



ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН
при Державній службі геології та надр України

Методичні рекомендації
з геологічного вивчення газонасності вугільних
пластів та пластів уміщуючих порід для підрахунку
запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних
родовищ у надрах

Київ, 2015

Методичні рекомендації з геологічного вивчення газонасності вугільних пластів та пластів уміщуючих порід для підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ у надрах. Державна комісія України по запасах корисних копалин. Київ, 2015.

«Методичні вказівки ...» розроблені у відповідності до основних положень «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432.

Методичні рекомендації призначені для використання в якості практичного посібника і нормативного документа для уніфікованої оцінки ресурсів вуглеводневих газів у вугільних товщах підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності, що здійснюють виконання геологорозвідувальних робіт із вивчення газонасності вугільних басейнів і родовищ, підрахування і геолого-економічну оцінку запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ та подання їх на державну експертизу і оцінку.

Редакційна колегія: Г.І. Рудько (головний редактор), А.Ф. Булат, Л.Д. Кузнецова, В.І. Ловинюков, В.Г. Григіль, К.А. Безручко, В.В. Лукінов, Л.І. Пимоненко, О.В. Бурчак, В.В. Бала, В.П. Жаловський, Г.О. Кашуба.

Методичні рекомендації з геологічного вивчення газонасності вугільних пластів та пластів уміщуючих порід для підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ у надрах. Державна комісія України по запасах корисних копалин. – К.: ДКЗ, 2015 – 175 с.

© Державна комісія України по запасах корисних копалин
при Державній службі геології та надр України
(01133, м. Київ, вул. Кутузова, 18/7)

П Е Р Е Д М О В А

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин при Державній службі геології та надр України, Інститутом геотехнічної механіки НАН України
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, А.Ф. Булат, Л.Д. Кузнецова, В.Г. Григіль, К.А. Безручко, В.В. Лукінов, В.І. Ловинюков, Л.І. Пимоненко, О.В. Бурчак, В.В. Бала, В.П. Жаловський, Г.О. Кашуба
З використанням матеріалів: М.О. Акулова, А.В. Анциферова, Є.С. Герасимова, О.А. Голубєва, Х.Ф. Джамалової, І.В. Дудка, М.В. Жикаляка, В.Ю. Забігайла, Г.З. Задари, О.Є. Іванціва, М.Е. Капланця, В.В. Кас'янова, А.П. Клеца, О.О. Куща, Б.І. Лелика, С.О. Лизуна, І.М. Наумка, В.О. Овчаренка, С.Д. Павлова, І.П. Пижучка, М.Я. Решка, В.І. Узіюка, С.Г. Храпкіна
3. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
4. УЗГОДЖЕНО: Рішенням ЕТР ДКЗ України від 08.12.2015 № 275 та НТР Державної служби геології та надр України
5. ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 08.12.2015 № 509

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Наказом Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 08.12.2015 р. № 509

Методичні рекомендації
з геологічного вивчення газонасності вугільних пластів та пластів
уміщуючих порід для підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану)
вугільних родовищ у надрах

1. Загальні положення

Згідно із законодавством України державна політика у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ ґрунтується на засадах:

- державного регулювання діяльності з геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ;
- підвищення безпеки та ефективності експлуатації об'єктів, на яких здійснюється видобування вугілля та геологічне вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ;
- захисту навколишнього природного середовища та забезпечення раціонального використання надр.

Особливості регулювання відносин у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ зумовлені такими об'єктивними умовами видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ:

- відсутністю гарантованої наявності газу (метану) вугільних родовищ і гарантованого якісного складу газу у вугільному родовищі;

- технологічною складністю промислового видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ внаслідок невизначеності його розподілу і якісного складу;

- підвищеною вибухо- та пожежонебезпечністю газу (метану) вугільних родовищ та продуктів його переробки і необхідністю, у зв'язку з цим, забезпечення надійності та безпеки експлуатації об'єктів у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ.

Стимулювання діяльності з геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ є одним з провідних напрямів державної політики у сфері підвищення рівня безпеки видобутку вугілля та зменшення залежності України від імпортованих енергетичних ресурсів і базується на створенні державою сприятливих умов для здійснення такої діяльності шляхом:

- урахування особливостей газу (метану) вугільних родовищ, як корисної копалини, під час розроблення нормативів, правил та стандартів у цій сфері;

- індивідуального підходу до розроблення проектів видобування газу (метану) вугільних родовищ на окремо визначеному об'єкті;

- запровадження системи заохочувальних заходів для суб'єктів підприємництва, виключною діяльністю яких є видобування газу (метану) вугільних родовищ, та поширення їх дії на вуглевидобувні підприємства, що здійснюють таку діяльність;

- надання державної підтримки та гарантій виробникам і постачальникам енергії, що виробляється з видобутого газу (метану) вугільних родовищ;

- звільнення тимчасово (до 1 січня 2020 року) від оподаткування прибутку суб'єктів господарювання, отриманого від господарської діяльності з видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ.

