



Про затвердження 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

**Наказ Державної комісії України по запасах
корисних копалин (ДКЗ України)
від 10 липня 1998 року N 46**

**Зареєстровано в Міністерстві юстиції України
24 липня 1998 р. за N 475/2915**

Відповідно до пункту 16 Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22 грудня 1994 р. N 865, а також пункту 7 Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. N 432, НАКАЗУЮ:

1. Затвердити Інструкцію із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, що додається.
2. Ця Інструкція є обов'язковою для виконання суб'єктами підприємницької діяльності, що здійснюють геологорозвідувальні роботи, проектування і будівництво нафтогазодобувних підприємств, розробку родовищ вуглеводнів.
3. Ввести в дію цю Інструкцію з 01.01.1999 року.
4. Із введенням в дію цієї Інструкції вважати такою, що не застосовується в Україні, "Инструкцию по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", затверджену головою ДКЗ СРСР 14 жовтня 1983 року.
5. Головному геологу відділу ДКЗ Зіць А.П. подати цю Інструкцію на державну реєстрацію до Мін'юсту України.
6. Контроль за виконанням наказу залишаю за собою.

Голова ДКЗ України

В. Ловинюков

ЗАТВЕРДЖЕНО

наказом Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 10 липня 1998 р. N 46

Зареєстровано
в Міністерстві юстиції України
24 липня 1998 р. за N 475/2915

ІНСТРУКЦІЯ **із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного** **фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних** **ділянок та запасів родовищ нафти і газу**

1. Загальні відомості

1.1. Нафта - природна суміш, що складається з вуглеводневих сполук метанової, нафтенової та ароматичної груп, які в пластових і стандартних умовах (0,1 МПа при 20 град.) перебувають у рідкій фазі. Невуглеводневі сполуки присутні в нафті у вигляді сірчастих, азотистих, кисневих, металоорганічних комплексів. Поширеним компонентом є сірка, що міститься в нафті як у вигляді різних сполук, так і у вільному стані. У більшості нафт в пластових умовах міститься, у тій чи іншій кількості, розчинений газ.

За відмінностями складу і фізичних властивостей нафти поділяються на низку типів. Їх типізація провадиться за груповим вуглеводневим і фракційним складом, вмістом сірки та інших неуглеводневих компонентів, асфальтенів і смол.

Груповий вуглеводневий склад відображає вміст (у відсотках за масою) трьох основних груп вуглеводнів - метанових, нафтових і ароматичних. Суттєве значення має наявність розчинених у нафті твердих вуглеводнів - парафінів. За їх кількістю нафти поділяються на малопарафінові (до 1,5 %), парафінові (1,51 - 6 %) і високопарафінові (понад 6 %).

Фракційний склад відображає відносний вміст (у відсотках за масою) тих фракцій нафт, які википають при розгонці до 350 град. і масляних фракцій (дистилятів) з температурою кипіння понад 350 град.

За вмістом сірки нафти поділяються на малосірчасті (до 0,5 %), сірчасті (0,51 - 2 %) і високосірчасті (понад 2 %), а у разі виявлення вмісту більш ніж 0,5 % сірка в нафтах має промислове значення.

За кількістю смол нафти поділяються на малосмолисті (до 5 %), смолисті (5 - 15 %) і високосмолисті (понад 15 %). Концентрація рідких металів (ванадію, хрому, кобальту, нікелю та ін.) у деяких високосмолистих нафтах може сягати промислових значень (див. додаток 4).

Властивості нафт в стандартних умовах суттєво відрізняються від їхніх властивостей в пластових умовах внаслідок впливу розчиненого газу, температури і тиску в надрах. В стандартних умовах основними параметрами є густина, молекулярна маса, в'язкість, температури застигання і кипіння, в пластових умовах - тиск насичення розчиненим газом, газовміст, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт теплового розширення, коефіцієнт стисливості, густина і в'язкість.

1.2. Природний горючий газ (далі - газ) - природна суміш вуглеводневих та неуглеводневих сполук і елементів, які перебувають в пластових умовах у різних фазах (газоподібній, рідкій, твердій) або розчиненими в нафті чи воді, а в стандартних умовах - тільки в газоподібній фазі. Основними компонентами газу в стандартних умовах є метан і його гомологи - етан, пропан, бутан. Газ часто містить сірководень, гелій, вуглекислий газ, азот і інертні гази, іноді ртуть. Етан, пропан і бутани є сировиною для виробництва скрапленого газу і продукції нафтохімічної промисловості.

Промислове значення має вміст (за об'ємом): етану в газі 3 % і більше, гелію в газі, вільному і розчиненому в нафті, відповідно 0,050 % і 0,035 %, та сірководню більше 0,5 %. Якщо вміст азоту у вільному газі є більшим за 30 %, то можливе його промислове видобування і, відповідно, потрібен облік таких запасів (див. додаток 4).

Основними показниками властивостей газу є молекулярна маса, густина в стандартних умовах, густина відносно повітря, критичні температура і тиск, коефіцієнт надстисливості, об'ємний коефіцієнт, в'язкість, здатність до гідратуутворення, теплота згоряння.

1.3. Конденсат - природна суміш переважно легких вуглеводневих сполук, які перебувають у газі в розчиненому стані за певних термобаричних умов і переходять в рідку фазу в разі зменшення тиску до рівня, нижчого від тиску конденсації. Основними параметрами газу, до складу якого входить конденсат, є потенційний вміст вуглеводнів C₅+вищі, густина конденсату в стандартних умовах і тиск початку конденсації.

1.4. Нафта і газ акумулюються в колекторах порового, кавернового, тріщинного і змішаного типів, утворюючи природні скупчення - поклади. Поклад - це будь-яке природне скупчення нафти або газу в пастці, утвореній породою-колектором під покришкою зі слабопроникних і непроникних порід. Поклад може бути утворений одним або кількома пластами-колекторами з єдиною гідродинамічною системою.

1.5. Родовище - це ділянка земної кори, з якою закономірно пов'язані один або більше покладів вуглеводнів, які за кількістю, якістю та умовами залягання є придатними для промислового використання. Родовище може бути однопокладовим і багатопокладовим. Межі родовища визначаються контурами розвіданих і попередньо розвіданих запасів.

1.6. Залежно від фазового стану в стандартних умовах і складу основних вуглеводневих сполук в надрах родовища (поклади) нафти і газу поділяються на:

- нафтові, які містять нафту і розчинений в ній газ;
- газонафтові та нафтогазові (двофазові): у перших основна частина родовища (покладу) нафтова, а газова (газова шапка) займає менший об'єм, у других газова частина (газова шапка) за об'ємом перевищує нафтову;
- газові, які містять тільки газ;
- газоконденсатні, в газі яких міститься конденсат;
- нафтогазоконденсатні, які містять нафту, газ і конденсат.

1.7. Область використання нафти і газу визначається згідно з вимогами державних і галузевих стандартів і технічних умов до складу вуглеводнів. В стандартах визначаються технологія видобутку, способи транспортування і переробки сировини, які забезпечують її комплексне використання. Промислова цінність вуглеводневих та неуглеводневих

компонентів, що містяться у нафті і газі, визначається на основі вимог кондицій згідно з техніко-економічними розрахунками рентабельності їх вилучення і використання.

2. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за величиною запасів та складністю будови

2.1. За величиною видобувних запасів нафти і газу родовища поділяються на 7 груп:

- унікальні - понад 300 млн. т нафти; понад 300 млрд. куб. м газу;
- крупні - 100 - 300 млн. т нафти; 100 - 300 млрд. куб. м газу;
- великі - 30 - 100 млн. т нафти; 30 - 100 млрд. куб. м газу;
- середні - 10 - 30 млн. т нафти; 10 - 30 млрд. куб. м газу;
- невеликі - 5 - 10 млн. т нафти; 5 - 10 млрд. куб. м газу;
- дрібні - 1 - 5 млн. т нафти, 1 - 5 млрд. куб. м газу;
- дуже дрібні - до 1 млн. т нафти; до 1 млрд. куб. м газу.

2.2. За складністю геологічної будови, фазового стану вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяються, незалежно від величини запасів родовища, такі поклади або експлуатаційні об'єкти:

- простої будови, що пов'язані з непорушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піщанистості більше 0,7 і коефіцієнт розчленування менше 2,6);
- складної будови, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піщанистості менше 0,7 і коефіцієнт розчленування більше 2,6);
- дуже складної будови, для яких характерні як наявність багатофазних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів.

2.3. За умовами геологічної будови покладів, фільтраційно-ємкісних властивостей колекторів, пластових флюїдів та інших природних факторів, що впливають на продуктивність свердловин, виділяються важковидобувні запаси нафти і газу.

2.4. Ступінь складності геологічної будови родовища встановлюється за відповідними характеристиками основних покладів, які уміщують переважну частину (понад 70 %) запасів родовища.

