



**Державна комісія України по запасах корисних копалин
при Державній службі геології та надр України**

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Наказ Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 21.12.2019 № 866

**Методичні рекомендації щодо застосування Класифікації запасів і ресурсів
корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного
вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ
газу центрально-басейнового типу у слабо проникних колекторах**

Київ, 2019

П Е Р Е Д М О В А

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин при Держгеонадра України.
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, В.Г. Григіль, В.І. Ловинюков, І.І. Мартиненко
3. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
4. УЗГОДЖЕНО: Рішенням ЕТР ДКЗ України від 21.12.2019 № 577
5. ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 21.12.2019 № 866

1. Загальні положення

1.1. Цими Методичними рекомендаціями визначаються загальні вимоги до геологічного вивчення площ, перспективних на газ центрально-басейнового типу (ГЦБТ) у слабо проникних породах-колекторах, методика кількісної оцінки його перспективних і прогнозних ресурсів класів 333 і 334 та запасів класів 332 і 122 у надрах, а також початкової і попередньої геолого-економічної оцінки *доцільності* їхнього *подальшого геологічного вивчення*, видобутку і використання.

Методичні рекомендації опрацьовані для використання підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності та підпорядкування, що здійснюють облік і надання перспективних ділянок надр у користування, планування, фінансування та виконання геологорозвідувальних робіт з пошуку та розвідки родовищ газу центрально-басейнового типу.

Методичні рекомендації ґрунтуються на аналізі опублікованої геологічної інформації про геотектонічні умови утворення та залягання перспективних газonosних осадових товщ, термобаричні умови залягання та фільтраційно-ємнісні властивості продуктивних пластів, їхній літологічний склад та фізико-механічні властивості, а також умови розробки.

1.2. Методичні рекомендації розроблено відповідно до законодавчих та нормативних актів, що наведені нижче:

Кодекс України про надра від 27.07.1994 р. № 132/94-ВР;

Закон України про альтернативні види палива від 14.01.2000 р. № 1391-XIV;

Закон України про нафту і газ від 12.07.2001 р. № 2665-III;

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432;

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 р. № 1689;

Положення про порядок організації та виконання дослідно-промислової розробки родовищ корисних копалин загальнодержавного значення, затверджене наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 03.03.2003 р. № 34/м, зареєстроване Міністерством юстиції України від 20.05.2003 р. № 377/7698;

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, зареєстрована Міністерством юстиції України від 24.07.1998 р. № 475/2915;

Галузевий стандарт України «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення», ГСТУ 41-00032626-00-011-99, затверджений наказом Комітету України з питань геології та використання надр від 31.12.1999 р. № 238;

Перелік корисних копалин загальнодержавного значення, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 12.12.1994 р. № 827.

2. Терміни та визначення понять.

Газ природний – корисна копалина, яка являє собою суміш вуглеводнів та неуглеводневих компонентів, перебуває у газоподібному стані за стандартних умов (тиску 760 мм ртутного стовпа і температурі 20⁰C) і є товарною продукцією. Газ у товщах гірських порід перебуває у вільному, сорбованому або оклюдованому стані, а також у розчиненому стані у воді або нафті.

Газ центрально-басейнового типу (ГЦБТ) – природний горючий газ диспергований в слабо проникних капілярно порових гідрофобних осадових породах зони мезо- і апокатагенеза, що придатний для видобутку вертикальними і горизонтальними свердловинами шляхом дренажу штучно створених за технологіями розуцільнення пластів резервуарів.

Газ центрально-басейнового типу відрізняється від традиційного природного газу, в основному, природою його колектора, яка поєднує в собі дві складові: генетичну та технологічну.

Генетично газ центрально-басейнового типу є органічного походження, вуглеводневого складу (в основному – метан, у підпорядкованій кількості – етан, пропан, бутан та неуглеводневі корисні компоненти), генерований внаслідок перетворення органічної речовини в умовах катагенезу та акумульований слабо проникними капілярно поровими гідрофобними колекторами.

Технологічно породи-колектори газу центрально-басейнового типу мають бути достатньо крихкими, щоб забезпечити можливість утворення штучних промислових резервуарів достатніх розмірів для раціонального видобутку газу вертикальними і горизонтальними свердловинами, використовуючи технологію гідророзриву або іншу технологію розуцільнення пластів.

Гідрофільність – здатність речовин змочуватись водою. Це сильно виражена взаємодія між молекулами води та гідрофільної речовини, яка значно переважає міжмолекулярну взаємодію між молекулами води. Гідрофільність характеризує ступінь спорідненості до води речовин та утворених ними тіл, зумовлену силами міжмолекулярної взаємодії.