Згідно із прийнятими Законом принципами господарювання у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ, не допускається:

- експлуатація вугільних родовищ з підвищеним рівнем концентрації газу (метану) без проведення необхідних заходів із вентиляції або дегазації, що забезпечують приведення концентрації газу (метану) до встановлених нормативів;
- розробка нових вугільних родовищ без проведення необхідних заходів з дегазації у разі наявності газонасичених вугільних пластів.

Видобування газу (метану) вугільних родовищ в межах гірничих відводів діючих гірничих підприємств, а також геологічне вивчення, у тому числі дослідно-промислова розробка, промислова розробка вугільного родовища з метою вилучення з нього газу (метану) здійснюються за окремими спеціальними дозволами.

Спеціальний дозвіл на геологічне вивчення, у тому числі дослідно-промислому розробку, з подальшим видобуванням газу (метану) на вільних ділянках вугільних родовищ надається суб'єкту господарювання-заявнику за результатами аукціону, який починається з нульової початкової ціни.

Після закінчення (припинення) діяльності підприємства з геологічного вивчення газу (метану) вугільних родовищ та/або його видобування користувач надр подає центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр, матеріали, необхідні для переоцінки залишкових запасів газу (метану) вугільних родовищ, здійснює ліквідацію, консервацію або передачу (продаж) дегазаційних і технічних свердловин для подальшого використання та обслуговування підприємствам, які мають таке право відповідно до законодавства.

Проектування, будівництво, реконструкція, ремонт, експлуатація та ліквідація об'єктів видобування та подальшого використання газу (метану) вугільних родовищ, відповідність газу (метану) вугільних родовищ умовам

доступу та транспортування газотранспортними мережами регламентуються нормативно-правовими актами, які є обов'язковими для виконання всіма суб'єктами відносин у сфері геологічного вивчення, видобування та подальшого використання (транспортування, зберігання) газу (метану) вугільних родовищ.

Встановлення граничних цін на газ (метан) вугільних родовищ здійснюється національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, якщо видобування газу (метану) вугільних родовищ здійснюється за рахунок коштів державного бюджету України. У разі транспортування і постачання газу (метану) вугільних родовищ за допомогою Єдиної газотранспортної системи України, встановлення тарифів на транспортування і постачання газу (метану) вугільних родовищ здійснює національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, відповідно до законодавства. В інших випадках газ (метан) вугільних родовищ реалізується за договірними цінами.

Обумовлений стимулюючими положеннями Закону розвиток робіт із геологічного вивчення газовугільних масивів України, а також підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ на ділянках надр, що надаються у користування, потребує належного методичного керівництва для допомоги виконавцям робіт:

- у виборі методів вивчення газоносності вуглепородних товщ, технічних засобів, приладів та іншого обладнання для виконання досліджень;
- у визначенні вимог до методики бурових, гірничих, геофізичних та інших робіт для забезпечення якісного застосування методів вивчення газоносності;
- у визначенні обсягів опробування, досліджень, технології відбору проб, видів лабораторних аналізів та досліджень;
- в обробці результатів досліджень та підготуванні висновків щодо результатів проведених робіт з визначення газоносності вугільних пластів та уміщуючих порід ділянок надр.

Керуючись нагальною необхідністю нормативно-методичного врегулювання відзначених складових геологорозвідувального процесу на газ (метан) вугільних родовищ, Державна комісія України по запасах корисних копалин згідно із геологічним завданням Державної служби геології та надр України, опрацювала дані «Методичні рекомендації з геологічного вивчення газоносності вугільних пластів та пластів уміщуючих порід для підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ у надрах».

2. Галузь використання

Метою Методичних рекомендацій є надання методичної допомоги користувачам надр, що здійснюють геологорозвідувальні роботи для визначення перспектив промислового освоєння газоносних ділянок надр у вугільних басейнах, під час вибору і обґрунтування методів і обсягів досліджень з вивчення природної газоносності вугільних пластів та уміщуючих їх порід.

