закону Бойля-Маріотта з точністю до сотих часток одиниці.

3.13.12. Запаси нафти, конденсату, етану, пропану, бутанів, сірки і металів підраховуються у тисячах тонн, газу - у мільйонах кубічних метрів; гелію і аргону - у тисячах кубічних метрів.

3.13.13. У разі використання методу матеріального балансу для родовищ (покладів), що перебувають на будь-якій стадії розробки, обґрунтовуються: режим роботи покладу, характер його розбуреності та експлуатаційна характеристика; вибір розрахункового варіанта, об'єкта та дат підрахунку; дані за період від початку розробки на кожну дату підрахунку (накопичений видобуток нафти, розчиненого та вільного газу, води, загальна

кількість закачаних в пласт води і газу; кількість пластової води, що увійшла в поклад); середні пластові тиски, пластова температура; коефіцієнт стисливості пластової нафти, тиск насичення; початкові і поточні газовміст, об'ємні коефіцієнти пластової нафти, пластового газу, пластової води; коефіцієнти стисливості води і порід-колекторів; відношення об'єму газової шапки до об'єму нафтонасиченої частини покладу (для нафтогазових покладів).

3.13.14. Для нафтових родовищ (покладів), що перебувають на початковій (пружній) стадії розробки, застосовується підрахунок запасів методом падіння тиску, для якого потрібно мати дані динаміки зміни в часі пластового тиску, накопиченого видобутку (нафти, розчиненого газу і води), а також коефіцієнти нафтонасиченості і стисливості нафти, води і порід-колекторів.

3.13.15. Для нафтових родовищ (покладів), що перебувають на пізній стадії розробки, застосовується статистичний метод підрахунку запасів нафти, для якого потрібно мати дані: про час розробки, зміну по свердловинах (покладу) дебіту нафти, щорічного та накопиченого видобутку нафти, води та зміну обводненості продукції, газового фактора і пластового тиску.

3.13.16. Для газових і газоконденсатних родовищ (покладів), що розробляються, застосовується метод підрахунку запасів газу за падінням тиску. При цьому обґрунтовуються і розраховуються початкове і поточне положення газо-водяного контакту; початкові та поточні значення пластового тиску і температури та відповідні їм поправки на відхилення від закону Бойля-Маріотта; зміна в часі пластових і гирлових тисків; газогідродинамічний зв'язок покладів родовища; ступінь дренажу окремих частин покладів і їх режим; вплив зниження тиску і випадіння конденсату на пористість; динаміка вторгнення пластової води; втрати або перетоки газу; величини відбору газу, конденсату і води із свердловин і покладів.

3.14. Класифікація підрахованих запасів і оцінених ресурсів вуглеводнів за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення.

Наводиться розподіл запасів і ресурсів родовища (покладу) за рівнем їх промислового значення, ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення згідно із 3-м, 4-м, 5-м, 6-м розділами Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин до геолого-економічного вивчення ресурсів, перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10 липня 1998 року № 46, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24 липня 1998 року за № 475/2915.

При цьому до балансових запасів слід відносити видобувні запаси покладів вуглеводнів, видобуток яких є економічно ефективним згідно з ТЕО коефіцієнтів вилучення, а також запаси, що забезпечують узгоджену з користувачем надр ефективність капіталовкладень.

Балансові розвідані детально оцінені запаси належать до класу достовірних запасів під кодом 111.

Балансові розвідані попередньо оцінені запаси належать до класу вірогідних запасів під кодом 121.

Балансові попередньо розвідані і попередньо оцінені запаси належать теж до класу вірогідних запасів під кодом 122.

Умовно балансові розвідані запаси позначаються кодом 211.

Позабалансові розвідані і попередньо розвідані запаси позначаються кодом 221 і 222, відповідно.

Попередньо розвідані запаси вуглеводнів з невизначеним промисловим значенням позначаються кодом 332.

Перспективні і прогнозні ресурси вуглеводнів належать до класів під кодами, відповідно, 333 і 334.

3.15. Зіставлення підрахункових параметрів і підрахованих запасів з тими, що числяться у Державному балансі України, та з раніше затвердженими й аналіз причин розбіжностей

3.15.1. Підраховані запаси нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів та підрахункові параметри зіставляються з тими, що числяться у Державному балансі корисних копалин України, з приведенням аналізу причин розбіжностей.

3.15.2. При повторній ГЕО виконується зіставлення нових даних про запаси нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів з тими, що числяться у Державному балансі корисних копалин України, і з раніше затвердженими ДКЗ, з приведенням аналізу причин розбіжностей і визначенням обґрунтованості кондицій, підрахункових параметрів, запасів і ресурсів, що подаються на експертизу.

3.15.3. Поелементне зіставлення здійснюється щодо кожного покладу і експлуатаційного об'єкта. Детально аналізуються показники, за якими встановлені розбіжності. Для родовища в цілому зіставляються тільки результати підрахування запасів і ресурсів та їх класифікації (розподілу за кодами класів).