3. Розподіл запасів та ресурсів за ступенем їх техніко-економічного вивчення

3.1. Розподіл запасів і ресурсів на групи проводиться за показниками геолого-економічної оцінки (ГЕО) результатів геологічного та техніко-економічного вивчення перспективних ділянок надр (об'єктів) або родовищ. Оцінка у процесі геологічного вивчення окремих

об'єктів проводиться періодично із детальністю, яка зростає, з метою визначення їхнього промислового значення, встановлення кондицій на вуглеводневу сировину і прогнозування економічної ефективності інвестицій в реалізацію проектів робіт. Матеріали ГЕО використовуються надрокористувачами для прийняття рішень щодо доцільності інвестування наступних геологорозвідувальних робіт або будівництва нафтогазовидобувних підприємств.

3.2. У процесі геологорозвідувальних робіт з підготовки запасів вуглеводнів до промислового видобутку родовища характеризуються за трьома рівнями геолого-економічних оцінок, які мають одну мету, але різняться за своєю детальністю:

- початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3), яка провадиться для обґрунтування доцільності пошукових робіт на об'єктах, що підготовлені до глибокого буріння. ГЕО-3 провадиться на підставі попередньо розвіданих запасів і кількісної оцінки перспективних ресурсів вуглеводнів окремих об'єктів ліцензійної ділянки, яка є перспективною для відкриття нових родовищ, та надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінка економічної ефективності інвестицій у геологорозвідувальні роботи і подальше освоєння передбачуваних родовищ нафти і газу обґрунтовується техніко-економічними розрахунками на підставі доведеної аналогії окремих укрупнених вихідних параметрів з відомими родовищами;

- попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) провадиться для обґрунтування економічної доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) нафти чи газу і інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 провадиться на підставі попередньо розвіданих і розвіданих запасів і оформлюється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, в тому числі дослідно-промислової розробки. Оцінка ефективності інвестицій визначається з урахуванням витрат на геологорозвідувальні роботи, видобуток і підготовку вуглеводневої сировини до транспортування. Техніко-економічні показники визначаються розрахунками з використанням конкретних вихідних даних та даних доведеної аналогії;

- детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) провадиться з метою визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності нафтогазовидобувного підприємства, створення якого передбачається, оцінки економічної доцільності фінансування робіт з облаштування і видобутку вуглеводнів. ГЕО-1 провадиться на підставі групи розвіданих запасів вуглеводнів і надається у вигляді техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) коефіцієнтів вилучення. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 повинні забезпечувати прийняття рішення про інвестування без додаткових досліджень.

3.3. За ступенем техніко-економічного вивчення запаси та ресурси вуглеводнів поділяються на три групи:

- до першої групи належать запаси, на базі яких проведена детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння. Матеріали ГЕО-1, які позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин, є для інвестора основним документом, який обґрунтовує економічну доцільність фінансування робіт з розробки проектів будівництва нафтогазовидобувного підприємства;

- до другої групи належать запаси, на основі яких виконана попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) їхнього промислового значення. Матеріали ГЕО-2 у вигляді техніко-економічної доповіді (ТЕД) повинні пройти апробацію в Державній комісії України по запасах корисних копалин або у замовника (інвестора) робіт з подальшого вивчення і використання цих запасів;

- до третьої групи належать запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної ділянки надр. Матеріали ГЕО-3 у вигляді техніко-економічних міркувань (ТЕМ) повинні бути схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

4. Розподіл запасів та ресурсів нафти і газу за промисловим значенням

4.1. За промисловим значенням запаси нафти, газу, конденсату та наявні в них корисні компоненти поділяються на групи:

- балансові (нормально економічні) запаси, які на момент підрахунку можна, згідно з техніко-економічними розрахунками, економічно ефективно видобути і використати за умови застосування сучасної техніки і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог раціонального використання надр і охорони навколишнього природного середовища;
- умовно балансові (обмежено економічні) запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки. Зокрема, використання цієї групи запасів можливе в разі надання пільгових умов видобутку або іншої підтримки інвесторів з боку держави;
- позабалансові (потенційно економічні) запаси, видобуток і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільним, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення;
- з невизначеним промисловим значенням (можливо економічні), запаси, для яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних.

4.2. Ресурси вуглеводнів (перспективні і прогнозні), кількісна та економічна оцінка яких проводиться за припущеними параметрами, в повному обсязі (загальні ресурси) належать до групи, промислове значення якої не визначено. Ця група ресурсів у відповідності з міжнародними вимогами використовується для обліку кількості ресурсів, які можуть бути залучені для пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт та розрахунку їхнього промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки (ТЕМ) в загальних ресурсах може виділятися їх видобувна частина. Ця частина ресурсів використовується тільки на галузевому рівні підприємств, які причетні до геологорозвідувальних робіт.

5. Розподіл запасів та ресурсів за ступенем геологічного вивчення

5.1. За ступенем геологічного вивченості запаси нафти і газу поділяються на дві групи - розвідані запаси і попередньо розвідані.

Розвідані запаси - це обсяги нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки і облаштування родовищ. Основні параметри розвіданих запасів, які зумовлюють проектні рішення з видобутку і підготовки вуглеводневої сировини та охорони навколишнього природного середовища, визначаються за даними безпосередніх вимірів чи досліджень, які виконано в межах покладів за щільною сіткою, в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних та інших досліджень. Розвідані запаси є підставою для проектування будівництва видобувного підприємства і проведення промислової розробки родовища (покладу).

Тип, форма і розміри покладу, умови залягання пластів-колекторів, які містять нафту і газ, встановлюються за результатами буріння пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин і визначеними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень. Літологічний склад, тип колектора, колекторські властивості, нафто- і газонасиченість, коефіцієнт витіснення нафти, ефективна нафто- і газонасичена товщина продуктивних пластів вивчені за керном та за матеріалами геофізичних досліджень свердловин. Склад і властивості нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах вивчені за даними випробування свердловин. Промислову цінність нафтової облямівки газонафтових покладів, а також продуктивність свердловин, гідропровідність і п'єзопровідність покладу, пластові тиски, температуру, дебіти нафти, газу і конденсату, робочі депресії, зміну дебітів в часі та природні режими, вивчено за результатами випробувань і дослідно-промислової розробки. Гідрогеологічні умови встановлені за результатами буріння свердловин і за аналогією з сусідніми розвіданими родовищами.

Розвідані запаси визначаються за даними закінченої геологічної розвідки та дослідно-промислової розробки.

Діапазон геологічного вивчення розвіданих запасів охоплює ділянки родовищ, що розбурені експлуатаційними свердловинами згідно з проектом розробки, а також ділянки, що розбурені згідно з технологічною схемою розробки, а також ділянки з пошуковими і розвідувальними свердловинами, на яких вже завершені роботи з дослідно-промислової розробки. З метою більш детального встановлення структури розвіданих запасів вуглеводнів ця група розподіляється на категорії розвіданості, індекси яких є відповідними до категорій "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", Л., ВСЕГЕИ, 1983.

Розвідані запаси включають:

категорію А - запаси покладу (його частини) вивчені з детальністю, яка забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей, нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також основні особливості покладу, від яких залежать умови його розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу і конденсату, гідропровідність і п'єзопровідність та ін.);

категорію В - запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на підставі отриманих промислових притоків нафти чи газу у свердловинах на різних гіпсометричних відмітках. Тип, форма і розмір покладу, ефективна нафто- і газонасичена товщина, тип колектора, характер зміни колекторних властивостей, нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, склад і властивості нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах та інші параметри, а також якщо основні особливості покладу, що визначають умови його розробки, вивчені з повнотою, достатньою для виконання проекту розробки покладу;

категорію С1 - запаси покладу (його частини), промислова нафтогазоносність якого встановлена за результатами дослідно-промислової розробки та випробування свердловин з промисловими припливами нафти або газу, геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Без позитивних результатів дослідно-промислової розробки запаси вуглеводнів не можуть бути віднесені до балансової групи розвіданих запасів. Запаси категорії С1 слід вивчити з докладністю, яка забезпечить отримання вихідних даних для економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з організації промислової розробки.

Попередньо розвідані запаси - це група запасів нафти і газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища. Основні параметри попередньо розвіданих запасів нафти і газу, що впливають на вибір способів видобутку і підготовки вуглеводневої сировини, оцінюються переважно на підставі екстраполяції даних безпосередніх вимірів чи досліджень в свердловинах, розташованих в межах родовища по рідкій або нерівномірній сітці. Екстраполяція обґрунтовується доведеною аналогією з розвіданими родовищами (покладами), а також даними геологічного, геофізичного та іншого вивчення надр. Попередньо розвідані запаси є основою для обґрунтування доцільності подальшої розвідки та дослідно-промислової розробки.