Методичні рекомендації призначені для використання в якості практичного посібника і нормативного документа для уніфікованої оцінки ресурсів вуглеводневих газів у вугільних товщах підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності, що здійснюють виконання геологорозвідувальних робіт із вивчення газоносності вугільних басейнів і родовищ, підрахування і геолого-економічну оцінку запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ та подання їх на державну експертизу і оцінку.

3. Нормативні посилання

Ці Методичні рекомендації розроблені відповідно до законодавчих та нормативно-методичних актів, що наведені нижче.

Кодекс України «Про надра» від 27.07.1994 № 132/94 ВР.

Закон України «Про альтернативні види рідкого та газового палива» від 14.01.2000 № 1391 – 14.

Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 № 2665-III зі змінами.

Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ» від 21.05.2009 №1392-VI зі змінами.

Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-17 зі змінами.

Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України від 12.11.1997 № 95.

«Временные методические требования к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах», затверджені ДКЗ СРСР від 15.01.1987 року.

Галузевий технічний регламент Мінпаливенерго України (ГТР 10.1.25590072.002: 2004) «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ», затверджений наказом Мінпаливенерго України від 30.12.2004 № 846.

«Геологические основы методики изучения и прогнозирования газоносности вмещающих пород угольных месторождений», Москва, 1986.

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, затверджена наказом ДКЗ України від 10.07.1998 № 46.

Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля, затверджена наказом ДКЗ України від 25.10.2004 № 225.

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів з геолого-економічної оцінки запасів вугілля і горючих сланців, затверджена наказом ДКЗ України від 03.10.1997 № 83.

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 18.10.99 № 120.

Інструкція про геологічні роботи на вуглевидобувних підприємствах України. Інструкція. КД 12.06.204-99. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 12.12.2000 № 558.

Інструкція «Геологічні роботи на вугледобувних підприємствах України» Мінпаливенерго України, Київ, 2001.

Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів, затверджена наказом ДКЗ України від 07.11.2008 № 523.

«Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах», погоджена Держгіртехнаглядом СРСР, затверджена Міністерством геології СРСР, Державною комісією СРСР по запасах корисних копалин, Міністерством вугільної промисловості СРСР, Москва, «Недра», 1977.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432, зі змінами.

«Международная классификация ЕЭК динамических явлений в шахтах», ЕЭК ООН, 1994.

Методичні вказівки з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів, затверджені наказом ДКЗ України від 24.04.2009 № 161.

«Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого», Москва, 1988.

Методичні вказівки: «Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для

підрахунку загальних запасів вуглеводнів», затверджені наказом ДКЗ України від 26.12.2005 № 332.

«Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах», Москва, «Недра», 1988.

Порядок державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затверджений постановою КМУ від 31.01.1995 № 75.

Постанова Кабінету Міністрів України від 27.09.2000 № 1463 «Про заходи розвитку промислового добування метану з вугільних родовищ Донбасу».

Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу, затверджене наказом ДКЗ України від 26.11.2006 № 316.

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

Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615.

Правила безпеки у вугільних шахтах, затверджені наказом Міністрів праці та соціальної політики України від 22.08.2000 № 215.

«Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах», Ростов-на-Дону, 1987.

Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт, утверждено приказом Госкомитета Украины по надзору за охраной труда от 20.12.1993 № 131, ДННОТ 11-30 06.09.1993.

Руководство по дегазации угольных шахт. М.: Ин-т горн. дела им. А.А. Скочинского, 1985.

«Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах.

Серия публикаций ЕЭК по энергетике, № 31, ООН, Нью-Йорк и Женева, 2010 год».

Стандарт Мінвуглепрому України: «Відбирання проб вугілля і порід, що вміщують шахтні води, метан, германій, шкідливі речовини під час геологічної розвідки та експлуатації вугільних родовищ», Мінвуглепром України, Київ, 2007, СОУ 10.1.00186080.003:2007.

Стандарт Мінвуглепрому України: «Скупчення вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон та визначення їх параметрів» Мінвуглепром України, Київ, 2005, СОУ 10.1.05411357.004: 2005.

Стандарт Мінвуглепрому України: «Техногенні скупчення метану у порушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон підвищеної газонасиченості та визначення їх параметрів», Мінвуглепром України, Київ, 2007, СОУ 10.1.05411357.007: 2007.

«СОУ 10.1.00174088.0011-2004 Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации».

«Технические требования угольной промышленности к геологоразведочным работам и исходным геологическим материалам, представляемым для проектирования шахт и разрезов», затверджені Мінвуглепромом СРСР від 26.11.1986 р.