3.16. Оцінка підготовленості родовища (покладу) до промислового освоєння

3.16.1. Оцінка виконання вимог до вивченості геологічної будови родовища, складу і властивостей нафти і газу, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов розробки родовища, передбачених п. 9 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 10.07.98 № 46 та зареєстрованої в Мін'юсті України 24 липня 1998 року за № 475/2915. Ступінь вивченості першочергових об'єктів розробки родовища.

3.16.2. Відповідність ступеня вивченості компонентів нафти, газу і конденсату, що мають промислове значення, положенням Вимог до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджених наказом ДКЗ України від 12 листопада 1997 року № 95, зареєстрованих Головною службою стандартів Держкомгеології України за № КНД 41-00032626-00291-97.

3.16.3. Можливості підвищення забезпеченості підприємства розвіданими та попередньо розвіданими запасами або зростання його виробничої потужності при продовженні на родовищі геологорозвідувальних робіт.

3.16.4. Відомості про наявність у районі родовища джерел питного і технічного водопостачання, а також сировинної бази будівельних матеріалів для забезпечення потреб майбутнього підприємства з видобутку нафти і газу.

3.17. Якість і ефективність геологорозвідувальних робіт, а також геолого-промислових досліджень під час видобутку вуглеводнів

3.17.1. У цьому розділі наводяться дані про здійснені раніше загальні витрати на пошуки, розвідку і дослідницькі роботи на родовищі окремо: за рахунок державного бюджету та за рахунок власних коштів надрокористувачів. Витрати за основними видами робіт: на геологічну зйомку, польові геофізичні роботи, структурне, параметричне, пошукове і розвідувальне буріння, гідрогеологічні, геофізичні, лабораторні, наукові та інші дослідження, зведення тимчасових будівель і споруд, камеральні роботи. Кількість і вартість пошукових і розвідувальних свердловин, що передаються згідно з чинним законодавством надрокористувачам разом з родовищем, а також ліквідованих з геологічних та технічних причин.

3.17.2. Точність польових геофізичних досліджень, що стало основою для постановки пошуково-розвідувального буріння, та оцінка ступеня відповідності їх результатів даним буріння. Процент виносу керна; його

придатність для лабораторних досліджень, ступінь використання керна для обґрунтування кондицій і підрахункових параметрів. Співвідношення кількості пробурених свердловин до кількості ліквідованих свердловин, що опинилися за межами покладів. Кількість випробуваних інтервалів продуктивних пластів, свердловин, що припадають на один розвіданий поклад; їх частка від загальної кількості розкритих інтервалів, свердловин. Виконання термінів замірів дебітів нафти, газу, конденсату і води окремо щодо кожної свердловини, а також пластових тисків глибинними приладами.

3.17.3. Запаси нафти і газу, які припадають на одну свердловину і на один метр проходки. Фактичні витрати на пошуки і розвідку родовища, що припадають на один метр проходки, одну тону нафти і конденсату та 1000 куб. м вільного газу (окремо запасів загальних, балансових та умовно балансових).

3.18. Висновки

3.18.1. Основні висновки про ступінь вивченості геологічної будови, кількість та якість запасів і ресурсів нафти і газу, комплексне використання запасів родовища; гідрогеологічні та гірничо-технічні умови розробки родовища. Співвідношення запасів, що перебувають на Державному балансі корисних копалин України і підрахованих у звіті.

3.18.2. Рекомендації щодо найбільш раціонального способу розробки родовища.

3.18.3. Оцінка загальних перспектив родовища, рекомендації з проведення пошуків і розвідки перспективних площ, що розміщені в тому ж геологічному районі, та продовження геологорозвідувальних робіт у межах родовища, вдосконалення наукових досліджень.

3.19. Список використаних літературних матеріалів

У переліку опублікованої літератури, фондів та інших матеріалів, використаних під час складання звіту, даються назва джерел, автори, місце та рік видання (складання).

4. Текстові додатки

До складу матеріалів ГЕО запасів нафти і горючих газів слід включати:

розпорядчі документи: геологічне завдання на проведення геологорозвідувальних робіт, пооб'єктний перелік робіт з геологічного вивчення надр, завдання з термінів розвідки і підрахунку запасів;

протоколи розгляду матеріалів ГЕО науково-технічними радами організації, що проводила геологорозвідувальні роботи, організації, яка буде здійснювати розробку родовища, та замовниками цих робіт;

довідка про узгодження з відповідними установами можливості скиду води, видобутої разом з нафтою і газом, у поверхневі водоймища і водотоки або в інші водоносні горизонти.

Для родовищ, які розробляються, повинні також додаватися:

протокол розгляду звіту з підрахунку запасів НТР організації, що розробляє родовище;

довідка організації, що розробляє родовище, про кількість видобутих нафти, газу і конденсату (у тому числі за період після останнього затвердження запасів ДКЗ), фактичну собівартість видобутку, якість товарної продукції і напрями її промислового використання;

довідка про результати спеціальних тематичних робіт, що здійснювалися сторонніми організаціями, та їх рекомендації.