Гідрофобність – здатність речовин (тіл) не змочуватись водою. Поняття гідрофобності відноситься: до речовини, до поверхні тіла і до тонкого шару товщиною в одну молекулу на межі розділу фаз. Підвищення гідрофобності називають гідрофобізацією. Гідрофобність гірських порід розглядається як основний фактор (критерій) газонакопичення в слабо проникних колекторах з капілярною і субкапілярною пористістю. В гідрофобному капілярно пористому середовищі капілярний тиск обумовлює міграцію вуглеводнів із крупнопорових до капілярно порових порід. Природний капілярний тиск «накачує» вуглеводні до гідрофобних слабо проникних колекторів.

Капілярний тиск – різниця тиску, що виникає у капілярному каналі між двома сторонами кривої контактної поверхні (меніска), що розділяє рідини або рідину і газ. Капілярний тиск визначається ступенем кривизни меніска. Для того, щоб у поровому каналі, повністю насиченому рідиною почалося витіснення останньої, необхідно на його кінцях докласти різницю тиску (тиск витіснення), яка перевищує капілярний тиск. Розрізняють три групи порових каналів: надкапілярні – діаметром понад 0,508 мм , капілярні – від 0,508 мм до 0,0002 мм та субкапілярні – менше 0,0002 мм. Капілярний тиск розглядається як головний фактор літологічного екранування газових покладів.

Колектор газу традиційний – гірська порода, яка здатна акумулювати в порах, кавернах і тріщинах вільний газ і віддавати його при розкритті свердловинами.

Колектор газу центрально-басейнового типу (ГЦБТ) слабо проникний – гірська порода, здатна акумулювати в капілярних та субкапілярних порах оклюдований та сорбований газ і віддавати його через штучно створений резервуар. З фізичної точки зору слабо проникний колектор газу центрально-басейнового типу має забезпечувати рух вуглеводневого газу під тиском, що перевищує капілярний.

Оклюдія – вбирання газів міжатомними порожнинами в мінералах.

Промисловий слабо проникний колектор газу центрально-басейнового типу має забезпечувати приплив пластового газу з рентабельним дебітом за існуючих технологій видобутку газу і цінах.

Резервуар – об'єм надр, в межах якого існують природні або створені штучно фільтраційно-ємнісні та термобаричні умови для накопичення і переміщення природного горючого газу та інших флюїдів.

3. Загальні відомості про газ центрально-басейнового типу.

У надрах України проявлені як традиційні типи родовищ природних горючих газів, що використовуються як енергетичні та інші корисні копалини, так і нетрадиційні типи родовищ природних горючих газів, що можуть бути використаними в якості енергетичних корисних копалин.

До традиційних геолого-промислових типів відносяться гази горючі природні нафтогазових родовищ, що залягають у природних резервуарах, утворених сукупністю порід-колекторів вуглеводнів та порід-покришок, і видобуваються внаслідок переміщення вуглеводневого флюїду до видобувних свердловин через ефективний простір пор та інших пустот природного колектора.

До нетрадиційних геолого-промислових типів відносяться: газ (метан) вугільних родовищ, газ центрально-басейнового типу та газ сланцевих товщ, що являють собою системи вуглеводневого флюїду розсіяного природного горючого газу у вільному або сорбованому стані в слабо проникних породах.

Для видобування газу з таких слабо проникних порід у їхньому об'ємі сучасними технологіями розущільнення створюються штучні проникні зони і резервуари, які дренують газ уміщуючих порід і забезпечують його переміщення до видобувних свердловин за рахунок депресії тиску.

Газ центрально-басейнового типу є нетрадиційним промисловим типом газу горючого природного, який відрізняється тим, що є практично нерухомим, залягаючи в дискретному замкненому пустотному просторі або в сорбованому чи оклюдованому стані в слабо проникних уміщуючих породах, і видобувається внаслідок штучно викликаного потоку вуглеводневого флюїду до видобувних свердловин через ефективний тріщинувато-поровий простір

штучного резервуара, що створюється внаслідок застосування технології гідророзриву або інших технологій розуцільнення продуктивних пластів.

Скупчення ГЦБТ характеризуються такими пошуково-прогнозними критеріями і ознаками.

Продуктивні зони ГЦБТ займають центральні заглиблені частини нафтогазоносних басейнів, мають регіональне або зональне розповсюдження на значних площах (до 8000 кв. км і більше). В межах великих площ залягання покладів ГЦБТ можуть мати місце окремі локальні пастки, що містять газові поклади.

Акумулюючими породами ГЦБТ є переважно пісковики з істотною глинистою складовою (до 50 %), що підвищує їхню здатність акумулювати газ вуглеводневого складу, глинисті сланці та аргіліти.

Встановлено такі форми знаходження газу центрально-басейнового типу у надрах:

- мікрогазоносна (газ знаходяться в оклюдованому або сорбованому стані та в капілярних субкапілярних порах);
- макрогазоносна (газ знаходиться у вільному стані в надкапілярних порах та тріщинній пустотності).

