



**МІНІСТЕРСТВО ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ
УКРАЇНИ**

НАКАЗ

02.10.2020 № 170

**Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
18 листопада 2020 р.
за № 1145/35428**

**Про затвердження Регламенту подання на розгляд до
Державної комісії України по запасах корисних копалин
матеріалів геолого-економічної оцінки запасів нафти, газу і
супутніх компонентів, вимоги до їх оформлення та змісту**

Відповідно до підпункту 122 пункту 4 та пункту 8 Положення про Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 25 червня 2020 року № 614, **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Регламент подання на розгляд до Державної комісії України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки запасів нафти, газу і супутніх компонентів, вимоги до їх оформлення та змісту, 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 року № 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 року за № 853/4146.

3. Департаменту з питань надрокористування та відновлення довкілля (Олександр Шуст) в установленому законодавством порядку забезпечити подання цього наказу на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

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

5. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

Міністр

Р. Абрамовський

ПОГОДЖЕНО:

В.о. Міністра енергетики та захисту
довкілля України

О. Буславець

Голова Державної служби геології
та надр України

Р. Опімах

Т.в.о. Голови Державної регуляторної
служби України

О. Мірошніченко

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства захисту
довкілля та природних
ресурсів України
02 жовтня 2020 року № 170

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
18 листопада 2020 р.
за № 1145/35428

РЕГЛАМЕНТ
подання на розгляд до Державної комісії України по запасах
корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки
запасів нафти, газу і супутніх компонентів, вимоги до їх
оформлення та змісту

I. Загальні положення

1. Цей Регламент визначає порядок подання на державну експертизу і оцінку до Державної комісії України по запасах корисних копалин матеріалів з детальної геолого-економічної оцінки розвіданих родовищ (покладів) вуглеводнів (ГЕО - 1), попередньої геолого-економічної оцінки об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (ГЕО - 2) і початкової геолого-економічної оцінки об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (ГЕО - 3) і супутніх компонентів, вимог до їх оформлення та змісту.

2. У цьому Регламенті терміни вживаються у значеннях, наведених у Кодексі України про надра, Законі України «Про нафту і газ» та інших нормативно-правових актах у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр.

3. Державній експертизі та оцінці на підставі поданих матеріалів ГЕО - 1, ГЕО - 2, ГЕО - 3 підлягають запаси основних і супутніх корисних копалин і компонентів розвіданих родовищ нафти та газу, у тому числі техногенних, і запаси, додатково розвідані в процесі розробки родовищ (покладів) відповідно до статті 32 Закону України «Про нафту і газ».

4. ДКЗ проводить державну експертизу і оцінку матеріалів ГЕО - 1, ГЕО - 2, ГЕО - 3 (далі - матеріали ГЕО) відповідно до вимог законодавства.

5. Матеріали ГЕО для проведення державної експертизи ДКЗ подають користувачі нафтогазоносними надрами, визначені абзацом тринадцятим статті 1 Закону України «Про нафту і газ», що здійснюють користування надрами на підставі та в межах ділянки (родовища) нафтогазоносних надр, визначеної спеціальним дозволом на користування нафтогазоносними надрами або уповноважені ними особи.

6. Матеріали ГЕО родовищ корисних копалин повинні містити:

характеристику геологічної будови покладів корисних копалин, їх технологічних властивостей, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов залягання в обсязі, достатньому для прийняття обґрунтованих проектних рішень щодо способу й системи видобутку та схеми комплексної переробки корисних копалин і визначення граничних показників (параметрів) кондицій;

техніко-економічне обґрунтування кондицій для підрахунку запасів корисних копалин, що забезпечують найповніше, економічно раціональне й комплексне вилучення з надр запасів основних

та тих, що спільно залягають корисних копалин, а також корисних компонентів шляхом використання сучасних промислових технологій видобутку й переробки мінеральної сировини з дотриманням вимог щодо охорони надр та навколишнього природного середовища;

характеристику методики й результатів випробовування і підрахунку запасів корисних копалин;

прогнозу економічну оцінку сумарного ефекту від експлуатації родовища за одним або кількома варіантами показників (параметрів) кондицій з визначенням прогнозних результатів підприємницької діяльності гірничопереробного комплексу в обсязі, достатньому для прийняття рішення про інвестування подальших робіт;

документи, що засвідчують право на користування надрами.

7. За результатами державної експертизи затверджуються:

запаси вуглеводнів попередньо розвіданих родовищ для визначення їх промислового значення;

запаси вуглеводнів попередньо розвіданих ділянок надр, які підготовлені до глибокого буріння та оконтурені перевіреними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень для визначення їх промислового значення.