У випадках, коли сумарні списані та намічені до списання в процесі розробки і під час розвідки родовища запаси перевищують нормативи, встановлені діючим положенням про списання запасів з балансу підприємств, до звіту додаються:

висновки згідно з вимогами пунктів 12, 13, 14 Положення про порядок списання запасів корисних копалин з обліку гірничодобувного підприємства, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 27 січня 1995 року № 58.

5. Табличні додатки

Таблиці повинні містити вихідні, проміжні дані та кінцеві результати, необхідні для перевірки операцій з підрахунку запасів.

Обов'язкові такі таблиці:

стан фонду свердловин;

загальні обсяги буріння на родовищі та їх вартість;

відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт за аналізом кернового матеріалу;

результати випробування і дослідження свердловин;

відомості про літолого-фізичні властивості порід продуктивних горизонтів і покришок;

виконаний комплекс геофізичних досліджень свердловин;

зведена таблиця геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів;

відомості про хімічний склад та фізичні властивості пластових вод;

фізико-хімічні властивості нафти;

склад газу, розчиненого в нафті;

характеристика вільного газу;

характеристика стабільного конденсату;

відомості про розробку родовища (покладу);

середні значення пористості (тріщинуватості, кавернозності), проникності, нафтогазонасиченості;

результати замірів площ;

визначення середньозважених нафто- і газонасичених товщин;

зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів нафти і розчиненого газу;

зведена таблиця підрахункових параметрів та запасів вільного газу і конденсату;

зведена таблиця запасів супутніх корисних компонентів у газі;

зіставлення параметрів, прийнятих при підрахунку запасів нафти і розчиненого газу, вільного газу і конденсату, з тими, що числяться на Державному балансі запасів корисних копалин України і з раніше затвердженими;

зіставлення підрахованих запасів нафти і розчиненого газу, вільного газу і конденсату та супутніх корисних компонентів у газі з тими, що числяться на Державному балансі запасів корисних копалин України, і з раніше затвердженими.

У разі підрахунку запасів, виконаному за допомогою геоінформаційних систем (ГІС), повинні додаватись таблиці, графіка і диск із записами таблиць підрахування запасів.

У разі необхідності подаються інші табличні матеріали, що обґрунтовують підрахунок запасів і висновки авторів.

Форми таблиць до геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу наведені в додатку.

6. Графічні матеріали

6.1. У матеріалах ГЕО, у разі застосування об'ємного методу підрахунку запасів, належить наводити такі графічні матеріали:

6.1.1. Оглядова карта району робіт, на якій відображено місцеположення родовища, найближчі родовища та нафтогазопромисли, нафто- і газопроводи, залізниці, шосейні дороги та населені пункти, водні об'єкти, об'єкти природного заповідного фонду, родовища інших корисних копалин.

6.1.2. Структурні карти покрівлі основних продуктивних горизонтів за результатами буріння та польових геофізичних робіт. На карту належить виносити весь фактичний матеріал, на якому ґрунтується її побудова: сейсмічні профілі, свердловини структурні, проектні, ті, що знаходяться у будівництві, і пробурені пошукові, розвідувальні та експлуатаційні. Масштаб карт (1:5000 - 1:25000) визначається розмірами родовищ, складністю їх геологічної будови та мінливістю колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

6.1.3. Зведений (нормальний) геолого-геофізичний розріз родовища у масштабі 1:500 - 1:2000 із стратиграфічним розчленуванням, каротажною характеристикою, стислим описом порід і характерної фауни, з наведенням електричних, сейсмічних та інших реперів, виділенням нафтогазонасичених горизонтів (пластів).

6.1.4. Планшети з діаграмами ГДС у масштабі не менше ніж 1:200 з їх інтерпретацією. При тонкошаруватій будові продуктивних пластів (товщина прошарків менша за 0,5 м) діаграми ГДС для окремих свердловин повинні бути записані в більшому масштабі - 1:50. Детальний комплекс методів ГДС та порядок розміщення діаграм на планшеті суворо не регламентуються. Обов'язково наводяться ті види каротажу, за якими визначаються ефективні товщини, пористість, нафтогазонасиченість, глинистість, залишкова вода, положення контактів та ін. з ув'язкою за глибиною. При цьому подається така інформація: інтервали відбору і винос керна в метрах відповідно до його прив'язки, границі і номенклатура продуктивних горизонтів, інтервали залягання порід-колекторів та їх літологічна характеристика, загальні,

ефективна та нафто- і газонасичена товщини, пористість, абсолютна та ефективна проникність, нафтогазонасиченість за керном і ГДС, інтервали і дати перфорації, результати випробування та геофізичного контролю за випробуванням, положення ВНК, ГНК, ГВК, положення цементних мостів. В окремій графі мають бути наведені висновки за даними бокового каротажного зондування (БКЗ) в окремих інтервалах.

При повторному підрахунку запасів планшети з каротажними діаграмами подаються лише щодо свердловин, у яких у результаті нової інтерпретації були змінені значення ефективної товщини, пористості, положення контактів або інших підрахункових параметрів; при цьому на планшетах необхідно навести параметри, що були прийняті в попередньому підрахунку запасів та в тому, що пропонується.