Попередньо розвідані запаси можуть бути проіндексовані літерою категорії запасів С2. До категорії С2 належать запаси того покладу (його частини), нафтогазоносність якого визначена за результатами випробування та дослідження свердловин (частина свердловин може бути випробувана випробувачем пластів) та геологічних і геофізичних досліджень. До їх числа належать також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок з розвіданими запасами з боку підняття пласта.

Попередньо розвідані запаси використовуються для визначення перспектив родовища, планування геологорозвідувальних робіт чи геолого-промислових досліджень і за умов значної складності геологічної будови для проектування розробки покладів.

5.2. За ступенем геологічного вивчення ресурси нафти і газу поділяються на дві групи: перспективні і прогнозні.

Перспективні ресурси - це обсяги нафти та газу, що пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр в межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Перспективні ресурси враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу того самого геолого-промислового типу, існування яких обґрунтовується позитивною оцінкою проявів вуглеводнів у геофізичних та інших аномаліях, природа і перспективність яких доведена. Кількісні оцінки параметрів родовищ (покладів) нафти і газу визначаються на підставі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. Перспективні ресурси є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт.

Перспективні ресурси можуть бути проіндексовані літерою категорії ресурсів С3. До ресурсів категорії С3 належать ті ресурси нафти і газу, щодо яких не встановлено прямих доказів типу, виду та властивостей вуглеводнів.

На перспективних ділянках надр в межах нафтогазоносного району, які підготовлені до глибокого буріння та оконтурені перевіреними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень, ресурси категорії С3 можуть бути пов'язані із пластами, продуктивність яких встановлена на відомих родовищах району; на флангах відомих родовищ - із невипробуваними або нерозкритими бурінням зануреними частинами покладів, що прилягають до запасів більш високих категорій.

Прогнозні ресурси - це ті обсяги вуглеводнів (нафти та газу), які враховують потенційну можливість формування родовищ певних геолого-промислових типів, на підставі позитивних стратиграфічних, літологічних, тектонічних та інших передумов, встановлених в межах перспективних площ, де родовища ще не відкриті. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів визначається на підставі припущених параметрів за аналогією з тими продуктивними площами, де є відкриті родовища нафти і газу того самого геолого-промислового типу.

Прогнозні ресурси нафти і газу включають:

категорію Д1 - прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються в межах крупних регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів нафти і газу категорії Д1 проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється;

категорію Д2 - прогнозні ресурси нафти і газу тих літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються у межах значних структур, нафтогазоносність яких ще не доведена. Перспективи нафтогазоносності цих комплексів прогнозуються на підставі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться за передбаченими параметрами на підставі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища нафти і газу.

5.3. Запаси корисних компонентів у нафті, газі і конденсаті, які мають промислове значення, підраховуються в контурах запасів нафти і газу за тими самими групами чи категоріями розвіданості.

5.4. Головні ознаки груп запасів та ресурсів за ступенем геологічного вивчення та співставлення їх з категоріями розвіданості запасів і достовірності ресурсів "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" 1983 р. наведено в додатку 1 (таблиці 1, 2).

5.5. Нормативні похибки визначення кількості запасів різних груп за геологічною вивченістю залежать від розмірів і складності геологічної будови родовищ (покладів) вуглеводнів. Усереднені значення цих похибок вказані в додатку 1 (таблиця 3).

6. Розподіл запасів та ресурсів на класи

6.1. Запаси і ресурси нафти і газу, що характеризуються певними рівнями промислового значення, ступенями техніко-економічного та геологічного вивчення, розподіляються на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. В цьому коді одиницям відповідають групи запасів за ступенем геологічного вивчення, десяткам - за ступенем техніко-економічного вивчення і сотням - за промисловим значенням. Виділяється 10 класів різних рівнів вивченості запасів та ресурсів нафти і газу об'єктів геологорозвідувальних робіт відповідно до таблиці.

* Промислове	* Ступінь	*Ступінь геологічного	* Код класу	*
* значення	* техніко-	* вивчення	*	*
*	*економічного	*	*	*
*	* вивчення	*	*	*

* 1	* 2	* 3	* 4	*

*Балансові	*ГЕО-1 (.1.)	*розвідані запаси	*111	*
*запаси (1..)	*	* (.1)	*Достовірні	*
*	*	*	*	*
*	*ГЕО-2 (.2.)	*розвідані запаси	*121 \	*
*	*	* (.1)	* Вірогідні*	*
*	*ГЕО-2 (.2.)	*попередньо розвідані	*122 /	*
*	*	* (.2)	*	*

*Умовно	*ГЕО-1 (.1.)	*розвідані запаси	* 211	*
*балансові та	*	* (.1)	*	*
*позабалансові	*ГЕО-2 (.2.)	*розвідані запаси	* 221	*
*запаси (2..) *	*	* (.1)	*	*

*	*ГЕО-2 (.2.)	*попередньо розвідані *	222	*
*	*	*запаси (.2)	*	*

*Не визначено	*ГЕО-3 (.3.)	*розвідані запаси *	331	*
*(3..)	*	*(..1)	*	*
*	*ГЕО-3 (.3.)	*попередньо розвідані *	332	*
*	*	*запаси(..2)	*	*
*	*ГЕО-3 (.3.)	*перспективні ресурси *	333	*
*	*	*(..3)	*	*
*	*	*прогнозні ресурси *	334	*
*	*	*(..4)	*	*

Клас під кодом 111 включає розвідані, детально оцінені запаси, які можна ефективно видобути. Такі запаси згідно з Міжнародною класифікацією ООН належать до достовірних (Proved mineral reserves). Класи під кодом 121 та 122 включають балансові і попередньо оцінені запаси, що за класифікацією ООН належать до вірогідних (Probable mineral reserves).

7. Вимоги до геологічної вивченості об'єктів робіт

7.1. Детальність вивчення об'єктів (перспективних площ, покладів і родовищ) визначається метою геологорозвідувальних робіт на кожній стадії (етапі) з забезпеченням раціонального комплексування методів і технологічних засобів робіт (включно з вимогами до охорони надр і навколишнього середовища).

Результати геологорозвідувальних робіт визначаються величинами та якістю ресурсів і запасів вуглеводнів, що оцінені і підраховані.

7.2. Підставою для постановки пошукового буріння на площі є наявність структури (пастки), підготовленої апробованим комплексом геолого-геофізичних досліджень, і кількісно оцінених перспективних ресурсів.

Розміщення свердловин на площі встановлюється згідно з проектом пошукових робіт та відповідною геолого-економічною оцінкою ефективності інвестицій.

7.3. На нових родовищах нафти і газу, а також на виявлених покладах вже відомих родовищ, вивчається за даними глибокого буріння геологічна будова об'єкта, дається оцінка продуктивності розрізу і попередня оцінка площі покладів, визначаються основні природні фактори, що впливають на вибір методики подальших робіт. Після виконання проекту пошукових робіт підраховуються попередньо розвідані запаси нафти, газу та конденсату і провадиться геолого-економічна оцінка родовищ (покладів) для визначення доцільності їх розвідки, включаючи дослідно-промислову розробку.

7.4. Для кожного родовища на підставі всебічного аналізу геологічної та геофізичної інформації і показників геолого-економічної оцінки ефективності витрат обґрунтовуються обсяги геологорозвідувальних робіт.

Кількість, система розташування та послідовність буріння розвідувальних свердловин повинні забезпечити отримання надійних даних для встановлення будови продуктивних пластів, закономірностей зміни їхніх товщин, колекторських властивостей, характеру насичення нафтою, газом і водою, а також особливостей тектоніки родовища і його будови в першу чергу на "критичному" напрямку, де градієнт зміни параметрів найбільший.

Віддалі між розвідувальними свердловинами, для детального вивчення родовища (покладу), оцінки його об'єму і підготовленості об'єкта для промислового освоєння визначаються, виходячи з розмірів покладу і складності його геологічної будови (додаток 2).

7.5. Системи розміщення розвідувальних свердловин для нафтогазових, газонафтових і нафтогазоконденсатних покладів повинні враховувати необхідність обов'язкової оцінки промислового значення нафтової або газової частини цих покладів.

7.6. Пошуки і розвідка родовищ нафти та газу, розташованих в межах континентального шельфу виключної (морської) економічної зони України, в зв'язку зі складністю їх проведення і високою вартістю пошуково-розвідувальних робіт здійснюються за допомогою розрідженої мережі свердловин з попереднім виконанням на площі високоточних детальних сейсморозвідувальних робіт і з довивченням родовища в процесі його розробки.

7.7. Під час розвідки родовищ глибина, спосіб буріння і конструкція свердловин визначаються в кожному конкретному випадку проектом розвідки. Конструкція свердловин повинна забезпечити екологічну безпеку, якісне розкриття продуктивних горизонтів, можливість проведення повного комплексу геофізичних досліджень, випробування на приплив рідини і газу як у відкритому стволі, так і в колоні, гідродинамічних досліджень і відбору глибинних проб.