Акумуляції ГЦБТ найчастіше приурочені до пісковиків у виді окремих пластів або потужних (до 1 км) товщ перешарування. У межах продуктивної площі можуть бути більш ніж одна продуктивна акумуляція ГЦБТ.

Видобувається ГЦБТ на ділянках з кращими колекторськими властивостями «sweet spots», але із застосуванням методів інтенсифікації видобутку.

За віком продуктивних відкладів у мезозойських нафтогазоносних басейнах (НГБ) переважають крейдові, а в палеозойських – кам'яновугільні.

Акумуляції ГЦБТ приурочуються до щільних гідрофобних колекторів із ступенем катагенезу (термальна зрілість) від 0,7 % R^0 (78 од. $10R^0$) до 1,3% R^0 (114 од. $10R^0$) і більше. В мезозойських НГБ акумуляції газу ГЦБТ приурочуються до умов головної зони нафтоутворення, а в палеозойських – до умов головної зони газоутворення.

Встановлено такі основні фактори, що визначають газоємність акумулюючих товщ: пористість, проникність, пластовий тиск (пластовий тиск в обмеженому, але гідродинамічно зв'язаному об'ємі), температура, вологість.

Пористість змінюється від 5 % і менше до 25 % в обмежених ділянках. Проникність - переважно менше 0,1 мД, але може досягати 1 мД. Для палеозойських басейнів характерним є тип слабо проникних колекторів, що залягає на глибинах понад 2000 м і є щільними за рахунок дигенетичних і катагенетичних перетворень. Цей тип колекторів характеризується високим капілярним тиском. Слабо проникні колектори майже завжди тріщинуваті. Резервуари ГЦБТ майже завжди знаходяться під аномально високим (АВПТ) або аномально низьким (АНПТ) пластовим тиском.

Акумуляції ГЦБТ характеризуються також маловодністю та гідрофобністю продуктивної товщі.

Газ у вільному стані в слабо проникних колекторах займає міжгранулярний простір, а також капілярні пори, що не з'єднуються між собою, і є нерухомим. Його кількість зростає із збільшенням пористості та пластового тиску. Якщо у порах і тріщинах присутня вода, то вміст газу в них відповідно знижується. Унаслідок слабкої проникності порід газ не може переміщуватись за рахунок плавучості. Тому його скупчення не мають традиційних газоводяних контактів.

Нерухомість газу центрально-басейнового типу у перспективних товщах визначається слабкою проникністю вміщуючих порід, обумовленою їхнім

літологічним складом. Газ центрально-басейнового типу утримується в порах капілярними силами та пластовим тиском і є практично нерухомим.

Крім розсіяного в дрібних порах нерухомого газу центрально-басейнового типу в розрізах осадових порід мають місце також локальні скупчення (поклади) газу горючого природного, що залягає в локальних ділянках пористих або тріщинуватих порід «sweet spots», приурочених до різноманітних структурно-тектонічних форм, що обумовлюють уловлювання, нагромадження і збереження газу.

Особливість газу центрально-басейнового типу є його приуроченість до осадових слабо проникних формацій. Переважаючою формою знаходження газу центрально-басейнового типу в породах є сорбований стан.

Колекторами сорбованих газів є пласти, пропластки слабо проникних порід, які за своєю природою є акумуляторами газів.

Газ у слабо проникних породах мігрує під тиском, що перевищує капілярний тиск, до зустрічі з пластом-акумулятором, здатним його накопичувати та утримувати.

Накопичення газу центрально-басейнового типу залежить від ємнісних (загальної, капілярної пористості, тріщинуватості) та фізико-хімічних (загальної і фазової газоносності, ступеня гідрофобності) властивостей порід. Найбільш важливою специфікою слабо проникних газоносних порід є відсутність водяного континууму та гідрофобність, які прямо пов'язуються зі ступенем газонасичення і газозбагачення.

Основними факторами, які визначають метаноемність товщ є:

- тиск (при збільшенні тиску зростає сорбція);
- температура (при зростанні температура сорбція знижується);
- волога (знижує сорбцію).

Ступінь рухливості газу центрально-басейнового типу визначається проникністю порід, обумовленою їх петрографічними особливостями та ступенем літофікації.

Газ утримується в порах капілярними силами та гідростатичним тиском. При розкритті та розробці таких порід у зонах дренажу видобувних свердловин, внаслідок утворення техногенних тріщин відбувається повільне та тривале газовиділення.

При розкритті ділянок перспективних товщ штучними розущільненими зонами в межах дренажу видобувних свердловин відбувається інтенсивне газовиділення і рух вуглеводневого флюїду через ефективний тріщинно-поровий простір штучно створеного резервуару до видобувних свердловин.