II. Подання на розгляд до ДКЗ матеріалів ГЕО та інформаційного звіту з ПЗВ і ГЕО запасів вуглеводнів

1. Матеріали ГЕО родовищ (покладів) вуглеводнів подаються до ДКЗ користувачем нафтогазоносними надрами або уповноваженою ним особою в двох примірниках з довідкою розробника, яка складається на дату їх подання.

Користувачу нафтогазоносними надрами рекомендується до 1 січня року, на який заплановано подання матеріалів ГЕО, направляти до ДКЗ календарні графіки їх надходження.

2. ДКЗ перевіряє відповідність матеріалів ГЕО вимогам законодавства та цього Регламенту, у разі необхідності надає методичну допомогу з питань їх підготовки.

До матеріалів ГЕО можуть включатися додаткові, ніж передбачені цим Регламентом відомості, дані, розрахунки і таблиці, які викладаються українською мовою, підписуються користувачем нафтогазоносних надр, пронумеровуються, формуються в окремі папки та подаються на розгляд ДКЗ в паперовому та електронному вигляді.

У разі подання на державну експертизу матеріалів ГЕО, виконаних у попередні роки, подається довідка, в якій наводяться такі дані:

уточнена оцінка початкових та поточних загальних і видобувних запасів вуглеводнів;

видобуток (якщо він мав місце);

уточнене техніко-економічне обґрунтування (далі - ТЕО) показників розробки покладів на дату оцінки.

У разі передачі користувачем нафтогазоносними надрами у промислове освоєння не повністю розвіданого і підготовленого до розробки родовища вуглеводнів, на умовах економічного ризику, користувач нафтогазоносними надрами повинен подавати матеріали ГЕО на державну експертизу і затвердження запасів до ДКЗ у строк, визначений спеціальним дозволом на користування нафтогазоносними надрами.

При відкритті нових або дорозвідки відомих покладів вуглеводнів матеріали ГЕО приросту балансових видобувних запасів вуглеводнів класів 111, 121, 122 подаються користувачем нафтогазоносними надрами на державну експертизу і оцінку.

За родовищами, що розробляються більш ніж одним користувачем нафтогазоносними надрами, матеріали ГЕО подаються на державну експертизу після узгодження з усіма користувачами нафтогазоносними надрами.

Протокол узгодження про спільну розвідку та розробку родовища подається разом з матеріалами ГЕО.

Якщо сумарні списані та намічені до списання попередньо розвідані і розвідані видобувні запаси перевищують 20 відсотків запасів, раніше оцінених, додатково подаються матеріали, на основі яких запаси були поставлені на облік у Державному балансі запасів корисних копалин.

3. Державна експертиза і оцінка запасів матеріалів ГЕО проводиться ДКЗ в строк, обумовлений в договорі про виконання робіт з експертизи та оцінки запасів вуглеводнів.

4. Після проведення державної експертизи і оцінки запасів матеріали ГЕО повертаються користувачу нафтогазоносними надрами або уповноваженій ним особі.

5. Інформаційний звіт з приросту запасів вуглеводнів (далі - ПЗВ) і ГЕО запасів вуглеводнів підписується виконавцями робіт, затверджується користувачем нафтогазоносними надрами та подається на державну експертизу і оцінку до ДКЗ.

6. За результатами розгляду інформаційного звіту з ПЗВ складається протокол ДКЗ.

III. Загальні вимоги до оформлення матеріалів ГЕО

1. Матеріали ГЕО повинні містити інформацію:

про геологічну будову, результати проведених пошукових, розвідувальних і експлуатаційних робіт;

про обґрунтування кондиції для оцінювання запасів;

про оціночні параметри;

про підготовленість родовища (покладу) для промислового освоєння;

про запропоновану систему розробки;

про оцінку перспектив родовища в цілому;

про аналіз змін запасів і оціночних параметрів порівняно з затвердженими раніше і знаходяться на обліку в Державному балансі запасів корисних копалин.

Рекомендований об'єм текстової частини звіту ГЕО становить до 250 сторінок.

Інформація, що наводиться в таблицях і тексті, графічний матеріал, діаграми стандартного каротажу, інклінограми та допоміжні матеріали, на основі яких здійснені висновки, мають узагальнюючий характер та можуть подаватись в табличних додатках.

2. Техніко-економічне обґрунтування кондицій для оцінювання запасів, оцінки ресурсів вуглеводнів включає:

обґрунтування промислового значення покладу (родовища);

розрахунки коефіцієнтів вилучення вуглеводневих флюїдів за методикою, визначеною для даного району;

пояснювальні розрахунки систем розробки та обґрунтування оптимального варіанта розробки, який забезпечує найбільш повне та економічно доцільне вилучення нафти, газу і конденсату з надр із застосуванням сучасних технічних способів видобутку при додержанні вимог законодавства з охорони надр і навколишнього природного середовища.