7.8. Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин відбір керн з перспективних на нафту і газ та нафтогазонасичених відкладів проводиться в кожній свердловині в кількості, що забезпечує вивчення літологічних особливостей і фізичних властивостей колекторів і непроникних прошарків по площі і розрізу та дозволяє надійно інтерпретувати матеріали геофізичних досліджень свердловин. Норми відбору, винос керн і детальність його лабораторних досліджень регламентуються чинною "Інструкцією з відбору, документації, обробки, зберігання, скорочення та ліквідації керн свердловин колонкового розвідувального буріння".

В необхідних випадках слід передбачати суцільний відбір керн з продуктивного пласта і відбір зразків порід для лабораторних досліджень через кожні 0,1 - 0,25 м товщини пласта, застосовувати промивальні рідини на безводній основі для підвищення інформативності керн та збереження природних фільтраційно-ємнісних властивостей у привибійній зоні пласта.

7.9. По кожній розвідувальній свердловині слід провести комплекс досліджень, необхідний для підрахунку запасів, а саме:

- детальне вивчення керн для визначення літологічних і петрографічних особливостей, мінерального складу, типу цементу порід-колекторів та їх ємнісних, фільтраційних властивостей в обсязі, що достатній для побудови залежностей між ємнісними, фільтраційними і нафто- газовіддавальними властивостями в цілому діапазоні їх зміни в покладі (експлуатаційному об'єкті), а також фільтраційних властивостей покришок продуктивних пластів;

- раціональний комплекс геофізичних досліджень в свердловинах, за даними яких здійснюється літологічне розчленування розрізу, виділення продуктивних пластів, визначення їх товщин і глибини залягання: загальної і нафтогазонасиченої ефективних товщин продуктивних пластів в межах нафтової, водонафтової, газонафтової, газової і газоводяної зон; положення і абсолютних відміток водонафтового, газоводяного і газонафтового контактів: відкритої пористості, проникності і нафтогазонасиченості порід-колекторів;

- комплекс геофізичних спеціальних досліджень в свердловинах на кожному об'єкті, з якого отримано припливи нафти, газу, конденсату, а саме: термометрія (в тому числі високочутлива), дебітометрія, резистивіметрія та інші методи, що дозволяють визначити інтервали припливів вуглеводнів і положення контактів "газ-нафта-вода";

- комплекс газогідродинамічних досліджень для вивчення фільтраційно-ємнісної характеристики колекторів "працюючих" частин продуктивних пластів, положення контактів "газ-нафта-вода";

- дослідно-промислова експлуатація продуктивних свердловин для достовірного визначення природного режиму, початкових робочих дебітів нафти, газу і конденсату, робочої депресії, вивчення можливостей підвищення ефективності режиму роботи покладу і отримання інших додаткових матеріалів для підрахунку запасів згідно з проектом робіт.

7.10. В свердловинах провадиться роздільне випробування нафто-, газо- водонасичених пластів на приплив при різних режимах роботи для визначення характеру насичення, положення контактів "газ-нафта-вода", повної газоконденсатної характеристики, статичних рівнів, пластових та вибійних тисків і пластових температур, а також відбір глибинних проб нафти (не менше двох із кожного підрахункового об'єкта). В разі значної літологічної мінливості і великої товщини продуктивного пласта проводиться роздільне випробування інтервалів з різними геофізичними характеристиками.

7.11. З метою одержання експлуатаційної характеристики покладів, які мають промислове значення, провадяться поінтервальні випробування на приплив і гідродинамічні дослідження окремих об'єктів, що знаходяться на різних гіпсометричних рівнях, в різних частинах площі. Для визначення максимально можливих дебітів нафти або газу випробування ведеться в окремих свердловинах одночасно по всій товщині продуктивного пласта.

У разі отримання малих дебітів провадяться роботи з інтенсифікації припливів нафти і газу, визначення оптимальних динамічних рівнів при відборі рідини.

Встановлення гідродинамічного зв'язку нафтогазовміщуючих пластів необхідно проводити згідно з вимогами "Інструкції з гідродинамічних досліджень пластів і свердловин" (ВНДІнафта, 1982).

Продуктивні свердловини, незалежно від їх дебіту, проходять стадію дослідно-промислової експлуатації відповідно до прийнятого проекту, погодженого з Державним Комітетом України з нагляду за охороною праці, в обсягах, які не завдають шкоди покладу і дають можливість надійно визначити його природний режим і характеристику продуктивності свердловини у часі.

7.12. Під час проведення випробування необхідно дотримуватися комплексу заходів щодо охорони навколишнього середовища і утилізації відходів, погодженого в установленому порядку з Міністерством охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України, місцевими органами виконавчої влади та самоврядування.

7.13. В процесі дослідження відібраних проб нафти, газу та конденсату повинні бути визначені:

- для нафти, приведеної до стандартних умов методом розгазування: фракційний і груповий склад, а в пластових умовах - компонентний склад (у відсотках до маси): вміст силікагельових смол, масел, асфальтенів, парафінів, сірки, металів; в'язкість і густина, величина тиску насичення нафти газом, розчинність газу в нафті, газовміст, зміна об'єму, густини і в'язкості нафти в пластових умовах, температури застигання і початку кипіння,

коефіцієнти пружності нафти. Дослідження нафти проводиться за глибинними пробами, а у разі неможливості їх відбору - за рекомбінованими пробами пластової нафти. З метою вивчення товарних властивостей нафти необхідно відбирати і досліджувати спеціальні проби;

- для нафти слід визначити радіоактивність шляхом заміру її на поверхні;

- для газу (вільного і розчиненого в нафті): густина відносно повітря, теплота згоряння, вміст (в молярних відсотках) метану, етану, пропану, бутанів, C5 + вищих, а також гелію, сірководню, вуглекислого газу і азоту; склад розчиненого в нафті газу визначається складом газу, який виділяється у процесі розгазування глибинних проб нафти;

- для конденсату (стабільного) - фракційний та груповий склад, вміст парафіну і сірки, густина і в'язкість в стандартних умовах, тиск початку конденсації.

Для оцінки промислового значення компонентів, що містяться в нафті, газі та конденсаті (етану, пропану, бутанів, сірки, гелію, металів), повинні враховуватись "Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва" (Київ, ДКЗ 1997 р.).

7.14. Для вивчення складу нафти, газу і конденсату необхідно визначити наявність і вміст в них компонентів, що шкідливо впливають на обладнання під час видобутку, транспортування та переробки нафти і газу (корозійна агресивність до металу та цементу, випадання парафіну, сірки, солей, механічних домішок та ін.).

7.15. При отриманні зі свердловин припливів підземних вод слід визначити хімічний склад підшовних і крайових підземних вод, вміст в них йоду, бром, магній, калій, літій, рубідій, цезій, стронцій, германій та ін., а також склад розчиненого в воді газу, дебіти води, температура, тиск, коефіцієнт пружності вод, газовміст та інші показники для обґрунтування проведення спеціальних геологорозвідувальних робіт з метою оцінки запасів підземних вод і визначення можливості використання їх для видобування корисних компонентів або для теплоенергетичних, бальнеологічних та інших потреб. Промислові концентрації супутніх компонентів зазначені у додатку 4.

В процесі розробки покладу в свердловинах, що дали припливи води за контуром нафто- і газоносності (і залишені як спостережні), повинні бути проведені систематичні спостереження за зміною пластового тиску. Гідродинамічну характеристику і хімічний склад підземних вод родовищ слід порівнювати з аналогічними даними з інших родовищ району: з урахуванням цього порівняння слід схарактеризувати ймовірні області живлення і розвантаження, величини і напрямки зміни напорів вод, а також характер зміни хімічного складу підземних вод.

7.16. В газових та газоконденсатних покладах масивного, масивно-пластового та багатопластового типів зі значною загальною товщиною пластів-колекторів, які характеризуються різною пористістю та проникністю, потрібно також оцінювати запаси газу в слабопроникних колекторах, які можуть бути видобуті у процесі розробки.

7.17. По розвіданих родовищах складаються структурні карти по основних продуктивних пластах, карти рівних товщин продуктивних пластів розрізу, карти пористості (якщо різниця величин пористості між свердловинами становить не менш як 10 % відносних), карти питомих нафтогазонасичених об'ємів для масивних і масивно-пластових покладів, геологічні розрізи, схеми кореляції колекторів масштабу 1:500 та інші документи, що дають достатньо докладне уявлення про закономірності розповсюдження і залягання продуктивних пластів і особливості будови природного резервуара, склад нафти, газу і води, пластовий тиск і

температуру. На структурні карти наносяться всі пробурені свердловини і ті, що перебувають в процесі будівництва. Масштаби карт (як правило 1:5000 - 1:25000) і розрізів визначаються розмірами родовищ, складністю їх геологічної будови та мінливістю колекторських властивостей продуктивних пластів.