Газ центрально-басейнового типу є одним із типів природних горючих газів, що може бути використаним як енергетичний. Газ центрально-басейнового типу є нетрадиційним промисловим типом корисних копалин, який відрізняється тим, що видобувається із слабо проникних пластів з високим вмістом розсіяного природного горючого газу у вільному або сорбованому стані унаслідок потоку вуглеводневого флюїду до видобувних свердловин через ефективний тріщинно-поровий простір штучно утвореного колектора з використанням технології гідророзриву продуктивних пластів.

4. Пошуково-прогнознi критерії та ознаки продуктивних товщ (плейв) газу центрально-басейнового типу

Відповідно до визначених на промислових родовищах газу центрально-басейнового типу геологічних умов їхнього утворення, гірничо-геологічних умов залягання та гірничо-технічних умов розробки використовуються такі пошуково-прогнознi критерії для виділення перспективних літолого-стратиграфічних комплексів порід, ділянок газonosних товщ і визначення кількості ресурсів газу у надрах:

- наявність газonosних літолого-стратиграфічних комплексів осадових порід, представлених пісковиками глинистими, глинистими сланцями та аргілітами;

- за показниками пористості та проникності породи є практично непроникними і у традиційній нафтогазовій геології відносяться до порід-покришок;

- вміст глинистої складової у товщах не перевищує 50 %; вміст кварцової складової забезпечує достатню для штучного розущільнення крихкість порід;

- глибини залягання продуктивних пластів достатні для застосування методів штучного розущільнення продуктивних порід для створення штучних резервуарів і видобутку газу центрально-басейнового типу без шкоди для навколишнього природного середовища.

Для пошуків і картування газonosних товщ у першу чергу виділяються високоомні товщі з якими пов'язується нетрадиційна газonosність.

Для діагностування та картування газonosних товщ (плейв) велике значення як факторів формування аномальних ефектів та геохімічних ореолів мають такі особливості мінерального складу порід-аккумуляторів як піритизація,

підвищена уран-радієва радіоактивність, а також тонка імпрегнація самородних металів.

Під час детального картування газonosних товщ з метою виділення продуктивних ділянок, придатних для створення штучних проникних зон і резервуарів газу з наступним його видобутком, використовуються такі пошукові ознаки:

- наявність аномалій сейсмічного 3D хвильового поля;
- присутність у зразках керну метану та його гомологів;
- підвищення газопоказів від фонових значень за результатами роботи станції ГТК;
- газопрояви у свердловинах під час розкриття найбільш газonosних пластів у розрізі товщі;
- за результатами геофізичних досліджень свердловин найбільш продуктивні газонасичені ділянки у розрізі товщ виділяються за такими ознаками:
 - підвищеними значеннями радіоактивності за даними гамма-каротажу;
 - підвищеними значеннями інтервального часу за даними акустичного каротажу;
 - пониженою водонасиченістю, що не перевищує 5 %;
 - перелічені критерії не є вичерпними і можуть доповнюватись.

Наведений вище перелік пошуково-прогнозних критеріїв та ознак родовищ газу центрально-басейнового типу не є остаточним і користувачі надр можуть для визначення розмірів газоперспективних ділянок надр і кількості ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу застосовувати інші критерії й ознаки після належного їх обґрунтування.

5. Послідовність проведення геолого-прогнозних робіт на газ центрально-басейнового типу

Геолого-прогнозні дослідження з оцінки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу в загальних рисах проводяться у послідовності, передбаченій для стадій геологорозвідувальних робіт на нафту і газ регіонального етапу згідно із ГСТУ 41-00032626-00-011-99 «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення».

Дослідження проводяться послідовно з періодичним аналізом отримуваних результатів і висновками щодо доцільності продовження робіт.

Виявлення і виділення перспективних площ розвитку літолого-стратиграфічних комплексів, спеціалізованих на газ центрально-басейнового типу, здійснюється шляхом цілеспрямованого геолого-прогнозного аналізу наявних середньомасштабних та крупномасштабних геологічних карт, стратиграфічних колонок, геолого-геофізичних розрізів опорних, параметричних та інших свердловин, даних випробування, каротажних діаграм та іншої накопиченої геологічної інформації.

У межах найбільш перспективних зон і першочергових площ розвитку спеціалізованих на газ центрально-басейнового типу літолого-стратиграфічних комплексів, здійснюється:

- визначення площового поширення продуктивних зон та найбільш потужних товщ газonosних порід;
- визначення їхніх розмірів по простяганню та падінню шляхом дослідження наявних та побудови додаткових поперечних вертикальних розрізів;

- виділення перспективних і прогнозних продуктивних зон та покладів, що придатні для видобутку газу центрально-басейнового типу шляхом дренавання штучно утворених проникних резервуарів.

Обчислення кількості ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу в межах виділених і оконтурених унаслідок попередніх досліджень перспективних продуктивних покладів і прогнозних продуктивних зон здійснюється об'ємним методом.