6.1.5. Геологічні розрізи (один поздовжній і як мінімум один поперечний) родовища, на яких відображено стратиграфічні одиниці відкладів, літологічні особливості порід, положення тектонічних порушень, поклади нафти і газу, положення ВНК, ГНК, ГВК.

6.1.6. Схеми кореляції продуктивних пластів у масштабі 1:500, складені за даними ГДС та опису керна, з виділенням проникних порід, нафто- і газонасичених інтервалів, інтервалів перфорації, положення ВНК, ГНК, ГВК, їх глибин та абсолютних відміток. Для слабовивчених родовищ належить давати схему зіставлення відкладів з розрізами сусідніх добре вивчених родовищ, аналогічних за геологічною будовою.

6.1.7. Структурні карти підшви колекторів кожного продуктивного пласта в масштабі підрахункових планів для обґрунтування положення внутрішніх контурів нафтогазоносності.

6.1.8. Схема випробування кожного пласта для обґрунтування положення контактів. На схемі належить показувати глибини та абсолютні відмітки інтервалів залягання пластів-колекторів та інтервалів перфорації,

результати випробування і характеристику нафтогазонасиченості за даними ГДС.

6.1.9. Карти сумарної ефективної та нафтонасиченої (газонасиченої) товщини пластів у масштабі підрахункових планів. У разі невеликої кількості свердловин їх можна сумістити на одному аркуші. На картах слід наносити границі класів запасів за ступенем геологічного і техніко-економічного вивчення та вихідні дані, використані для їх побудови.

6.1.10. Карти пористості.

6.1.11. Карти питомих нафтогазонасичених об'ємів для масивних і масивно-пластових покладів.

6.1.12. Підрахункові плани для кожного пласта в масштабі від 1:500 до 1:25000, який забезпечує необхідну точність заміру площ і залежить від розмірів родовища і складності його будови. Ці плани слід будувати за поверхнею колекторів продуктивних пластів на основі структурних карт покрівлі продуктивних пластів або по ближньому реперу. На підрахунковому плані подаються зовнішні та внутрішні контури нафто- і газонасиченості, границі груп запасів за ступенем геологічного вивчення, всі пробурені на дату підрахунку запасів свердловини з точним нанесенням положення їх гирла і точок перетину ними покрівлі відповідного продуктивного горизонту:

параметричні;

пошукові;

розвідувальні;

видобувні;

законсервовані в очікуванні організації промислу;

нагнітальні і спостережні;

невипробувані з характеристикою нафто-, газо- і водонасиченості пластів-колекторів за даними інтерпретації матеріалів ГДС;

ліквідовані з викладом причин ліквідації;

ті, що розкрили горизонт, складений непроникними породами.

Умовними позначеннями серед цих дев'яти видів свердловин відмічаються ті, що дали безводну нафту, нафту з водою, газ, газ з конденсатом, газ з водою та воду або ще знаходяться у випробуванні.

На підрахунковому плані наводиться таблиця випробування, де щодо всіх свердловин вказуються глибина і абсолютні відмітки покрівлі і підошви колекторів та інтервалів перфорації, початкові і поточні дебіти нафти, газу і води, заміряні на однаковому штуцері (діафрагмі), діаметр штуцера (діафрагми), депресії, час роботи свердловин, дата початку обводнення, процент води на час оцінки запасів. При сумісному випробуванні декількох горизонтів вказуються їх індекси.

Щодо видобувних свердловин наводяться: дата початку роботи, початкові і поточні дебіти та пластові тиски, видобута кількість нафти, газу, конденсату і води, дата початку обводнення і процент води у видобутій продукції на час підрахунку запасів. У разі великої кількості свердловин таблицю випробування належить додавати до підрахункового плану окремо. Крім того, на підрахунковому плані розміщується таблиця прийнятих авторами значень підрахункових параметрів, запасів, їх класів, а також параметрів, прийнятих за попереднім рішенням, і дата, на яку оцінено запаси.

6.1.13. У разі повторного підрахунку запасів окремо наводяться карти зіставлення границь класів запасів, оцінених і затверджених під час попереднього підрахунку, з нанесенням нових пробурених свердловин.

6.1.14. Графіки, що характеризують динаміку видобутку нафти і газу щодо окремих свердловин, покладів і родовищ в цілому, а також зміну пластових тисків і дебітів нафти, газу і води за період розробки.

6.1.15. Індикаторні діаграми і криві відновлення тиску у свердловинах.

6.1.16. Кореляційні графіки основних петрофізичних залежностей типу "кern - kern", "кern - геофізика", "геофізика - геофізика" та "геофізика - випробування" для визначення підрахункових параметрів.

6.1.17. Графіки залежності властивостей пластових нафти і конденсату від тиску і температури.

6.1.18. Карта розробки покладів і стану пробурених свердловин.