7.18. Під час підготовки родовища (покладу) до розробки визначаються структурні і літологічні особливості продуктивних пластів, їх загальна і ефективна товщини, колекторські, нафтовіддавальні властивості, нафтогазонасиченість та зміна цих параметрів у плані і в розрізі, положення контактів "газ-нафта-вода", промислове значення газової шапки або нафтової облямівки, робочі дебіти нафти, газу і конденсату, пластовий тиск, тиск насичення, тиск початку конденсації, коефіцієнт витіснення нафти водою, фізико-хімічні властивості нафти, газу, конденсату, пластової води і інші параметри за результатами лабораторних робіт, випробування, дослідно-промислової розробки і дослідження свердловин.

7.19. В районі розвіданого родовища необхідно оцінити джерела питного і технічного водопостачання для забезпечення потреб майбутнього підприємства з видобутку нафти та газу. Ці дані можна використати з метою обґрунтування в подальших спеціальних геологорозвідувальних, гідрогеологічних та дослідницьких роботах.

7.20. На розроблюваних родовищах нафти та газу, в тому числі тих, що перебувають в стадії дослідно-промислової розробки, обов'язково слід проводити довивчення покладів експлуатаційними, а в необхідних випадках - розвідувальними свердловинами, а саме:

- детальне і комплексне вивчення керна з метою уточнення літологічних особливостей, мінерального складу і фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів продуктивного пласта і порід-покришок;
- геофізичні дослідження свердловин, раціональний комплекс яких визначається відповідно до поставлених завдань і конкретних геолого-геофізичних умов;
- комплекс гідродинамічних досліджень, які уточнюють колекторські і фільтраційні властивості порід, положення контактів "газ-нафта-вода";
- вивчення зміни пластового тиску, поточних і річних відборів продукції;
- вивчення змін фізичних властивостей флюїдів та компонентів складу газу.

Обсяги і якість досліджень повинні забезпечувати можливість проведення підрахунку запасів нафти методами матеріального балансу, падіння тиску і статистичним, а газу - різними варіантами методу падіння тиску та переведення їх в більш вивчену групу запасів.

7.21. Для кожного родовища (покладу) за даними буріння, випробування і дослідження свердловин (геологічних, гідрогеологічних та лабораторних), а також розробки, слід надійно встановити:

- геологічну будову;
- літолого-стратиграфічний розріз, положення нафтогазонасичених пластів в розрізі, місця їх злиття, виклинювання, заміщення;
- положення контактів газ-нафта-вода в різних частинах покладу, контури нафтогазонасиченості, форма і розміри покладу;

- товщину (загальну, ефективну, нафтогазонасичену) продуктивного пласта в межах його виділення, літологічні особливості, мінеральний і гранулометричний склад колектора, склад цементу, пористість і тріщинуватість (кавернозність), проникність, карбонатність і глинистість, початкову та залишкову нафто- і газонасиченість продуктивних пластів, геологічну макронеоднорідність продуктивних пластів (статистичні показники загальної і нафтогазонасиченої товщини пластів, розчленованості та піщанистості розрізу в межах експлуатаційного об'єкта, діапазон зміни, середні значення, коефіцієнти варіації, обсяги вибірки);

- тип колектора;

- характер літологічних властивостей порід-покришок: речовинний склад, пористість, проникність та ін.;

- фізико-хімічні властивості пластової нафти, тиск насичення нафти газом, газовміст, густина, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, усадка, стисливість;

- фізико-хімічні властивості нафти, дегазованої до стандартних умов: радіоактивність, густина, кінематична в'язкість, молекулярна маса; температури кипіння, початку застигання і насичення нафти парафінами, процентний вміст парафінів, асфальтенів, силікагельових смол, сірки, фракційний склад, компонентний склад;

- фізико-хімічні властивості газу: компонентний склад, густину відносно повітря і надстисливість;

- фізико-хімічні властивості конденсату: усадку сирого конденсату, кількість газу дегазації, густину, молекулярну масу, початок і кінець кипіння стабільного конденсату, компонентний і вуглеводневий склад, вміст парафінів, сірки, смол;

- для покладів з підвищеною в'язкістю нафти, по яких можуть бути розглянуті варіанти розробки із застосуванням теплофізичних або термохімічних методів впливу на пласт: діапазон зміни та середні значення коефіцієнта теплопровідності, питомого теплового опору, питомої теплоємності (окремо для порід і рідини);

- фізико-гідродинамічні характеристики: фазові проникності, коефіцієнт витіснення нафти водою (газом), змочуваність (гідрофобність/гідрофільність), визначені на одному і тому самому зразку керна з наступним характеризуванням його мінерального складу та типу цементу;

- природний режим продуктивних пластів;

- експлуатаційну характеристику покладу: спосіб розробки, обґрунтування експлуатаційних об'єктів, початкові робочі дебіти свердловин, депресію на пласт, робочий тиск, необхідність та можливість підтримання пластового тиску, характеристику, роботи нагнітальних свердловин, транспорту, збирання та підготовки продукції, характеристику закачуваного у пласт робочого агента тощо;

- комплекс надійних і перевірених заходів щодо охорони надр та навколишнього середовища і утилізації відходів.

7.22. Рекомендовані види та обсяги досліджень в процесі геологорозвідувальних робіт, потрібних для підрахунку запасів і підготовки покладів до промислового освоєння (без дослідно-промислової експлуатації) зазначені в додатку 3.

7.23. Для своєчасної і повноцінної обробки всієї інформації, отриманої з розвідки родовища, можуть бути використані математичні методи її обробки та електронно-обчислювальна техніка, за допомогою яких здійснюється:

- підготовка вихідної інформації для підрахунку запасів, включно з інтерпретацією результатів геофізичних досліджень та первинною обробкою даних випробування свердловин;
- геометризація покладів, включно з їх оконтурюванням, побудовою на ЕОМ карт в ізолініях та інших графічних матеріалів;
- підрахунок запасів нафти, газу, конденсату і наявних в них компонентів в межах покладів або їхніх частин, зокрема з використанням математичних моделей родовищ;
- використання кореляційного аналізу з метою оцінки підрахункових параметрів;
- статистичні дослідження з метою оцінки точності підрахунку запасів, порівняння даних розвідки з результатами, отриманими в процесі розробки родовища.

У разі використання математичних методів і електронно-обчислювальної техніки слід обґрунтувати алгоритми і програми та привести їх опис, що уможливить перевірки проміжних і остаточних результатів. Застосування цих методів слід раціонально поєднувати з неформальними методами досліджень, необхідними для кореляції геологічних розрізів, розподілу запасів за вивченістю та ін.

8. Вимоги до підрахунку запасів родовищ та оцінки перспективних ресурсів нафти, газу, конденсату і наявних у них корисних компонентів

8.1. Підрахунок запасів родовищ та оцінка перспективних ресурсів нафти, газу, конденсату і наявних в них компонентів провадиться на визначену дату згідно з вимогами "Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України" (Київ, 1997 р.), якою передбачається визначення:

- загальних запасів (ресурсів) вуглеводнів і корисних компонентів, що виявлені і підраховані або очікуються на місці залягання за даними геологічного вивчення;
- видобувних запасів (ресурсів), що є часткою загальних запасів (ресурсів), видобуток і переробка яких є економічно доцільними за умови раціонального використання сучасних техніки і технології та дотримання вимог до охорони надр і природи. При розподілі запасів (ресурсів) вуглеводнів на групи за промисловим значенням тільки ця частка загальних запасів (ресурсів) належить до балансових.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр України для підрахунку (оцінки) запасів (ресурсів) застосовується за таких умов:

8.1.1. Розвідані запаси підраховуються на розвіданих і розроблюваних родовищах (покладах) за умови вивченості типу, форми, розмірів покладу, ефективної нафтогазонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських і нафтогазовіддавальних властивостей, нафтогазонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу та конденсату в пластових і стандартних умовах, а також основних особливостей покладу, що визначають умови його розробки, екологічних та інших параметрів, достатніх для складання проектів облаштування і промислової розробки родовищ.

Зовнішній контур розвіданих запасів визначається границями зон дренування вуглеводнів, визначеними за даними свердловин, які під час дослідно-промислової розробки дали сталі промислові припливи. При відсутності відповідних даних для розрахунків величина радіусу зони дренування не повинна перевищувати 500 м. Продуктивні свердловини, в яких не проведена дослідно-промислова розробка, можуть включатися у контур розвіданих запасів, якщо вони є внутрішніми відносно нього.

Коефіцієнт вилучення обґрунтовується поваріантними технологічними та техніко-економічними розрахунками в ТЕО кондицій для встановленого природного режиму (базовий варіант) і (або) з урахуванням можливості його підвищення в разі одержання позитивних результатів під час проведення робіт.