6. Методики кількісної оцінки ресурсів (підрахунку запасів) газу центрально-басейнового типу

Методика кількісної оцінки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу вибирається виходячи із способів його виявлення, вивчення та визначення.

Беруться до підрахунку, головним чином, дані досліджень керну, газоносності порід за допомогою ГДС, газового каротажу, пластовипробувачів та вивчення порід кернагазонабірниками.

Об'єктами оцінки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу у породному масиві вважаються:

- слабо проникні породні масиви;
- породи з пористістю, нижчою обґрунтованих кондицій;
- газоносністю, нижчою обґрунтованих кондицій.

7. Метод оцінки ресурсів (підрахунку запасів) за результатами вивчення порід кернагазонабірниками

Ресурси (запаси) газу центрально-басейнового типу підраховуються об'ємним методом за формулою:

$$Q_{\text{ГЦБТ}} = S * m_{\text{п}} * \gamma_{\text{п}} * \Gamma_{\text{п}},$$

де, $Q_{\text{ГЦБТ}}$ – ресурси (запаси) газу у породах, млн м^3 ;

S - площа ділянки, м^2 ;

$m_{\text{п}}$ - потужність вміщуючої товщі в межах зон дренажу, м;

$\gamma_{\text{п}}$ - щільність порід $\text{т}/\text{м}^3$;

$\Gamma_{\text{п}}$ - газоносність порід, $\text{м}^3/\text{т}$.

Для визначення видобувної частки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу приймається умовно коефіцієнт газовіддачі в межах 0,2-0,3.

8. Метод оцінки ресурсів (підрахунку запасів) газу центрально-басейнового типу за результатами вивчення ГДС, керну, газового каротажу, випробувань пластовипробувачами та у експлуатаційній колоні

Для обчислення обсягів загальних ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу до розрахунків залучаються дані досліджень газонасиченості порід, визначені за результатами інтерпретації даних ГДС, вивчення керну та випробування потенційно продуктивних пластів.

Об'єктами оцінки загальних ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу у розрізі перспективного породного масиву приймаються:

- газонасичені за даними ГДС породи, газонасиченість яких є нижчою обґрунтованих кондиційних значень традиційних колекторів;
- породи з пористістю та проникністю, що не перевищує обґрунтовані кондиційні значення традиційних колекторів для відповідного регіону, віку відкладів і глибин залягання.

Оцінка обсягу газу у товщі проводиться за досягнутої розвіданості об'ємним методом. Вихідними розрахунковими параметрами при цьому є:

- площа перспективної товщі;
- середня загальна товщина товщі;
- середньозважена пористість;
- величина пластового тиску;
- коефіцієнт газонасиченості.

У цих випадках оцінка ресурсів (підрахунок запасів) газу центрально-басейнового типу проводиться об'ємним методом за газовою формулою:

$$Q_{\text{ГЦБГ}} = S \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (P_{\text{пла}} - P_{\text{как}}) \cdot K_{\text{Г}} \cdot \eta_{\text{Г}},$$

де, $Q_{\text{ГЦБГ}}$ — ресурси (запаси) газу, млн м^3 ;

S - площа газового покладу в межах продуктивного контуру газоносності, m^2 ;

h - потужність пористої (продуктивної) частини газоносного пласта, м;

m - коефіцієнт пористості, долі одиниці;

$P_{пл}$ - середнє значення пластового тиску в покладі газу, МПа;

P_k - кінцевий пластовий тиск, приймається на рівні 0,1 МПа;

a, a_k, f - стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта та температуру;

K_r - коефіцієнт газонасиченості з урахуванням залишкової вологи, долі одиниці;

Залишкову водонасиченість - K_v (тобто величину зворотну до газонасиченості) визначають лабораторним шляхом чи за даними електрокаротажу $K_r = 1 - K_v$;

η_r - коефіцієнт вилучення газу із покладу приймається 0,2-0,3.

За відсутності конкретних даних для оцінки ресурсів (запасів) приймається умовно: середній пластовий тиск газу приблизно рівним гідростатичному; залишковий кінцевий пластовий тиск (P_k) - 0,1 МПа; коефіцієнт газонасиченості (K_r) – 0,3-0,5;

В нетрадиційних пастках для орієнтовного визначення площі обмежуються площею розвитку різних газопроявів у межах перспективного пласта, що оцінюється, матеріалами про притоки флюїдів, а також відомостями про зміну колекторських властивостей пласта.

Ефективна газонасичена потужність пласта визначається на конкретній площі і дорівнює ефективній потужності колектора за виключенням глинистих прошарків порід та ін. За підрахунковий параметр береться середня для скупчення, що оцінюється, ефективна потужність.