6.2. У випадку підрахування запасів нафти за методом матеріального балансу:

карта розробки покладу станом на дату підрахунку;

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

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

карти ізобар на відповідну дату підрахунку;

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

6.3. У випадку підрахування запасів нафти статистичним методом:

графіки зміни досліджуваних параметрів (дебіту нафти, видобутку нафти, видобутку рідини і т. п.) у часі розробки, а також залежності між видобутком нафти, обводненістю продукції, накопиченим видобутком нафти і накопиченим видобутком рідини, падінням тиску і відбором нафти та ін., які передбачаються застосуванням тієї чи іншої методики підрахунку;

вихідні дані (у вигляді карт чи таблиць) для визначення коефіцієнтів падіння дебітів.

6.4. У випадку підрахування запасів газу за методом падіння тиску:

криві відновлення пластового тиску по свердловинах після їх зупинки;

карти ізобар поточного пластового тиску;

графіки падіння пластового тиску в часі в кожній свердловині і в цілому у покладі;

індикаторні криві у свердловинах;

графіки залежності приведенного пластового тиску від сумарного відбору газу із свердловин і в цілому із покладу;

ізотерми конденсації стабільного конденсату.

7. Первинні геолого-геофізичні матеріали, які належить приводити у текстових додатках матеріалів ГЕО

7.1. Опис керна продуктивних горизонтів (пластів), а також порід, що залягають в інтервалі на 10 - 15 м вище і нижче кожного продуктивного горизонту.

7.2. Діаграми стандартного каротажу в масштабі 1:500 у всіх свердловинах з визначеними на них стратиграфічними границями та інтервалами продуктивних горизонтів з їх індексацією (надаються в одному примірнику на період експертизи матеріалів).

7.3. Копії актів про випробування свердловин у колоні і відкритому стовбурі, що містять відомості про їх стан, умови випробування, тривалість безперервного припливу нафти, газу і води на кожному режимі, умови замірів статичних рівнів, перевірки герметичності експлуатаційних колон, установлення і перевірки герметичності цементних мостів.

7.4. Копії актів дослідження свердловин, що містять відомості про заміри дебітів нафти, газу і води, пластових, вибійних і гирлових тисків та пластові температури, а також газовміст нафти і води.

7.5. Копії актів перевірки точності манометрів.

7.6. Дані лабораторних визначень пористості (тріщинуватості, кавернозності), абсолютної і ефективної проникності, складу порід-колекторів, їх нафто-, газо- і водонасичення, результати механічних аналізів

порід, аналізів нафти, газу, конденсату і води, визначення в них механічних домішок; для порід-покришок - зміна фільтраційних і ємнісних властивостей.

7.7. Дані про об'ємні коефіцієнти пластової нафти, розчинності газу в нафті за результатами аналізів глибинних проб нафти; про газоконденсатну характеристику, коефіцієнти надстисливості газу.

7.8. Кореляційні та інші таблиці і діаграми, складені при підрахунку запасів статистичним методом або методом матеріального балансу.

7.9. У разі повторного підрахування запасів належить наводити первинну документацію тільки тих свердловин, які пробурені після попередньої ГЕО Відомості щодо свердловин, пробурених раніше, слід подавати у вигляді зведених таблиць.

8. Оформлення матеріалів

8.1. Текст геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів, текстові і табличні додатки слід подавати у надрукованому вигляді. Книги (папки), матеріалів слід забезпечувати наклейками (ярликами), на яких вказується: номер примірника, найменування організації, прізвища та ініціали авторів, назву звіту, номер і назву книги (тому), місце і рік опрацювання.

На титульному аркуші кожної книги (тому) вказується: організація, яка виконала підрахунок запасів, прізвища та ініціали авторів, повна назва звіту з визначенням найменування родовища, виду вуглеводнів і району розташування родовища, дата на яку виконано підрахування запасів, місце і рік опрацювання матеріалів. Титульні листи мають бути підписані керівними посадовими особами організації, яка подала матеріали.

8.2. Текст кожної книги (тому) підписується авторами, табличні і графічні додатки - виконавцями розділів підрахунку запасів.

За титульним аркушем у першій книзі (томі) матеріалів слід розміщувати: список виконавців, інформаційну карту, зміст усіх книг (томів)

і перелік усіх додатків. У кожній наступній книзі (томі) за титульним аркушем наводиться лише її зміст.

8.3. На кожному графічному додатку необхідно вказати його назву і номер, числовий і лінійний масштаби; орієнтування за сторонами світу; назву організації, що виконала ГЕО; посади і прізвища авторів, які склали креслення, та осіб, які затвердили його. Креслення мають бути підписані вказаними особами. На всіх графічних матеріалах використовуються типові загальновизнані умовні позначення. Розшифровка позначень розміщується на кожному кресленні або на окремому аркуші.

8.4. Текстова частина, текстові і табличні додатки подаються окремими томами і тільки в разі невеликого обсягу матеріалів - в одному томі. Об'єм кожного тому не повинен перевищувати 250 сторінок.