Розвідані запаси визначаються за даними закінченої розвідки та дослідно-промислової розробки. До умовно балансових запасів належать тільки розвідані і детально оцінені запаси (код 211).

8.1.2. Попередньо розвідані запаси підраховуються:

- на частково розвіданих родовищах (покладах) - за умови отримання в одній або декількох свердловинах припливів нафти або газу, в тому числі випробувачем пластів, і позитивних результатів геофізичних досліджень в невипробуваних свердловинах. Площа підрахунку запасів кожного покладу на структурній основі обмежується рівнем нижньої відмітки його підшоши, за наявності безводного припливу, або по відмітці контактів;

- на розміщених гіпсометричне вище нерозвіданих ділянках, які за відсутності тектонічних порушень безпосередньо прилягають до ділянок з розвіданими запасами. Їхня площа екстраполюється від свердловин, що дали продукцію, на відстань, яка відповідає подвоєному інтервалу між експлуатаційними свердловинами, передбаченому технологічними схемами, проектами дослідно-промислової розробки для аналогічних покладів. Всі інші параметри приймаються за аналогією з сусідніми розвіданими ділянками, або за допомогою екстраполяції;

- на нових площах - у разі отримання промислового припливу нафти або газу в одній пошуковій свердловині. В цьому випадку параметри підрахунку запасів визначаються за даними її випробування, результатами аналізу керна і промислових досліджень. У разі розміщення свердловини в апікальній частині структури, площа підрахунку запасів обмежується колом, радіус якого є рівним подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій в даному районі для аналогічних родовищ. Якщо свердловина розкрила продуктивний пласт на його зануренні, то площа цього круга обмежується з боку занурення контактом "нафта-газ-вода", а за його відсутності горизонтальною площиною на рівні найнижчої позначки інтервалу встановленої продуктивності.

Тип, форма і розміри покладу, умови залягання пластів-колекторів встановлені за результатами буріння свердловин і геофізичних досліджень. Літологічний склад, тип колектора, колекторські властивості, нафтогазонасиченість, коефіцієнт витіснення нафти, ефективна нафтогазонасичена товщина продуктивних пластів вивчені за керном і матеріалами геофізичних досліджень в свердловинах. Склад і властивості нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах вивчені за даними випробування свердловин. Продуктивність свердловин, гідропровідність і п'єзопровідність пласта, пластові тиски, температура, дебіти нафти, газу і конденсату вивчені за результатами випробування та дослідження свердловин. Гідрогеологічні умови вивчені за результатами буріння свердловин і за аналогією з сусідніми розвіданими родовищами.

Коефіцієнт вилучення нафти визначається для природного режиму статистичним, емпіричним або "пкоефіцієнтним" методами, які широко застосовуються для аналогічних покладів. Ступінь вилучення природного газу визначається розрахунками за методом матеріального балансу для режиму виснаження пластової енергії. Ці підрахунки проводяться в ТЕДі із обґрунтування тимчасових (попередніх) кондицій.

Попередньо розвідані запаси слід вивчити до ступеня, який забезпечить отримання вихідних даних для проектування подальшої розвідки чи дослідно-промислової розробки родовища.

8.1.3. Перспективні ресурси нафти і газу - це ресурси підготовлених до глибокого буріння площ, які знаходяться в межах нафтогазоносного району, а також в не розкритих бурінням пластах родовищ, якщо продуктивність їхня встановлена на цьому або інших родовищах району.

Форма, розмір і умови залягання можливого покладу визначені в загальних рисах за результатами геологічних і геофізичних досліджень, а товщина та колекторські властивості пластів, склад і властивості нафти і газу приймаються за аналогією з розвіданими родовищами.

На підготовлених до глибокого буріння площах повинні бути встановлені:

- загальні контури структури і будова пастки в межах кожного перспективного комплексу за даними достовірних геолого-геофізичних методів досліджень;
- наявність колекторів, перекритих непронижними або слабопроникними породами за даними структурно-фаціального аналізу або прогноз їх наявності за геофізичними методами;
- можливість промислової нафто-газонасиченості за аналогією з вивченими родовищами і за результатами аналізу умов формування родовищ у межах відповідної структурно-фаціальної зони.

Значення коефіцієнта заповнення пастки приймаються за аналогією з сусідніми родовищами, що мають подібні будову і умови формування пастки.

Оцінку перспективних ресурсів слід виконувати, якщо це можливо, окремо - для очікуваних нафтогазоносних об'єктів розрізу і окремо - за типом флюїдів.

У не розкритих бурінням пластах родовищ параметри підрахунку приймаються за аналогією.

У Державному балансі запасів корисних копалин вся кількість перспективних ресурсів обліковується як загальні ресурси з невизначеним промисловим значенням.

Для опрацювання техніко-економічних міркувань (ТЕМ) щодо очікуваного промислового значення потенціального родовища (покладу) вуглеводнів, та визначення можливих показників економічної ефективності подальших геологорозвідувальних робіт під час початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) перспективної ділянки надр (пастки), оцінюється видобувна частка перспективних ресурсів методом статистичної аналогії. Видобувна частка перспективних ресурсів не обліковується у державному балансі корисних копалин і не кодується.

Перспективні ресурси використовуються з метою планування пошукових робіт та приросту запасів.

8.1.4. Прогнозні ресурси нафти і газу - це ресурси, які враховують потенційну продуктивність певних літолого-стратиграфічних комплексів в межах крупних регіональних структур, з доведеною і не доведеною нафтогазоносністю. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів проводиться за припущеними параметрами на підставі загальних геологічних уявлень і за статистичною аналогією з іншими регіональними структурами, де є розвідані родовища нафти і газу. У державному балансі запасів корисних копалин вся кількість прогнозних ресурсів обліковується як загальні ресурси з невизначеним промисловим значенням. Для інших цілей може оцінюватись видобувна частина прогнозних ресурсів, що обґрунтовується під час опрацювання ТЕМ доцільності подальших регіональних робіт та геолого-геофізичних досліджень.

8.2. Підрахунок запасів нафти і газу об'ємним способом провадиться за підрахунковими планами, складеними на основі структурних карт. Масштаби планів (1:5000 - 1:25000) залежать від розмірів і складності геологічної будови покладів.

Підрахунок запасів провадиться окремо по покладах з виділенням запасів нафтової, газової, водонафтової, газонафтової, газонафтоводяної, газоводяної зон і в цілому по родовищу, а також величини і розташування важковидобувних запасів нафти та газу.

8.3. Підрахунок запасів нафти нових нафтових і газонафтових родовищ (покладів) провадиться об'ємним методом, а тих, що перебувають в розробці - об'ємним методом, методом падіння тиску і методом матеріального балансу. По покладах, що перебувають на пізній стадії розробки, підрахунок балансових запасів може провадитись статистичним методом.

8.4. Підрахунок запасів газу газових, газоконденсатних і нафтогазових нових родовищ (покладів) провадиться об'ємним методом. Для родовищ (покладів), що розробляються, застосовується як об'ємний метод, так і різні види методу падіння тиску у разі відсутності різко визначеного водонапірного режиму. У разі використання методу падіння тиску слід визначити зміну в часі приведенного пластового тиску залежно від сумарного відбору газу, встановити зниження середньозваженого пластового тиску, оцінити кількість води, що поступила до пласта за період розробки родовища. Одночасно запаси підраховуються за сумою дренуваних об'ємів експлуатаційних свердловин.

Підрахунок запасів газу, розчиненого в нафті, провадиться відповідно до режиму розробки нафтового покладу та за вмістом газу в нафті в пластових умовах, який визначається за результатами розгазування глибинних проб нафти до стандартних умов. Видобувні (балансові) запаси газу, розчиненого в нафті, визначаються при водонапірному режимі по видобувних запасах нафти, а для родовищ з іншими режимами - по загальних запасах нафти з урахуванням її дегазації в процесі розробки.

8.5. Підрахунок запасів конденсату газоконденсатних покладів провадиться за даними дослідження свердловин, експериментального вивчення властивостей пластових систем та розрахунків вмісту конденсату і його видобувної частини згідно з режимом розробки.

8.6. Підрахунок перспективних ресурсів вуглеводнів на площах, підготовлених до глибокого буріння, а також в межах не розкритих бурінням пластів родовищ провадиться тільки об'ємним методом.

8.7. Складовою підрахунку розвіданих та попередньо розвіданих запасів та оцінки перспективних і прогнозних ресурсів є техніко-економічна оцінка результатів пошуково-розвідувальних робіт у вигляді ТЕО, ТЕД та ТЕМ, в яких обґрунтовуються частки відповідних груп промислового значення.

8.8. В підрахунку запасів по родовищах, що розробляються, необхідно співставити дані розвідки і розробки по запасах, умовах залягання, ефективних газо- і нафтонасичених товщинах, площі покладу, ємкісних властивостях продуктивних пластів, об'ємах нафтогазонасичених порід, коефіцієнтах вилучення та інших параметрах, а також розглянути конкретні причини змін в запасах.