3. Текстові додатки повинні містити:

результати розгляду матеріалів ГЕО Науково - технічною радою користувача нафтогазоносними надрами Державної служби геології та надр України (далі - НТР);

документацію геологорозвідувальних, геофізичних, гідрогеологічних робіт і досліджень.

Для родовищ, що розробляються, належить додавати довідки про обсяги видобутку і втрат нафти і газу, списання затверджених запасів, якість отриманої продукції, повноту комплексного використання нафти, газу і конденсату.

4. У табличних додатках наводиться інформація з визначення оціночних параметрів, результатів оцінки запасів, а також відомості, необхідні для обґрунтування основних положень та висновків, викладених у тексті.

5. Графічні додатки повинні відображати місце розташування і геологічну будову родовища, результати геологорозвідувальних робіт, нафтогазоносність, петрофізичне обґрунтування, координати контурів оцінених запасів у плані і розрізі, гідрогеологічні та інші природні умови залягання покладів та їх розробки.

6. Для родовищ, що розробляються великим фондом свердловин, первинний геолого-геофізичний матеріал і результати випробування подаються щодо частин базових свердловин рівномірно розташованих на площі родовища з характеристикою особливостей його геологічної будови та нафтогазоносності, а для частин не базових свердловин первинні матеріали надаються за вимогою ДКЗ під час проведення державної експертизи.

IV. Вимоги до графічних матеріалів ГЕО та додатків

1. До матеріалів ГЕО додаються такі текстові додатки:

геологічне завдання на проведення геологорозвідувальних робіт, пооб'єктний перелік робіт з геологічного вивчення надр, завдання з визначенням строків розвідки і оцінки запасів;

протоколи розгляду матеріалів ГЕО - 1, НТР користувачів нафтогазоносними надрами, що проводили геологорозвідувальні роботи та/або будуть здійснювати розробку родовища, та замовниками цих робіт.

2. До матеріалів ГЕО - 3 разом з матеріалами, наведеними у пункті 1 цього розділу Регламенту, додаються:

протокол розгляду звіту з оцінки 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 науковими установами, та їх рекомендації;

пропозиції щодо списання запасів корисних копалин з балансу суб'єкта господарювання.

3. В табличних додатках зазначаються обов'язкові вихідні та проміжні дані і кінцеві результати, необхідні для перевірки операцій з оцінки запасів;

зіставлення параметрів, прийнятих при оцінці запасів нафти і розчиненого газу, вільного газу і конденсату, з тими, що числяться в Державному балансі запасів корисних копалин, із раніше затвердженими;

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

У разі оцінки запасів, виконаному за допомогою геоінформаційних систем (далі - ГІС), матеріали ГЕО - 1 подаються на магнітному носії із записами оцінки запасів.

4. До графічних матеріалів ГЕО, додаються:

у разі застосування об'ємного методу оцінки запасів нафти:

оглядова карта району робіт;

структурні карти покрівлі основних продуктивних горизонтів за результатами буріння та польових геофізичних робіт;

зведений геолого-геофізичний розріз родовища у масштабі 1 : 500-1 : 2000 із стратиграфічним розчленуванням, каротажною характеристикою та описом порід, характерної фауни, з наведенням реперів та виділенням нафтогазонасичених горизонтів (пластів);

планшети з діаграмами ГДС у масштабі не менше ніж 1 : 200 з їх інтерпретацією. При тонкошаруватій будові продуктивних пластів діаграми ГДС для окремих свердловин подаються в масштабі - 1 : 50, з наведенням видів каротажу;

поздовжній і поперечний геологічні розрізи та розрізи продуктивної частини родовища, на яких відображено стратиграфічні одиниці відкладів, літологічні особливості порід, положення тектонічних порушень, поклади нафти і газу та їх контактні положення;

при повторній оцінці запасів планшети з каротажними діаграмами подаються щодо свердловин, у яких в результаті нової інтерпретації були змінені значення ефективної товщини та оціночні параметри із зазначенням параметрів, прийнятих в попередній оцінці запасів та в тому, що пропонується;

схеми кореляції продуктивних пластів у масштабі 1 : 500, складені за даними ГДС та дослідженням опису керна. Для слабовивчених родовищ подається схема зіставлення відкладів з розрізами сусідніх вивчених родовищ, аналогічних за геологічною будовою (у разі їх наявності);

структурні карти підшви колекторів кожного продуктивного пласта в масштабі оціночних планів;

схема випробування кожного пласта;

карти сумарної ефективної та нафтонасиченої (газонасиченої) товщини пластів у масштабі оціночних планів;

карти пористості;

карти питомих нафтогазонасичених об'ємів для масивних і масивно-пластових покладів;

оціночні плани;

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

індикаторні діаграми і криві відновлення тиску у свердловинах;

кореляційні графіки основних петрофізичних залежностей та їх типи;

графіки залежності властивостей пластових нафти і конденсату від тиску і температури;

карта розробки покладів і стану пробурених свердловин.