8.5. Графічні додатки вкладаються у папки. Їх не слід скріплювати (кожне креслення має легко вийматися для розгляду). Якщо графічний додаток виконано на декількох аркушах, їх нумерують, а порядок розміщення показують на першому аркуші. До кожної папки додається внутрішній опис, який містить назву додатків та їх порядкові номери. В кінці опису вказується загальна кількість аркушів.

8.6. Усі примірники звіту повинні бути ідентичні за формою і змістом.

8.7. Зовнішнє оформлення книг (папок) матеріалів геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів: етикетки, титульні аркуші, списки виконавців, реферат, зміст, текстові частини (вступ, основна частина, таблиці, висновки), списки літератури належить виконувати з урахуванням вимог КНД 41-00032626-00-309-98 «Написання та оформлення геологічних звітів на магнітних носіях. Інструкція», затвердженого наказом Держкомгеології України від 09 липня 1998 року № 98.

8.8. До матеріалів геолого-економічної оцінки родовища належить додавати в електронному вигляді інформацію із записами таблиць

підрахування запасів вуглеводнів і техніко-економічного обґрунтування коефіцієнтів їх вилучення, яка повертається.

9. Порядок подання матеріалів

9.1. Матеріали ГЕО родовищ (покладів) вуглеводнів подаються в ДКЗ користувачами надр, які проводять пошуки, розвідку чи експлуатацію родовищ вуглеводнів, або уповноваженими ними особами.

9.2. Користувачі надр, які планують подання ГЕО на державну експертизу, направляють ДКЗ календарні графіки надходження матеріалів до 1 січня року, на який заплановано їх подання.

9.3. Матеріали ГЕО, експертиза яких передбачена рішенням Уряду, повинні подаватися в ДКЗ не пізніше ніж за шість місяців до встановленого строку розгляду.

9.4. Матеріали ГЕО подаються на експертизу ДКЗ не пізніше ніж через один рік після закінчення геологорозвідувальних або експлуатаційних робіт, за результатами яких виконується підрахунок запасів.

9.5. Допускається подання на державну експертизу матеріалів ГЕО, виконаних у попередні роки, якщо роботи, проведені після складання звіту, не привели до суттєвих змін геологічної будови покладів і оцінки кількості початкових розвіданих видобувних запасів. У цих випадках в авторській довідці наводяться, за станом на дату подання матеріалів на державну експертизу:

уточнений підрахунок початкових та поточних загальних і видобувних запасів вуглеводнів;

видобуток (якщо він мав місце);

уточнене ТЕО показників розробки покладів на дату оцінки.

9.6. У разі передачі у промислове освоєння не повністю розвіданого і підготовленого до розробки родовища вуглеводнів, на умовах економічного ризику, користувачі надр повинні подавати матеріали ГЕО на експертизу і

затвердження запасів до ДКЗ у термін, визначений спеціальним дозволом на користування надрами.

9.7. При відкритті нових або дорозвідки відомих покладів вуглеводнів, відповідно до пункту 11 Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05 травня 1997 року № 432, та пункту 12 Порядку державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 31 січня 1995 року № 75, матеріали геолого-економічної оцінки приросту балансових видобувних запасів вуглеводнів класів 111, 121, 122 подаються користувачами надр на державну експертизу і оцінку.

9.8. За родовищами, що розробляються більш ніж одним надрокористувачем, матеріали ГЕО подаються на державну експертизу тільки після узгодження з усіма надрокористувачами і органом державної влади, який видав ліцензію на користування надрами. Протокол узгодження про спільну розвідку та розробку родовища додається до матеріалів, що направляються на державну експертизу у ДКЗ.

9.9. Матеріали геолого-економічної оцінки (ГЕО) родовищ вуглеводнів перед поданням їх до ДКЗ на державну експертизу і оцінку розглядаються науково-технічними радами (НТР) користувачів надр, що проводили геологорозвідувальні роботи, гірничих підприємств, які здійснюють або здійснюватимуть видобуток вуглеводнів, а також авторів геолого-економічної оцінки (ГЕО) родовища. У протоколах розгляду й оцінки матеріалів наводяться: ґрунтовний аналіз достовірності геологічних матеріалів, кількості, якості, промислового значення і підготованості до експлуатації запасів вуглеводнів та рекомендації для ДКЗ. Протокол НТР подається з матеріалами звіту до ДКЗ.

9.10. Якщо сумарні списані та намічені до списання попередньо розвідані і розвідані видобувні запаси перевищують нормативи, установлені

пунктом 13 Положення про порядок списання запасів корисних копалин з обліку гірничодобувного підприємства, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 27 січня 1995 року № 58, до матеріалів ГЕО додаються висновки згідно з вимогами пунктів 12, 13, 14 цього Положення. За рішенням ДКЗ на період розгляду ГЕО додатково подаються матеріали, на основі яких запаси були поставлені на облік у Державному балансі запасів корисних копалин України.

9.11. Матеріали ГЕО направляються в ДКЗ в чотирьох примірниках. Вони супроводжуються авторською довідкою про особливості геологічної будови родовища, проведенні геологорозвідувальні роботи, основні положення і техніко-економічне обґрунтування кондицій та визначення коефіцієнтів вилучення нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів, а також результати підрахунку запасів. Авторська довідка складається на момент подання матеріалів.