8.9. Запаси і перспективні ресурси супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, підраховуються згідно з "Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України" (Київ, 1997 р.) і "Вимогами до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва". Промислові концентрації супутніх корисних компонентів вказані у додатку 4.

8.10. Запаси і перспективні ресурси нафти, конденсату, сірки, металів, етану, пропану, бутанів підраховуються і оцінюються в тисячах тон. Запаси і перспективні ресурси газів підраховуються і оцінюються в мільйонах кубічних метрів, гелію - в тисячах кубічних метрів.

8.11. Підрахунок запасів оформляється згідно з інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів із геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів нафти і газу.

9. Підготовленість родовищ (покладів) нафти і газу до промислового освоєння

9.1. За ступенем підготовленості до промислового освоєння родовища поділяються на:

- підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи дослідно-промислову розробку з метою отримання вихідних даних для детальної геолого-економічної оцінки запасів;
- підготовлені до промислового освоєння з метою видобутку.

9.2. Родовища (поклади) нафти і газу вважаються підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступінь їх геологічного і техніко-економічного вивчення забезпечує можливість визначення корисних компонентів, очікуваних розмірів покладів та їхньої геологічної будови, технологічних властивостей і гірничо-геологічних умов залягання нафти і газу; гірничо-технічних, екологічних та інших умов видобутку і первісної підготовки з детальністю, достатньою для правильної оцінки їх промислового значення.

9.3. Розвідані родовища (поклади, ділянки) нафти і газу вважаються підготовленими для промислового освоєння, якщо:

9.3.1. Балансові розвідані та попередньо розвідані запаси нафти і газу та супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджено ДКЗ України.

9.3.2. Встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів вуглеводнів у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їхнього геологічного вивчення; запасів і ресурсів розташованих поруч нерозроблюваних родовищ, які можна врахувати для проектування видобувного підприємства і перспектив його розвитку.

9.3.3. Визначено можливість розробки покладів без шкоди для інших покладів нафти і газу, які залишаються у надрах.

9.3.4. Визначено і оцінено небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки, розробки та первісної підготовки сировини,

видалення відходів, а також розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля.

9.3.5. Одержано попереднє погодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобутку нафти і газу згідно з чинним законодавством.

9.3.6. Обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності видобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з надкористувачем ефективність капіталовкладень у розробку родовища (покладу, ділянки).

9.4. Для проектування підприємств з видобутку вуглеводнів використовуються затверджені ДКЗ України балансові запаси як детально оцінені (достовірні, код 111), так і попередньо оцінені (вірогідні, коди 121 і 122) з урахуванням статистичного коефіцієнта їх підтвердження. При цьому кількість достовірних запасів повинна забезпечити рентабельну діяльність видобувного підприємства (промислу, дільниці) відповідної потужності на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння.

9.5. За згодою зацікавлених користувачів надр на умовах економічного ризику може бути здійснена передача для промислового освоєння родовища, запаси якого не повністю підготовлені до розробки.

У таких випадках:

9.5.1. Слід виявити та оцінити, згідно з пунктом 9.3.4, небезпечні екологічні фактори, пов'язані з експлуатацією родовища.

9.5.2. Строк подання матеріалів з підрахунку запасів та їх геолого-економічної оцінки на експертизу ДКЗ України не повинен перевищувати одного року після початку видобутку.

9.6. На введених в розробку родовищах провадиться дорозвідка і експлуатаційна розвідка.

9.6.1. Дорозвідка розроблюваних родовищ проводиться для підготовки до експлуатації недостатньо вивчених їхніх ділянок і здійснюється відповідно до планів цих робіт.

9.6.2. Експлуатаційна розвідка уточнює геологічну будову, умови залягання флюїдів, їхні властивості, продуктивні характеристики покладів нафти та газу, фільтраційні параметри, можливості застосування більш ефективної технології видобутку вуглеводнів тощо.

9.6.3. За результатами проведених дорозвідки і експлуатаційної розвідки родовищ (покладів) здійснюється переведення попередньо розвіданих запасів у розвідані, підрахунок і облік виявлених запасів.

9.7. Перерахунок і повторна державна експертиза запасів родовищ нафти і газу провадиться у випадках:

- якщо внаслідок додаткових геологорозвідувальних або видобувних робіт чи спеціальних досліджень сумарні балансові розвідані запаси зростають більш як на 50 % (порівняно з раніше оціненими), або якщо списані і передбачені до списання розвідані балансові запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко-економічними умовами, перевищують встановлені нормативи;

- якщо перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо якості або кількості окремих видів вуглеводнів та технології їх розробки призводить до збільшення сумарних розвіданих балансових запасів більш ніж на 50 % або зменшення більш ніж на 20 %.

Зіставлення груп запасів та ресурсів нафти і газу
"Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр", 1997 р. з категоріями "Классификации
запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", 1983 р. (Л., ВСЕГЕИ, 1984 г.)

Таблиця 1

*	*	Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України				*			

*Групи запасів та	*	групи запасів				*			
*ресурсів нафти і	*****					*			
*газу за ступенем	*	розвідані	*	попередньо розвідані	*	перспективні	*	прогнознi	*
*геологічної	*****								
*вивченості	*	Для більш дрібних	*	Припустима індексація	*	Припустима індексація	*	Припустима	*
*"Класифікації..."	*	частин запасів	*	літерою С2	*	літерою С3	*	індексація	*
*1997 р.	*	припустима	*		*		*	літерами Д1	*
*	*	індексація А; В і С1	*		*		*	+ Д2	*

*	*	Запаси категорій А +	*	Запаси категорій С1	*	Запаси категорії С2	*	Ресурси	*
*	*	В + С1 (де проведено	*	(де не проведено	*	(що залягають нижче	*	категорій	*
*Категорії запасів	*	дослідно-промислому	*	дослідно-промислової	*	встановлених границь	*	Д1 + Д2	*
*і ресурсів нафти і	*	розробку і отримано	*	розробки) + С2 (що	*	продуктивності та	*		*
*газу	*	позитивні	*	примикають до запасів	*	невипробувані пласти)	*		*
*"Классификации..."	*	результати)	*	кат. С1 і знаходяться	*	+ ресурси кат. С3	*		*
*1983 р. відповідно	*		*	вище встановлених границь	*		*		*
*до вимог	*		*	продуктивності)	*		*		*
*геологічної	*****								
*вивченості	*	А + В + С1	*	С1 (частково) + С2	*	С2 (частково) + С3	*	Д1 + Д2	*
*	*	(частково)	*	(частково)	*		*		*

Головні ознаки груп запасів та ресурсів вуглеводнів за
ступенем геологічного вивчення і достовірності

Таблиця 2

*Головні ознаки груп запасів *		Групи запасів *		Групи ресурсів *	
(ресурсів)					
		розвідані	попередньо розвідані	перспективні	прогнозні
1	2	3	4	5	
*1. Вид і тип вуглеводнів	* Встановлені за даними свердловин. Визначені їх фізико-хімічні та технологічні властивості	* Встановлені за даними свердловин	* Припущені за доведеною аналогією	* Припущені за статистичною аналогією	*
*2. Гірничо-геологічні умови, геологічна будова родовища (покладу) і перспективних об'єктів, а також умови залягання вуглеводнів	* Встановлені за даними свердловин. Кількість спостережень та досліджень забезпечують всю необхідну інформацію для прийняття рішення про закінчення розвідки	* Встановлені за даними свердловин і за допомогою екстраполяції. Кількість інформації забезпечує прийняття обґрунтованого рішення про продовження розвідувальних робіт та проведення дослідно-промислової розробки	* Пастка (структура) підготовлена до глибокого буріння геофізичними методами. Умови залягання вуглеводнів приймаються за аналогією	* Усі геологічні умови та будова об'єктів приймаються за статистичною аналогією	*
*3. Вивченість можливих факторів впливу видобутку і первісної підготовки вуглеводневої сировини на навколишнє природне середовище	* Вивчено вплив усіх можливих факторів і за даними дослідно-промислової розробки визначені ефективні заходи з охорони навколишнього природного середовища	* Встановлено попередньо за даними короткотермінового випробування свердловин	* Не прогнозуються	* Не прогнозуються	*
*4. Обґрунтованість раціональних методів (способів) видобутку нафти, газу та супутніх компонентів	* Обґрунтовані раціональні методи видобутку вуглеводнів і супутніх компонентів за даними дослідно-промислової розробки	* Очікуються за даними короткотермінових випробувань свердловин	* Приймаються за аналогією до сусідніх родовищ (покладів)	* Приймаються за статистичною аналогією	*
*5. Обґрунтованість підрахункових планів і	* Всі підрахункові параметри та	* Параметри для підрахунку запасів	* Приймаються за аналогією до сусідніх	* Приймаються за статистичною	*