У разі повторної оцінки запасів наводяться карти зіставлення границь класів запасів, оцінених і затверджених під час попередньої оцінки, з нанесенням нових пробурених свердловин.

У разі застосування методу матеріального балансу:

карта розробки покладу станом на дату оцінки;

графіки динаміки пластових тисків у 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 дату оцінки;

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

У разі застосування статистичного методу наводяться:

графіки зміни досліджуваних параметрів у період розробки;

вихідні дані для визначення коефіцієнтів падіння дебітів.

У разі застосування методу 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.

5. До первинних геолого-геофізичних матеріалів включаються:

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

діаграми стандартного каротажу в масштабі 1 : 500 у всіх свердловинах з визначеними на них стратиграфічними границями та інтервалами продуктивних горизонтів з їх індексацією;

копії актів випробування свердловин у колоні і відкритому стовбурі, дослідження свердловин та перевірки точності манометрів;

дані лабораторних визначень пористості, 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, а для порід-покришок - зміна фільтраційних і ємнісних властивостей;

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

кореляційні та інші таблиці і діаграми, складені при оцінці запасів методом матеріального балансу або статистичним.

У разі повторної оцінки запасів належить наводити первинну документацію тільки тих свердловин, які пробурені після попередньої ГЕО. Відомості щодо свердловин, пробурених раніше, подаються у вигляді зведених таблиць.

V. Вимоги до змісту матеріалів ГЕО - 1

1. У текстовій частині матеріалів ГЕО - 1 наводиться характеристика геологічних, гірничих, економічних умов та умов залягання, видобутку, реалізації вуглеводнів родовища, що обґрунтовують:

методику виконаних геологорозвідувальних робіт та її обґрунтування в залежності від особливостей геологічної будови, ступеня вивченості та стану розробки родовища;

геолого-економічну оцінку запасів вуглеводнів;

оптимальний варіант промислового освоєння родовища та рівень економічної ефективності проєкту.

2. Текстова частина матеріалів ГЕО - 1 складається з таких розділів:

1) вступ, який включає:

час відкриття родовища;

завдання геологорозвідувальних робіт та строки їх проведення;

мета державної експертизи та оцінки запасів у ДКЗ;

запланований строк дослідно-промислової розробки або промислового освоєння родовища.

У разі повторної ГЕО - 1 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 повторної оцінки запасів, відомості про виконання рекомендацій ДКЗ, виданих під час попереднього розгляду матеріалів.

У разі незатвердження ДКЗ попередньої оцінки запасів наводяться її причини;

2) загальні відомості про родовище, що містять:

адміністративне і географічне розташування, межі та площу родовища, відомості про економіко-географічні умови району та строки освоєння родовища;

природньо-кліматичні умови району і родовища;

історію відкриття і розвідки родовища, відомості про проведені роботи та дослідження, їх якість та ефективність, а для родовищ, що перебувають у розробці - рік введення їх у розробку та перелік пластів (покладів), що розробляються;

3) геологічна будова родовища, що містить:

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;

перелік продуктивних пластів, їх індексацію, межі колювання товщин, оцінка ступеня їх витриманості і будови продуктивного пласта. Загальні просторові закономірності зміни товщини та будови пластів, положення і розміри зон їх заміщення та виклинювання;

основні відомості про тектонічну будову родовища;

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

Для родовищ, які розробляються і запаси яких затверджені, наводяться порівняння попередніх даних про будову родовища і додатково одержаних при розробці і дорозвідці та аналіз установлених розбіжностей;

4) методика та результати геологорозвідувальних робіт, що містять:

обсяги та результати польових геофізичних досліджень, їх комплекс, методику виконання;

відомості про проекти проведення пошукових та розвідувальних робіт з характеристикою системи розвідки родовища;

стан фонду пробурених свердловин на дату підготовки матеріалів ГЕО, їх цільове призначення, конструкція, технологія буріння, глибина, технічний стан, кількість ліквідованих свердловин та причини їх ліквідації, пропозиції щодо використання законтурних свердловин;

методику та результати випробування свердловин;

оцінку якості проведення геологорозвідувальних робіт з порівняльним аналізом обсягів геолого-промислових, геофізичних і лабораторних досліджень, виконаних на родовищі, з обсягами, рекомендованими в проєктах геологорозвідувальних робіт.