До матеріалів додаються також: довідка про видобуток вуглеводнів, реєстраційна форма 3-гр, звітна форма 6-гр, спеціальний дозвіл на користування надрами, договір про спільну діяльність, якщо вона має місце.

9.12. Після одержання матеріалів ГЕО ДКЗ укладає з користувачем надр, який подав матеріали, або уповноваженою ним особою, договір про виконання робіт з експертизи та оцінки запасів вуглеводнів і виконує їх в обумовлений договором термін.

9.13. Рішення ДКЗ з розгляду матеріалів ГЕО оформляється протоколом, один примірник якого надсилається до Державного інформаційного геологічного фонду України в термін, визначений договором із надрокористувачем.

9.14. Після проведення державної експертизи і оцінки запасів матеріали ГЕО повертаються користувачу надр, або уповноваженій ним особі, разом з протоколом ДКЗ та висновками експертів.

10. Основні вимоги до складу матеріалів попередньої (ГЕО-2) і початкової (ГЕО-3) геолого-економічних оцінок об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, які подаються на експертизу і апробацію ДКЗ за рішенням надрокористувачів

10.1. За замовленням користувачів надр ДКЗ проводить експертизу матеріалів попередніх і початкових ГЕО об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ для визначення достовірності і апробації запасів (ресурсів) вуглеводнів, промислового значення родовищ (покладів), доцільності проведення подальших робіт, включаючи дослідно-промислову розробку.

10.2. У матеріалах звітів щодо попередньої або початкової геолого-економічної оцінок родовищ вуглеводнів розглядається те саме коло питань, що й під час детальної ГЕО. Відмінності полягають у меншій достовірності і повноті вихідних даних і відповідно меншій детальності їх аналізу. Текстову частину, текстові, табличні і графічні додатки у зв'язку з цим слід розробляти, керуючись вимогами цієї Інструкції до складу матеріалів детальної ГЕО в тій мірі, в якій дозволяють наявні фактичні відомості. Порядок викладення матеріалів, їх зовнішнє оформлення також слід приймати відповідно до вимог цієї Інструкції.

10.3. З огляду на те, що апробовані запаси вуглеводнів не призначаються для розробки проектів промислового освоєння родовищ (покладів), обсяг матеріалів попередньої і початкової геолого-економічних оцінок, що подаються на експертизу ДКЗ, належить скорочувати. Водночас він має бути достатнім для визначення всіх наявних корисних компонентів, що можуть бути видобутими, очікуваних розмірів покладів та їх геологічної будови, технологічних властивостей нафти і газу, гірничо-геологічних умов їх залягання, гірничо-технічних, екологічних умов видобутку і переробки вуглеводневої сировини та реалізації товарної продукції з детальністю, що

забезпечує правильну оцінку промислового значення родовища (покладу) та доцільності інвестування подальших геологорозвідувальних робіт.

У складі матеріалів ГЕО-2 і ГЕО-3 слід наводити такі дані:

географо-економічні та екологічні умови об'єкта геологорозвідувальних робіт, передумови освоєння запасів і ресурсів вуглеводнів;

геологічна будова родовища (ділянки надр), характеристика нафтогазоносності, параметри продуктивних пластів, гідрогеологічні, термобаричні умови їх залягання;

методика і результати проведених геологорозвідувальних робіт;

ємнісні і фільтраційні властивості колекторів, граничні пористість і проникність;

фізико-хімічні властивості вуглеводнів, підрахункові параметри;

технологічна схема розробки об'єкта, прийняті технологічні показники розробки покладів;

прийняті нормативи капітальних вкладень і експлуатаційних витрат, ціни на товарну продукцію;

техніко-економічні показники варіантів розробки об'єкта;

рекомендовані тимчасові або попередні кондиції для підрахування запасів й оцінки ресурсів, розрахункові коефіцієнти вилучення вуглеводнів;

підраховані загальні і видобувні запаси (ресурси) вуглеводнів, їх класифікація за рівнем промислового значення і ступенем геологічної та техніко-економічної вивченості;

доцільність подальших геологорозвідувальних робіт, їх напрями.

11. **Склад матеріалів з пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів, що подаються на розгляд ДКЗ для надання методичної допомоги виконавцям робіт**

11.1. Для надання методичної допомоги у проведенні подальших геологорозвідувальних робіт, які мають забезпечити одержання інформації, достатньої для комплексної оцінки родовища, або з іншою метою, передбаченою Положенням про ДКЗ України, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 10 листопада 2000 р. № 1689, за замовленням надрокористувачів ДКЗ України розглядає попередні матеріали пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів на будь-якій стадії їх геологічного вивчення.