*параметрів для підрахунку	*підрахункові плани	*потрібною точністю, але*	родовищ (покладів)	* аналогією	*
*запасів і кількісної оцінки	*обґрунтовані з потрібною	*підрахункові плани	та*	*	*
*ресурсів та визначення в	*точністю. Достовірно	*поділ запасів	на*	*	*
*них складових частин:	*визначені складові	*балансові	та*	*	*
*балансових, умовно	*частини запасів за	*позабалансові	*	*	*
*балансових та	*промисловим значенням	*обґрунтовано попередньо	*	*	*
*позабалансових	*	*	*	*	*

Нормативні похибки визначення кількості запасів вуглеводнів

Таблиця 3

* Запаси	* Групи	* Нормативні похибки для	*	
* вуглеводнів,	* складності	* груп запасів, в %	*	
* млн. т	* геологічної	*	*	
* умовного	* будови	*	*	
* палива	*****			
*	* 1 – проста	* розвідані	* попередньо	*
*	* 2 – складна	*	* розвідані	*

*а) до 2,5	* 1 та 2	* 10 – 22,5	* до 55	*
*	*	*	*	*

*б) 2,5 – 10,0	* 1	* 8 – 17,5	* до 35	*
*	* 2	* 10,0 – 20,0	* до 42,5	*

*в) 10,0 – 25,0	* 1	* 7 – 15,0	* до 30	*
*	* 2	* 9 – 17,5	* до 35	*

*г) 25,0 –	* 1	* 6 – 12,5	* до 25	*
*100,0	* 2	* 8 – 15,0	* до 30	*

**Рекомендована кількість свердловин для розвідки родовищ
(покладів) вуглеводнів залежно від площі і складності геологічної будови**

* Площа	* Складність	* Середня	* Кількість	* Кількість	*
* кв. км	* геологічної	* відстань між	* свердловин	* свердловин з	*
* _____	* будови:	* свердловин-	* для	* високим	*
* Діапазон зміни	* 1 - проста	* нами, км	* розвідки	* виносом керна	*
* площі, кв. км	* 2 - складна	*	*	*	*
*	* 3 - дуже складна	*	*	*	*

* 2	* 1	* 0,8 - 1,3	* 1 - 2	* 1 - 2	*
*	*	*	*	*	*
* 1 - 3	* 2, 3	* 0,7 - 1,1	* 2	* 2	*

* 5	* 1	* 1,0 - 1,6	* 2 - 4	* 2	*
*	*	*	*	*	*
* 3 - 7	* 2, 3	* 0,8 - 1,3	* 3 - 6	* 3	*

* 10	* 1	* 1,2 - 1,8	* 4 - 6	* 3	*
*	*	*	*	*	*
* 7 - 15	* 2, 3	* 0,8 - 1,6	* 5 - 8	* 3 - 4	*

* 25	* 1	* 1,4 - 2,2	* 5 - 12	* 3 - 6	*
*	*	*	*	*	*
* 15 - 40	* 2, 3	* 1,1 - 1,9	* 7 - 20	* 4 - 7	*

* 50	* 1	* 1,6 - 2,5	* 8 - 20	* 4 - 8	*
*	*	*	*	*	*
* 40 - 75	* 2, 3	* 1,4 - 2,2	* 10 - 27	* 5 - 10	*

Види та обсяги досліджень, що необхідні для вивчення розвіданих запасів покладів (без дослідно-промислової розробки)

*	*Кількість визначень для: а) різних розмірів покладів (чисельник – площа, кв. км ; знаменник – діапазон зміни площі, кв. км); б) групи *													*	
*	* складності													*	
* Види досліджень та параметри покладів вуглеводнів	*****														
*	2		*	5		*	10		*	25		*	50		*
*	*а)		*	*		*	*		*	*		*	*		*
*	1 – 3		*	3 – 7		*	7 – 15		*	15 – 40		*	40 – 75		*
*	*****														*
*	б) 1		*	2,3		*	1		*	2,3		*	1		*
*	2		*	3		*	4		*	5		*	6		*
*	*****														*
*1. Колекторські властивості по зразках керна:	*****														*
*- відкрита пористість	30-40		*	40-50		*	50-70		*	70-90		*	90-120		*
*- проникність	20-30		*	30-40		*	40-50		*	50-70		*	70-90		*
*- початкова насиченість	15-25		*	25-35		*	35-45		*	45-60		*	60-85		*
*	*****														*
*2. Статистичні показники	*****														*
*неоднорідності:	*****														*
*- коеф. піщанистості	у всіх свердловинах														*
*- коеф. розчленування	*****														*
*3. Петрофізичні дослідження	*****														*
*у шліфах:	30-40		*	40-50		*	50-70		*	70-90		*	90-120		*
*- карбонатність,	15-20		*	20-25		*	25-35		*	35-45		*	45-60		*
*в т. ч. для карбонатних і *	*****														*
*складних колекторів	6		*	12		*	6		*	12		*	10		*
*- гранулометричний склад	*****														*
*для карбонатних та *	*****														*
*теригенних колекторів	*****														*
*4. Властивості нафти:	*****														*
*- в стандартних умовах	у всіх продуктивних свердловинах														*
*- в пластових умовах	1 – 2		2		2		3		3 – 4		3 – 6		3 – 6		*
*	*****														*
*5. Властивості газу та *	*****														*
*конденсату, в т. ч.	у всіх продуктивних свердловинах														*
*експериментальні	*****														*
*дослідження	*****														*
*втрат конденсату	*****														*

*6. Властивості пластової води	*	1 - 2	*	1 - 2	*	1 - 2	*	1 - 2	*	1 - 2	*	1 - 2	*	1 - 2	*	2	*	2	*	

*7. Фізичні та газогідродинамічні характеристики покладу та свердловин, в т. ч.:	*		*		*		*		*		*		*		*		*		*	

*- змочуваність колектора	*	3	*	3	*	3	*	3	*	3	*	3	*	3	*	3	*	5	*	5

*- коефіцієнт витіснення нафти водою для всього діапазону проникності	*	3	*	5	*	4	*	6	*	9	*	10	*	10-15	*	15	*	15-20	*	20

*- коефіцієнт стисливості колектора по керну	*	2	*	3	*	2	*	3	*	2	*	3	*	3	*	4	*	4	*	4

*- характеристика фазових проникильностей для 2-х фаз (нафта-вода), (нафта-газ)	*	2	*	4	*	5	*	7	*	8	*	8-12	*	12	*	12-16	*	16	*	16

*- початковий пластовий тиск	*	у всіх свердловинах																*		

*- пластова температура, геотермічний градієнт	*	1	*	1	*	1	*	1	*	2	*	2	*	2	*	2	*	2	*	2

*- дебіти нафти, газу, конденсату і води, газовий та конденсатний фактори, вибійні та гирлові тиски на всіх режимах досліджень	*	у всіх продуктивних свердловинах																*		

*- індикаторні діаграми (особливо в зоні невеликих депресій)	*	у всіх продуктивних свердловинах																*		

*- коефіцієнт гідрогазопроевідності, фільтраційні опори, п'єзопроводність, проникність по гідрогазодинамічних дослідженнях	*	у всіх продуктивних свердловинах																*		

*- середня приймальність свердловин по законтурних свердловинах	*	1	*	1	*	1	*	1	*	2	*	2	*	2	*	2	*	2	*	2

**Мінімальні промислові концентрації супутніх
корисних компонентів, запаси яких підлягають обліку**

* Корисна копалина *	Супутній	*	Промислова	*
* *	компонент	*	концентрація	*

* Нафта *	Сірка	*	0,5 %	*
* *	Ванадій	*	120 г/т	*
* *	Хром	*		*
* *	Кобальт	*		*
* *	Нікель	*		*

* Розчинений газ *	Етан	*	3 %	*
* *	Пропан-бутан	*	0,9 %	*
* *	Сірководень	*	0,5 %	*
* *	Гелій	*	0,035 %	*

* Вільний газ *	Етан	*	3 %	*
* *	Пропан-бутан	*	0,9 %	*
* *	Сірководень	*	0,5 %	*
* *	Гелій	*	0,05 %	*
* *	Азот	*	30 %	*

* Супутні води при *	Йод	*	10 мг/л	*
* очікуваному *	Бром	*	200 мг/л	*
* видобутку на даному *	Оксид бору	*	250 мг/л	*
* родовищі у *	Літій	*	10 мг/л	*
* кількості не менше *	Рубідій	*	3 мг/л	*
* 250 тис. куб. м *	Цезій	*	0,5 мг/л	*
* *	Стронцій	*	300 мг/л	*
* *	Германій	*	0,05 мг/л	*
* *	Вольфрам	*	0,03 мг/л	*
* *	Магній	*	500 мг/л	*
* *	Калій	*	1000 мг/л	*