При здійсненні повторної оцінки запасів зазначаються відомості про стан фонду пробурених свердловин і аналіз відповідності попередньої системи їх розміщення та методики геологорозвідувальних робіт остаточному варіанту геологічної будови родовища.

При повторному поданні матеріалів ГЕО - 1 наводяться:

деталізація методики і обсяги додатково проведених робіт, аналіз їх якості, ефективності та результатів;

обґрунтування змін до геолого-промислової оцінки родовища.

Відомості, що залишилися без змін, викладаються з посиланням на попередній звіт;

5) фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок за даними вивчення керна, що містить:

прив'язку зразків керна до розрізу відкладів, аналіз методики відбору і якість вилученого керна, методику вивчення фізичних параметрів;

основні види та обсяги досліджень у процесі геологорозвідувальних робіт для кожного продуктивного горизонту порід-колекторів;

літолого-петрографічні властивості порід-покришок, мінералогічний склад, пористість, тиск прориву;

визначення типу колекторів, середніх значень їх фільтраційно-ємнісних властивостей (далі - ФЄВ) та обґрунтування вимог кондицій нижньої межі значень відкритої пористості і проникності для колекторів.

При повторній ГЕО - 1 детально характеризуються фізико-літологічні властивості тільки нових продуктивних горизонтів та покришок над ними, горизонтів, відомості про ФЄВ, які істотно змінилися.

Для вивчених горизонтів, стосовно яких не відбулася зміна ФЄВ, надається інформація з прогнозами подальших досліджень.

Параметри колекторів, у яких відсутні зміни, викладаються з посиланням на відповідний звіт;

6) в технології проведення геофізичних досліджень свердловин (далі - ГДС), методиці та результатах комплексної інтерпретації отриманих матеріалів зазначаються:

умови проведення ГДС та відповідність їх інструктивним положенням щодо якості, обсягів, комплексу застосованих методів, їх ефективність та достатність;

перелік свердловин, у яких комплекс ГДС не виконаний в повному обсязі з обґрунтуванням причини і ступеню зниження інформативності в таких свердловинах;

методику інтерпретації результатів ГДС.

Для родовищ, що розробляються, і запаси яких раніше затверджувалися ДКЗ, проводиться порівняльний аналіз кондицій та оціночних параметрів за матеріалами ГДС у попередній і новій ГЕО.

Під час обґрунтування результатів ГДС, використаних раніше для оцінки запасів, проводиться обґрунтування внесених змін. Параметри, прийняті за даними попередньої оцінки запасів, наводяться з посиланням на відповідний звіт;

7) характеристика нафтогазоносності, що містить:

характеристику нафтогазоносності розкритого розрізу родовища, перелік пластів з установленною промисловою продуктивністю та можливою продуктивністю;

характеристику кожного покладу (тип, розмір, 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);

характеристику продуктивних покладів за ступенем детальності геологічного вивчення і категоріями розвіданості;

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

Обґрунтування положення прийнятих контактів подається у вигляді таблиць довільної форми, що містять:

за випробуваними свердловинами умови дослідження, глибини і абсолютні відмітки залягання продуктивного пласта та інтервалів перфорації, результати дослідження;

за невипробуваними - характеристики продуктивності пластів за даними каротажу.

У разі складної поверхні водонафтового контакту, газонафтового контакту або газоводяного контакту додаються карти цих контактів;

8) гідрогеологічі умови, що містять:

обсяги і методику гідрогеологічних досліджень та спостережень і оцінку їх повноти і якості;

характеристику водоносних горизонтів, гідродинамічної системи, пластових тисків в законтурній частині покладу та приймальної здатності свердловин;

фізичні властивості і хімічний склад підземних вод;

характеристику законтурної зони продуктивних горизонтів (пластів) за матеріалами розвідки;

інформацію про можливість використання супутніх підземних вод для теплоенергетичних, бальнеологічних цілей, а також для питного і технічного водопостачання та визначення вимог кондицій для оцінки їх запасів.

Для родовищ, що розробляються, наводяться відомості про результати досліджень у свердловинах, пробурених після попереднього розгляду матеріалів ДКЗ та зіставлення їх з тими, що подавалися раніше.

У разі виявлення розбіжностей проводиться аналіз їх причин. Результати попередніх досліджень наводяться з посиланням на попередній звіт;

9) відомості про склад та властивості нафти, газу і конденсату, оцінка промислового значення компонентів містять:

методику досліджень, умови відбору глибинних проб та обґрунтування повноти вивчення складу та властивостей нафти, газу і конденсату по кожному пласту (покладу), площі та розрізу;

фізико-хімічну характеристику нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах;

товарну характеристику нафти, конденсату і газу та методику їх визначення з інформацією про віднесення нафти, газу і конденсату до відповідних груп державних стандартів та цін за одиницю продукції;

обґрунтування доцільності вилучення з нафти і газу конденсату, корисних компонентів та вплив у разі їх вилучення на рентабельність розробки запасів експлуатаційного об'єкта;

пропозиції щодо комплексної розробки родовища, у тому числі вимоги кондицій для оцінювання запасів корисних компонентів.