Дані про відкриту пористість колекторів отримують за даними геофізичних досліджень розвідувальних свердловин, що пробурені на площі, яка оцінюється. За підрахункове значення береться середнє значення відкритої пористості в межах газонасиченої потужності пласта-колектора.

9. Загальні вимоги до підрахунку та розподілу запасів і ресурсів газу центрально-басейнового типу на класи

Загальні вимоги до підрахунку та розподіл запасів і ресурсів на класи здійснюється згідно з «Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», зареєстрованою Міністерством юстиції України від 24.07.1998 р. № 475/2915.

10. Спосіб визначення газоносності із застосуванням герметичних кернагозонабірників

Спосіб призначений для визначення вмісту газу, сорбованого породами пластів і прошарків та присутнього в порах порід.

Ґрунтується на відборі породно-газових проб із застосуванням герметичного кернагозонабірника, який дозволяє здійснювати опробування пластів на вибоях свердловин діаметром понад 76 мм до глибини 2000-4000 м при виході керна не менше 95 %.

Цей спосіб є найбільш представницьким для визначення газоносності пластів під час ведення геологорозвідувальних робіт.

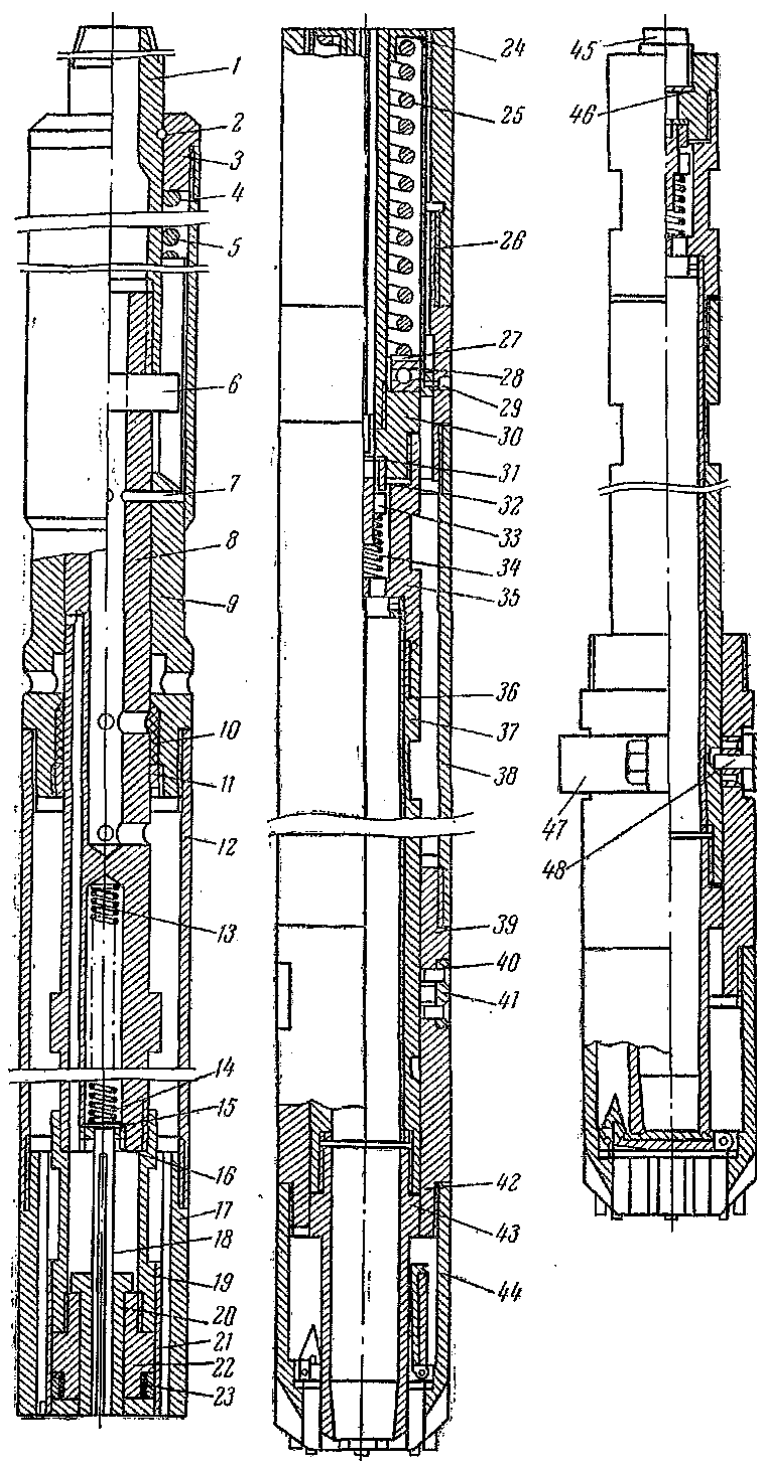
Герметичні кернагозонабірники для відбору породно-газових проб мають відповідати вимогам, що забезпечують отримання представницьких кернавих проб із збереженням природного вмісту газів в породах, у тому числі:

- забезпечувати повне збереження газу, що знаходиться у вільному стані в порах і тріщинах;
- забезпечувати повне збереження газу, сорбованого стану у пласті, пропластках і вміщуючих породах, у процесі буріння;
- гарантувати герметичність проби при підйомі, транспортуванні та дегазації;
- працювати в розвідувальних свердловинах;
- забезпечувати вихід керна по породі не менше 95 %;
- бурити по прошарках і породі з самонастроюванням на вибої;
- нижня частина приладу з керном має герметизуватися на вибої;

Для породно-газового опробування можуть використовуватися такі моделі кернагозонабірників, або їх аналоги.

Технічні характеристики кернагозонабірників:	ГКМ-76	ГКМ-92
Довжина кернагозонабірника, мм	1800	1900
Зовнішній діаметр, мм	73	89
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм	76	92
Довжина кернаприймальника, мм	550	550
Діаметр отриманого керна, мм	28	35
Маса кернагозонабірника, кг	45	65

Герметичний керногазонабірник типу ГКМ

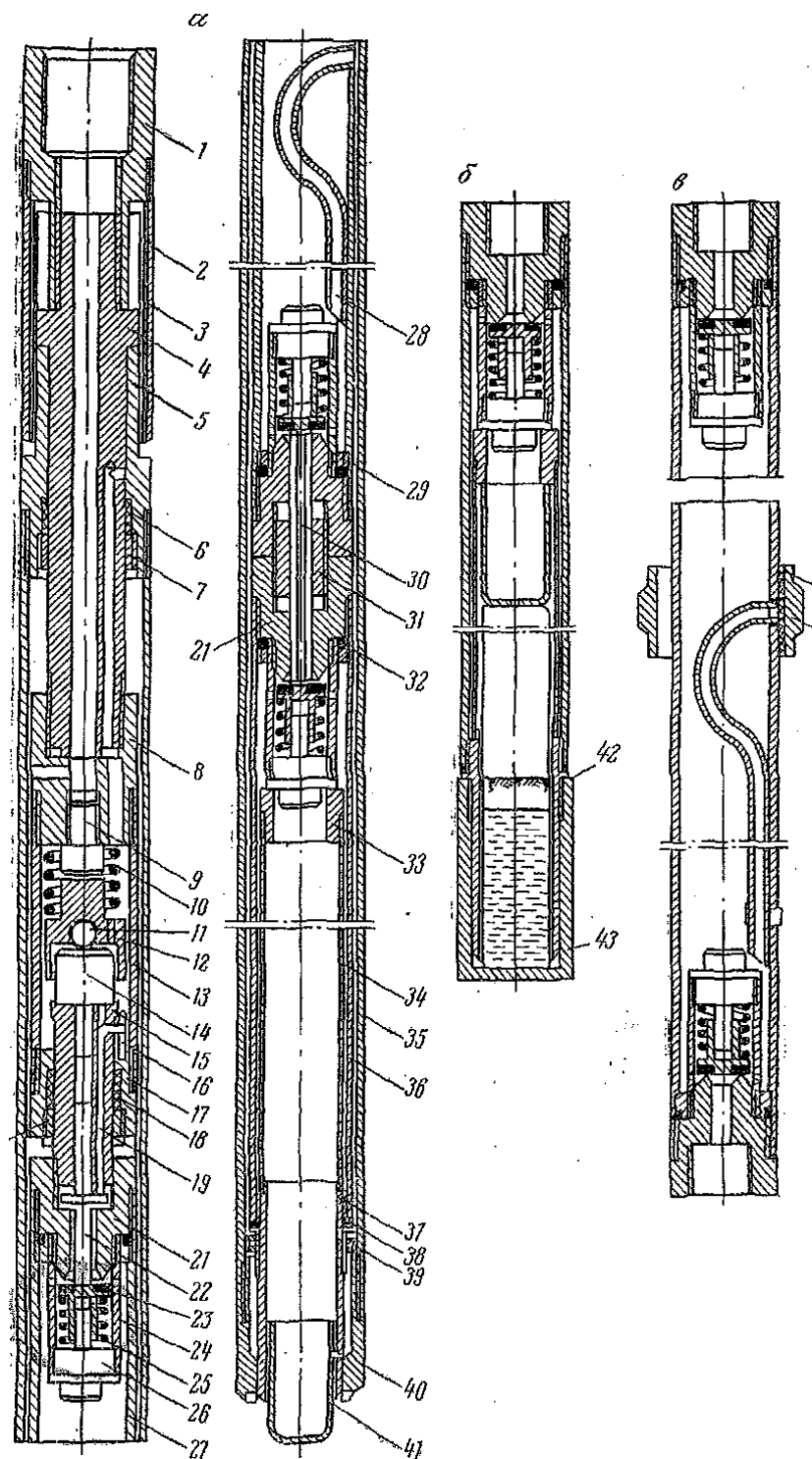


Аналоги кернагазонабірників, що дозволяють під час буріння і підйому керна збирати газ, що виділяється, у спеціальний газонабірник.