4. Терміни та визначення понять

У цих Методичних рекомендаціях нижченаведені терміни вживаються в такому значенні:

Абсорбований газ (метан) вугільних родовищ – газ (метан) вугільних родовищ поглинений рівномірно всією масою твердої вугільної речовини (абсорбенту) унаслідок об'ємного поглинання із водного розчину або газової суміші без хімічної реакції.

Адсорбований газ (метан) вугільних родовищ – сорбований газ (метан) вугільних родовищ, поглинений поверхневим шаром твердої

вугільної або іншої речовини (адсорбенту) унаслідок поверхневого поглинання із водного розчину або газової суміші без хімічної реакції.

Видобування газу (метану) вугільних родовищ – господарська діяльність, яка включає комплекс технічних заходів, спрямованих на вилучення газу (метану) вугільних родовищ з вугільних пластів, вміщуючих порід та підземних порожнин діючих шахт і тих, що готуються до експлуатації, та вугільних родовищ, промислова розробка яких не здійснювалась, а також відпрацьованих вугільних родовищ, якщо вилучений газ (метан) призначається для подальшого використання як матеріальний та/або енергетичний ресурс.

Випробування пластів – комплекс робіт на свердловині з розкриття пласта, ініціювання припливу, оцінки характеристики насиченості пласта (газ, вода), відбір поверхневих і глибинних проб газу, води для аналізу, визначення дебіту і вимірювання пластових (вибійних) тисків і температури, дослідження свердловин із визначенням коефіцієнтів продуктивності, проникності, п'єзопровідності та ін.

Відкрита пористість – частка з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн), по яких може відбуватися рух флюїдів, в загальному об'ємі вугілля і породи (об'ємна частка в %).

Вуглегазове родовище – вугільне родовище з високим вмістом метану, видобуток якого є доцільним та економічно вигідним або технологічно необхідним.

Вуглекислотозбагаченість гірничих виробок – обсяги вуглекислого газу, який виділився у гірничі виробки, віднесений до 1 т видобутого вугілля, ($\text{м}^3/\text{т}$ вугілля).

Вугленосні відклади – осадові породи, що мають в своєму складі органічну (вуглисту) речовину в розсіяному чи концентрованому (вугільні пласти) виді, яка є одночасно як генератором (джерелом) вуглеводневих газів, так і їхнім колектором з високими сорбційними властивостями.

Вугільний пласт – одиничне природне скупчення в надрах викопного вугілля кондиційної потужності.

Вугільне родовище – природне скупчення вугільних пластів та вміщуючих порід.

Газ (метан) вугільних родовищ – газова суміш, яка супроводжує вугільні пласти та вміщуючі породи. Згідно із законодавством України, на газ (метан) вугільних родовищ розповсюджуються гірничі відносини, передбачені для альтернативних видів палива та нетрадиційних корисних копалин.

Газовість абсолютна гірничих виробок – обсяги газу, який виділяється у гірничі виробки за одиницю часу (в $\text{м}^3/\text{хв}$ або в $\text{м}^3/\text{добу}$).

Газовість відносна гірничих виробок – обсяги газу, який виділяється у гірничі виробки, віднесений до 1 т видобутого вугілля, ($\text{м}^3/\text{т}$ вугілля).

Газовий каротаж (ГК) – метод виявлення газоносних горизонтів у розрізі вуглепородних товщ, а також оцінки газоносності вугілля та вуглевміщуючих порід, оснований на безперервному вимірюванні вмісту газу у промивальній рідині разом із визначенням вмісту газу по пробах керну та пробах промивальної рідини.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – основний метод інтенсифікації метановиділення в дегазаційні свердловини з вугільних пластів шляхом накачування флюїду під надлишковим тиском для розширення існуючих і створення нових тріщин і їх закріплення в навколосверловинній зоні з метою наступного вилучення метану.

Дегазація вугільних родовищ – сукупність заходів, спрямованих на примусове вилучення газу (метану) вугільних родовищ з вугільних пластів, вміщуючих порід та підземних порожнин діючих шахт і тих, що готуються до експлуатації, та вугільних родовищ, промислова розробка яких не здійснювалась, а також відпрацьованих вугільних родовищ для забезпечення промислової та екологічної безпеки вуглевидобутку.

Ділянка вуглегазоносних надр – обмежена по площі і глибині частина вугільного родовища (басейну), на яку у встановленому порядку надається спеціальний дозвіл на користування вуглегазоносними надрами.