У разі повторного оцінювання запасів подаються відомості про фактичне вилучення компонентів, що містяться у нафті і газі, на підприємствах, де вони переробляються;

10) відомості про розробку родовища, свердловини містять інформацію:

щодо свердловин, введених в дослідно-промислову розробку, наводяться дані, необхідні для оцінки запасів методами матеріального балансу, об'ємним та статистичними;

для родовищ, що розробляються, наводяться проєктні документи і дані для визначення можливості оцінки запасів вуглеводнів методами матеріального балансу та статистичним;

результати дослідно-промислової або промислової розробки по об'єктах експлуатації можуть подаватись у зведеній таблиці із зазначенням початкових та поточних даних;

11) в ТЕО кондицій для оцінювання запасів та визначення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів зазначаються:

кондиції на мінеральну сировину та вуглеводні для кожного родовища (покладу) при геолого-економічній оцінці основних запасів, а також супутніх корисних копалин та наявних корисних компонентів;

тип кондицій в залежності від ступеня геологічного та техніко-економічного вивчення і детальності геолого-економічної оцінки об'єкта геологорозвідувальних робіт.

Склад постійних кондицій для оцінювання запасів вуглеводнів з обґрунтуванням таких параметрів:

мінімальна відкрита пористість для колекторів;

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

мінімальна товщина продуктивного пласта для визначення границь розміщення свердловин;

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

мінімальний рентабельний дебіт свердловини;

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;

обґрунтування принципів визначення положень границь покладів (продуктивних пластів), не визначених безпосередньо за геолого-геофізичними даними;

обґрунтування застосованих для оцінки запасів вуглеводнів параметрів і принципів кондицій згідно факторів геологічної будови покладів, якісних показників вуглеводнів та поваріантних технологічних і техніко-економічних розрахунків;

обґрунтування кондицій і визначення коефіцієнтів вилучення вуглеводнів із зазначенням необхідних вихідних даних і висновків стосовно їх параметрів та коефіцієнтів вилучення, які подаються на затвердження і використовуються для оцінювання запасів;

обґрунтування кондицій для оцінювання загальних запасів вуглеводнів на місці залягання.

Під час розробки обґрунтування ТЕО коефіцієнтів вилучення вуглеводнів враховується рівень технології розробки покладів вуглеводнів та потреби найбільш повного їх вилучення.

Розрахунки коефіцієнтів здійснюються на основі загальних розвіданих і попередньо розвіданих запасів вуглеводнів.

У разі переведення запасів внаслідок дорозвідки з групи попередньо розвіданих до групи розвіданих коефіцієнт їх вилучення уточнюється.

Коефіцієнт вилучення вуглеводнів визначається окремо для кожного покладу та для родовища в цілому із точністю до тисячних/сотих часток одиниці;

12) в оцінці запасів нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів зазначається:

обґрунтування застосованих методів оцінювання запасів (об'ємний, статистичний, матеріального балансу, аналогії та падіння тиску) відповідно до особливостей геологічної будови, ступеня вивченості та стану розробки родовища (покладу);

класифікація оцінених запасів і ресурсів вуглеводнів здійснюється за промисловим значенням та ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення;

13) оціночні 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;

14) в зіставленні оціночних параметрів і оцінених запасів з тими, що числяться у Державному балансі запасів корисних копалин, та з раніше затвердженими та аналізу причин розбіжностей зазначаються:

зіставлення оцінених запасів нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів та оціночних параметрів з тими, що числяться у Державному балансі корисних копалин, з приведенням аналізу причин розбіжностей;

зіставлення нових даних про запаси нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів з тими, що числяться у Державному балансі запасів корисних копалин, з раніше затвердженими ДКЗ, та з приведенням аналізу причин розбіжностей і визначенням обґрунтованості кондицій, оціночних параметрів, запасів і ресурсів, що подаються на державну експертизу при повторній ГЕО;

поелементне зіставлення щодо кожного покладу і експлуатаційного об'єкта та аналіз показників, за якими встановлені розбіжності;

зіставлення результатів оцінки запасів та їх класифікації (розподілу за кодами класів) родовища в цілому;

15) в оцінці підготовки родовища (покладу) до промислового освоєння зазначається:

оцінка виконання вимог до вивченості геологічної будови родовища, складу і властивостей нафти і газу, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов розробки родовища;

ступень вивченості компонентів нафти, газу і конденсату, що мають промислове значення;

можливості підвищення забезпеченості підприємства розвіданими та попередньо розвіданими запасами або зростання його виробничої потужності при продовженні на родовищі геологорозвідувальних робіт;

інформація про наявність у районі розташування родовища джерел питного і технічного водопостачання, сировинної бази будівельних матеріалів для забезпечення потреб підприємства з видобутку нафти і газу;

16) при визначенні якості та ефективності геологорозвідувальних робіт і геолого-промислових досліджень під час видобутку вуглеводнів зазначаються:

інформаційні дані про здійснені загальні витрати на пошуки, розвідку і дослідницькі роботи на родовищі:

за рахунок державного бюджету;

за рахунок власних коштів користувачів нафтогазоносними надрами;

точність польових геофізичних досліджень, що стали підставою для здійснення пошуково-розвідувального буріння, та оцінка ступеня відповідності їх результатів даним буріння;

процент виносу керна та його придатність для лабораторних досліджень, із зазначенням ступеню його використання для обґрунтування кондицій і оціночних 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 строків замірів дебітів нафти, газу, конденсату і води окремо щодо кожної свердловини, а також пластових тисків глибинними приладами;

запаси нафти і газу, які припадають на одну свердловину і на один метр проходки та фактичні витрати на пошук 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);

17) у висновках зазначається:

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 в Державному балансі запасів корисних копалин, і оцінених у звіті;

рекомендації щодо найбільш раціонального способу розробки родовища;

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

VI. Вимоги до змісту матеріалів (ГЕО-2) і (ГЕО-3) об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, які подаються на державну експертизу ДКЗ за замовленням користувачів нафтогазоносними надрами

1. У разі необхідності за власним бажанням користувача нафтогазоносними надрами ДКЗ проводить державну експертизу матеріалів ГЕО - 2 і ГЕО - 3 об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ для визначення достовірності запасів вуглеводнів, промислового значення родовищ (покладів), доцільності проведення подальших робіт, включаючи дослідно-промислову та промислову розробки.

2. Матеріали звітів ГЕО - 2 або ГЕО - 3 родовищ вуглеводнів формуються відповідно до розділів III-V цього Регламенту згідно наявних фактичних відомостей у користувача нафтогазоносними надрами.

VII. Вимоги до змісту матеріалів з пошуку і розвідки родовищ вуглеводнів, які подаються на розгляд ДКЗ для надання методичної допомоги користувачу нафтогазоносними надрами

1. У разі необхідності за власним бажанням користувача нафтогазоносними надрами ДКЗ розглядає попередні матеріали пошуку і розвідки родовищ вуглеводнів на будь-якій стадії їх геологічного вивчення та надає методичну допомогу у проведенні геологорозвідувальних робіт.

2. Текст матеріалів складається на основі фактичного матеріалу, наявного у користувача нафтогазоносними надрами, відповідно до розділів III-V цього Регламенту і не повинен перевищувати 150 сторінок.

VIII. Вимоги до оформлення та змісту ПЗВ

1. ГЕО запасів вуглеводнів та ГЕО запасів, прирощених у звітний період, можуть здійснюватись користувачем нафтогазоносними надрами або спеціалізованими проєктними і науково-дослідними установами, підприємствами та організаціями, які можуть забезпечити кваліфіковане проведення цих робіт.

2. Роботи з обґрунтування ПЗВ розглядаються НТР власника спеціального дозволу на користування нафтогазоносними надрами.

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

4. Зміст та обсяг матеріалів інформаційного звіту ПЗВ залежать від складу та обсягів проведених робіт і досліджень, за результатами яких одержано ПЗВ.

Для обґрунтування ПЗВ, враховуючи умови, що впливають на обсяг геологічної інформації, застосовуються:

первинна оцінка ПЗВ виявленого покладу за результатами пошукових робіт;

оцінка ПЗВ за результатами розвідувальних робіт;

оцінка ПЗВ за результатами дослідно-промислової та промислової розробок;

оцінка ПЗВ методом матеріального балансу за результатами дослідно-промислової розробки та промислової розробки;

оцінка запасів газу методом падіння пластового тиску.

5. Первинна оцінка ПЗВ та облік запасів вуглеводнів у Державному балансі запасів корисних копалин здійснюється при отриманні:

промислового припливу вуглеводнів під час стаціонарного випробування об'єкта у першій на покладі продуктивній свердловині;

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

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

Матеріали первинної оцінки ПЗВ формуються відповідно до розділів II-V цього Регламенту на основі фактичних даних, наявних у користувача нафтогазоносними надрами.