Кернагазонабірники типу (КА-61) являють собою подвійні колонкові труби з нерухомими під час буріння кернаприймальною та газонабірною частинами.

Технічна характеристика кернагазонабірника	КА-61
Довжина кернагазонабірника, мм	2500
Зовнішній діаметр, мм	73
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм	75
Корисна довжина кернаприймальника, мм	900
Діаметр керна, що вибурюється, мм	40
Корисна ємність газонабірника, см ³	1100
Маса кернагазонабірника, кг	45

Керногазонабірник КА-61



11. Методика оцінки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу способом десорбції керну

Для прямого визначення газоносності порід використовується контейнерна десорбція керна, відібраного кернагозонабірниками із збереженням пластових умов.

В лабораторних умовах в керні визначається об'ємний вміст (Γ_n) газу центрально-басейнового типу у слабо проникній товщі для підрахунку запасів.

12. Стадійність геологічного та техніко-економічного вивчення ГЦБТ

Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України», затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432, геолого-економічна оцінка об'єктів геологорозвідувальних робіт здійснюється як періодичний комплексний аналіз результатів геологічного та техніко-економічного вивчення газу родовищ з метою оцінки їхнього промислового значення на основі визначення із зростаючою детальністю: кількості та якості газу, технологічної схеми видобутку і переробки сировини, техніко-економічних показників виробничого процесу та фінансових результатів реалізації товарної продукції.

Згідно із стадійністю геологічного та техніко-економічного вивчення скупчень газу родовищ виділяються початкова, попередня та детальна геолого-економічні оцінки:

- початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) здійснюється з метою обґрунтування доцільності інвестування пошуково-розвідувальних робіт на ділянках, перспективних щодо відкриття родовищ (покладів) газу. ГЕО-3 проводиться на основі кількісної оцінки ресурсів вуглеводнів і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінка можливості промислового освоєння передбачуваних родовищ обґрунтовується укрупненими розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або техніко-економічних показників, визначених технічним завданням замовника подальших геологорозвідувальних робіт;

- попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) проводиться для обґрунтування доцільності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів та інвестування робіт з його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 здійснюється на основі попередньо розвіданих і розвіданих запасів газу та оформлюється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, у тому числі дослідно-промислової розробки родовища (покладу, ділянки). При цьому оцінка ефективності розробки родовища проводиться на рівні кінцевої товарної продукції, а техніко-економічні показники визначаються розрахунками або приймаються за аналогією.

Зміст

	Передмова	2
1	Загальні положення	3
2	Терміни та визначення понять	5
3	Загальні відомості про ГЦБТ	8
4	Пошуково-прогнозні критерії та ознаки ГЦБТ	13
5	Послідовність проведення геолого-прогнозних робіт на ГЦБТ	15
6	Методики кількісної оцінки ресурсів (підрахунку запасів) газу центрально-басейнового типу	17
7	Метод оцінки ресурсів (підрахунку запасів) за результатами вивчення порід кернагазонабірниками	17
8	Метод оцінки ресурсів (підрахунку запасів) газу центрально-басейнового типу за результатами вивчення ГДС, керна, газового каротажу, випробувань пластовипробовувачами та у експлуатаційній колоні	18
9	Загальні вимоги до підрахунку та розподілу запасів і ресурсів газу центрально-басейнового типу на класи	20
10	Спосіб визначення газоносності із застосуванням герметичних кернагазонабірників	21
11	Методика оцінки ресурсів (запасів) газу центрально-басейнового типу способом десорбції керна	26
12	Стадійність геологічного та техніко-економічного вивчення ГЦБТ	27
	Зміст	29
	Література	30

Література:

Кабышев Ю., Вакарчук С., Стрыжак В., Довжок Т., Зейкан А., Гладун В., Чепиль П.	«Современное состояние исследований газа центральнобассейнового типа в Днепрово-Донецкой впадине», УДК 553.98.23.52: 550.834.5 : 622.24 (477.5);
Лукин А. Е.	«О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли», УДК 553.98;
Лукин А. Е.	«Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа», УДК 550.83:98;
Лукін О.	«Газові ресурси України: Сучасний стан і перспективи освоєння»;
Рудько Г.І., Григіль В.Г., Ловинюков В.І.	«Методика застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ та площ газу центрально-басейнового типу у слабо проникних колекторах на початковій стадії геологічного вивчення (ГЕО-3), УДК 553.04.
Іванишин В.С.	Українська нафтогазова енциклопедія.