11.2. Текстова частина цих матеріалів (пояснювальна записка) не повинна перевищувати 150 сторінок. Під час складання її слід широко використовувати табличну і графічну форми подання інформації. На основі фактичного матеріалу слід у стислій формі подавати:

відомості про родовище, економіко-географічні умови, геологічну вивченість, наявність інших видів корисних копалин, засобів зв'язку, шляхів сполучення, водо- і енергопостачання та ін.;

геологічну характеристику родовища;

обсяги й методику виконаних геологорозвідувальних робіт та їх основні результати;

якісну оцінку складу нафти, газу, конденсату і наявних у них супутніх корисних компонентів;

оцінку ступеня надійності одержаних результатів;

оцінку результатів лабораторних досліджень;

оцінку гідрогеологічних і гірничо-геологічних умов розробки родовища;

основні техніко-економічні показники, що характеризують розробку родовища;

обґрунтування методики підрахунку запасів і розподілу їх за кодами класів;

оцінку промислового значення родовища, а також перспектив його освоєння;

обґрунтування напрямку подальших геологорозвідувальних робіт на родовищі з метою одержання додаткових даних для затвердження запасів ДКЗ та подальшого промислового освоєння.

11.3. Табличні додатки повинні містити:

таблиці прийнятних значень параметрів до підрахунку запасів;

таблиці оцінених запасів родовища або його частини.

11.4. Графічні додатки повинні доповнювати текст точним зображенням просторового положення продуктивних горизонтів у розрізі, морфології та умов їх залягання і містити:

оглядову карту району родовища з нанесеною гідромережею, населеними пунктами і шляхами сполучення;

структурні карти родовища;

геологічні розрізи за лініями свердловин;

підрахункові плани.

**Заступник директора Юридичного
департаменту – начальник відділу
представництва інтересів міністерства
в судових та правоохоронних органах**



С.М. Губа

Додаток

до Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу (абзац 26 пункту 5)

Форми таблиць до геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу

Таблиця 1. Стан фонду свердловин

Номер свердловин категорія	Проектна глибина, м	Фактична глибина, м	Строки буріння,		Строки випробування, початок	Вартість свердловини, тис. грн.	Отримані результати	Стан свердловини на дату підрахунку	Примітка
			початок	кінець					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	

Таблиця 2. Загальні обсяги буріння за категоріями свердловин на родовищі та їх вартість на дату підрахунку

Категорії і стан свердловин	Сумарний метраж, м	Сумарна вартість, тис. грн.	Кількість та номери свердловин,		
			продуктивних	Примітка	
			<u>непродуктивних</u>		
	1	2	3	4	5
Пошукові					
Розвідувальні					
Експлуатаційні					
У тому числі:					
у контурі нафтогазонасності					
у бурінні					
у випробуванні					
в експлуатації					
у консервації					
ліквідовані з геологічних причин					
ліквідовані з технічних причин					

Таблиця 3. Відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів по перетинах свердловин та обсяги виконаних робіт з аналізу кернового матеріалу

Продуктивний пласт	Номер свердловини	Ефективна товщина продуктивного пласта, м		Продуктивний пласт, м	Інтервал залягання продуктивного пласта, м	Інтервал відбору керна, м, глибина	Проходка з відбором керна за продуктивним пластом, м	Висвітленість керном продуктивного пласта, %	Кількість визначень на зразках керна* загальна	врахована у підрахунку					Примітка
		загальна	нафтові							газові	насичені (від пористої маси)	коєфіцієнту витоку	відкритої пористості	абсолютної газопроницності	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
		Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	
		Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, м	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	Інтервал продуктивного пласта, %	

* Основне і контрольне визначення по одному і тому самому зразку одним і тим самим методом вважаються як одне визначення.

Таблиця 4. Результати випробування та дослідження свердловин

Покрівля	Номер свердловини	Інтервал випробування, м	Спосіб розкриття пласта	Діаметр, мм, і глибина, м, спуску фонтанних труб	Діаметр штуцера, мм	Фактичний час безперервної роботи, год.	Тиск, приведений до середни інтервалу випробування, МПа, МПа	Дебіт нафти, куб. м/добу	Вміст газу, куб. м/т
		глибина абсолютна відмітка	пласта	труб	динамічний рівень, м, спосіб виклику припливу		пластовий		
		підшва продуктивного пласта (в абс. відмітках з урахуванням викривлення), м	розкриття	фонтанних труб	динамічний рівень, м, спосіб виклику припливу		пластовий		
Пласт	1	4	5	6	7	8	9	10	11
Дебіт води при динамічному рівні, куб. м/добу	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дебіт газу, тис. куб. м/добу	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Дебіт води при динамічному рівні, куб. м/добу	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Продовження таблиці 4

Продовження таблиці 4

Таблиця 6. Виконаний комплекс геофізичних досліджень свердловин

Номер свердловини	Пласт	Методи та масштаби запису										інші розміри
		стандарт- ний картаж	каверно- метрія	ГК	НГК	ВЦК	АКЦ	АО - 0,45	АО - 1,05	АО - 2,25		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

Продовження таблиці 6

ПС	мікрозонду- вання	каверно- метрія	резистиві- метрія	ГК	НГК (НГК) ННК	діаграм						інкліно- метрія	Примітка
						ИК	БК	БМК	інші види	20	21		
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		