6. Оцінка ПЗВ за результатами розвідувальних робіт проводиться за умов:

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

одержання в процесі випробування і дослідження свердловин нових даних про поклад;

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

узагальнення даних характеристики покладів;

обґрунтування нової геологічної моделі нафтогазоносного об'єкта.

7. Оцінка ПЗВ за результатами дослідно-промислової розробки та промислової розробки проводиться у разі одержання в звітному періоді результатів розвідувальних робіт, дослідно-промислової і промислової розробки, що зумовлюють необхідність зміни ідентифікації запасів за кодами класів.

8. Оцінка ПЗВ методом матеріального балансу за результатами дослідно-промислової розробки 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).

Оцінка ПЗВ методом матеріального балансу за результатами дослідно-промислової розробки та промислової розробки проводиться з урахуванням особливостей для нафтових, газових і нафтогазових родовищ (покладів).

Матеріали оцінки приросту запасів вуглеводнів за результатами дослідно-промислової розробки та промислової розробки подаються в обсязі, достатньому для перевірки кількості і якості запасів та їх промислового значення із урахуванням вимог щодо їх змісту відповідно до розділів II-V цього Регламенту.

9. При оцінці запасів газу методом падіння пластового тиску до матеріалів ПЗВ додаються:

криві відновлення пластового тиску по свердловинах після їх зупинки;

карти ізобар поточного пластового тиску;

графіки зміни пластового тиску в часі у кожній свердловині та в цілому у покладі;

індикаторні криві по свердловинах;

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

ізотерми конденсації стабільного конденсату.

10. Вимоги до визначення кількості прирощених запасів нафти (без газової шапки) і газу (розкритих покладів):

1) оцінка запасів вуглеводнів під час первинної оцінки приросту та оцінки приросту запасів за результатами розвідувальних робіт, який проводиться із застосуванням об'ємного методу, а за результатами дослідно-промислової розробки та промислової розробки об'ємний і метод матеріального балансу (в тому числі за падінням пластового тиску).

Оцінка загальних запасів вуглеводнів проводиться при температурі 20 °C і тиску - 0,1 Мпа;

2) оконтурювання та розподіл запасів вуглеводнів за рівнем їх промислового значення, техніко-економічного та геологічного вивчення;

3) оцінка ПЗВ за результатами першої продуктивної свердловини по нижній границі встановленої продуктивності покладу, визначеної 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 дренування обмежується радіусом, що не повинен перевищувати 500 м - для нафтових покладів, 1000 м - для газових покладів, або розрахованим радіусом зони дренування на даному родовищі або на родовищах-аналогах.

Поза цією площею на ділянці, що безпосередньо прилягає до неї в межах встановленого гіпсометричного рівня продуктивності покладу, балансові запаси не оцінюються;

4) оцінка ПЗВ покладу, вже розкритого раніше декількома свердловинами без стаціонарного їх випробування, по нижній границі встановленої продуктивності покладу промислових запасів вуглеводнів, визначеної 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;

5) на ділянках, що безпосередньо прилягають до визначеної вище продуктивної площі в межах встановленого за випробуванням гіпсометричного рівня промислової продуктивності покладу, кількість вуглеводнів під час первинної оцінки ПЗВ належить відносити до перспективних ресурсів;

6) оцінка ПЗВ нового покладу в межах розрізу відомого родовища по нижній границі встановленої продуктивності покладу промислових запасів, визначеної по підшві нижнього продуктивного прошарку, охопленого отворами перфорації. Площа запасів обмежується за даними буріння та сейсмічних досліджень.

11. Техніко-економічне обґрунтування балансових (видобувних) запасів і коефіцієнтів вилучення при оцінці ПЗВ:

1) вибір методів обґрунтування кількості балансових (видобувних) запасів і коефіцієнтів вилучення нафти, газу і конденсату, що застосовуються для визначення промислового значення ПЗВ, що прирошуються, залежить від повноти і якості інформації, отриманої під час геологічного та техніко-економічного вивчення виявлених продуктивних об'єктів, з урахуванням їх класів, деталізації, освоєння;

2) 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 газу в нафті для покладів, що розробляються на інших режимах, визначаються за видобувними запасами нафти з урахуванням її дегазації у процесі розробки;

3) коефіцієнти вилучення вуглеводнів визначаються за даними техніко-економічної оцінки варіантів розробки.

Поваріантні розрахунки техніко-економічних показників для обґрунтування балансових запасів проводяться із використанням детермінованих моделей покладів, що враховують особливості будови і мінливості геолого-фізичних характеристик колекторів та властивостей пластових флюїдів.

**Директор Департаменту
з питань надрокористування
та відновлення довкілля**

О. Шуст