Завчасна дегазация – вилучення газу (метану) вугільних родовищ на діючих чи запроектованих гірничих підприємствах з метою зниження метановості очисних гірничих робіт з видобутку вугілля за 5-10 років до їхнього початку.

Залишкова газонасність (метанонасність) – об'єм газу (метану), який міститься в одиниці об'єму або маси вугілля чи порід, вилучених із свердловини або гірничої виробки без застосування заходів по збереженню її природної газонасності, приведеної до нормальних умов ($\text{м}^3/\text{т}$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Позатрубний тиск – тиск, заміряний на усті свердловини у просторі між експлуатаційною колоною і насосно-компресорними трубами.

Зона газового вивітрювання – приповерхнева частина вугленосної товщі, в межах якої вміст метану та його гомологів у складі природних газів вугільних пластів складає від 20-50 до 60-80 %.

Залишкова водонасиченість – кількість води, що фізично пов'язана з поверхнею твердої фази гірських порід та утримується поверхнево-молекулярними і капілярними силами у поровому просторі і не підкоряється впливу гравітаційних сил.

Ефективна пористість – частка з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн) в об'ємі вугілля або породи, не зайнятих залишковою водою.

Керногазонабірник (КГН) – колонковий прилад для відбору кернових проб вугілля та порід разом із газами, які в них містяться, з метою безпосереднього визначення газонасності і компонентного складу газів.

Колектор вільного газу – пласт, товща або масив пористої, кавернозної, тріщинуватої породи, здатної завдяки своїм фільтраційно-ємнісним властивостям акумулювати газ, нафту або воду і віддавати їх при розробці.

Метанова зона – область поширення природних газів вугільного походження з перевагою метану та його гомологів (понад 80 % і більше).

Метаноносність – об'єм вільного, сорбованого і водорозчинного метану, що міститься в одиниці маси вугілля (м^3 метану у тонні сухої беззольної маси вугілля – $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$), чи об'єму породи ($\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$) на місці залягання.

Непорушений вуглепородний масив – вуглепородний масив, що знаходиться у природному напруженому стані, поза межами геодинамічного та дренажного впливу вугледобувних гірничих виробок.

Пластовипробувач – комплект випробувальних інструментів (КВІ) для визначення пластового тиску, дебіту, температури, відбору проб флюїду з попередньо ізольованих інтервалів свердловин.

Поклад газу (метану) вугільних родовищ – одиничне природне скупчення газу (метану) вугільних родовищ у надрах.

Порушений вуглепородний масив – вуглепородний масив, розвантажений від напруженого стану внаслідок геодинамічного та дренажного впливу вугледобувних гірничих виробок.

Природна газоносність – загальний об'єм газу, який знаходиться в одиниці об'єму або маси вугілля чи породи в природних умовах, приведений до нормальних умов (20°C ; 0,1 МПа), ($\text{м}^3/\text{т}$ вугілля або $\text{м}^3/\text{м}^3$ породи).

Резервуар газовий – об'єм надр, в межах якого існують природні або створені штучно фільтраційно-ємнісні та термобаричні умови для накопичення і переміщення газу (метану) вугільних родовищ при розробці.

Самостійний видобуток газу (метану) вугільних родовищ – примусове вилучення вільного і адсорбованого газу (метану) вугільних родовищ із вугільних пластів та вуглевміщуючих порід вуглегазоносною ділянки надр для подальшої реалізації як товарної продукції, не пов'язане із забезпеченням промислової і екологічної безпеки видобутку вугілля.

Сорбент газу (метану) вугільних родовищ – вугільний пласт, товща або масив пористої, тріщинуватої гірської породи, здатної завдяки своїм

сорбційним властивостям поглинати і накопичувати газ (метан) вугільних родовищ.

Сорбований газ – газ вугільних пластів та вміщуючих порід, що утримується в них унаслідок адсорбції чи абсорбції.

Супутний видобуток газу (метану) вугільних родовищ – примусове вилучення газу (метану) з вугільних пластів і вуглевміщуючих порід вуглегазоносною ділянкою надр для забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку.

Суфляр – виділення газу у гірничі виробки із тріщин або шпурів з дебітом понад $1\text{ м}^3/\text{хв}$ на ділянці гірничої виробки довжиною менше 20 м. Розрізняють суфляри, що приурочені до природних та експлуатаційних тріщин.

Устя свердловини – обладнання верхньої (наземної) частини ствола свердловини.

Фільтр – інтервал експлуатаційної колони з отворами, які забезпечують сполучення пласта зі свердловиною.

5. Загальні відомості про газ (метан) вугільних родовищ

Геологічні основи методики вивчення газонасності вугільних пластів та пластів уміщуючих порід.

5.1. Компонентний склад і природа газів вугільних родовищ

Основними компонентами вугільних газів вугленосних товщ в зоні метанових газів є метан, азот і вуглекислий газ; у вигляді домішок встановлені важкі вуглеводні, водень, сірководень, рідкісні, радіоактивні та інертні гази – аргон, гелій, криптон, ксенон, радон. Співвідношення газів змінюється в залежності від глибини, геологічної будови, структурно-тектонічних особливостей вугільного родовища та від впливом гірничих робіт. Метан і його гомологи утворюються переважно під час геліфікації рослинної речовини на перших стадіях метаморфізму рослинної органічної

речовини вуглепородних товщ. Вміст метану у вугільних газах як вугільних пластів, так і пісковиків змінюється від 0 до 100 % і закономірно зростає із глибиною.

Метан є головним вибухонебезпечним компонентом природних газів вугільних пластів. При сполученні з повітрям метан утворює суміші: горючі – при вмісті в них метану до 5-6 % і понад 14-16 % і вибухові – при вмісті від 5 до 16 % (максимальна сила вибуху досягається при вмісті метану 9,5 %). Температура загорання метану знаходиться в межах 670-750°C.

Важкі вуглеводні в складі природних газів вугільних пластів представлені, в основному, етаном та пропаном, рідше бутаном. Домішки інших важких вуглеводнів у складі вугільних газів у малих кількостях (тисячні долі відсотка) відмічаються майже повсюди, але визначаються лише при спеціальних дослідженнях, тому їх розповсюдження майже не вивчено. Максимум їхнього вмісту пов'язаний з жирним і коксовим вугіллям. Чітко виявлений зв'язок етано- та пропановості з метаморфізмом вугільних пластів.

Як правило, важкі вуглеводні супроводжують флексури, де їхній вміст досягає 10 % і більше. У пісковиках в зонах флексур та тектонічних порушень у вугленосних товщах відмічаються навіть легкі фракції нафти.

Азот постійно присутній у складі газів вугільних родовищ і вміст його змінюється в широких межах – від декількох відсотків до 90-95 % (у приповерхневій зоні та зоні метаморфогенної дегазифікації). Кількість азоту у складі газів вугільних пластів закономірно зменшується з глибиною. Нижче верхньої межі зони метанових газів його вміст в середньому не перевищує 5 %.

Азот у вугільних пластах в зоні метанових газів розглядається як захоронений компонент давньої атмосфери, що не є результатом метаморфогенних (біохімічних) процесів.

Вуглекислий газ постійно присутній в газах вугленосних відкладів в кількостях від часток відсотка до 3 %, вище верхньої межі метанових газів кількість його складає до 80 %.

Із збільшенням глибини залягання вугільних пластів вміст CO_2 зменшується. Вуглекислий газ, головним чином, є продуктом окиснювальних процесів в зоні обміну. Підвищена кількість вуглекислого газу характерна для зон впливу гірничих виробок, а також в зонах метаморфогенної деметанізації (у суперантрацитах), при відробці яких визначається вуглекислотозбагаченість гірничих виробок.

Водень присутній у більшості газових проб вугільних пластів в десятих-сотих долях відсотка. Його походження пов'язане з біохімічними процесами перетворення органічної речовини у вугіллі, з метаморфізмом вугілля та з проникненням із магматичних вогнищ (ювенільний). Інколи кількість водню в пробах газу різко збільшувалась (раніше такі проби відбраковувались). Аналіз складу газів, відібраних у різних структурно-тектонічних умовах показав, що в зонах тектонічних порушень кількість водню може збільшуватись до 5 %. Як правило, вміст водню корелюється з інертними газами.

Гелій у газовій суміші вугільних пластів Донбасу і Львівсько-Волинського басейну є мікродомішкою. Його середні концентрації у вугільних (сорбованих) газах не перевищують 0,05 %. Для скупчень вільного газу вони коливаються в межах 0,1-0,3 %, для водорозчинених газів – 0,1-0,9 %. Генезис гелію у вугільних газах пов'язують з радіоактивним розпадом. Інколи тектонічні порушення трасуються підвищеним вмістом гелію.

Вуглекислий газ зустрічається рідко, а його походження не з'ясоване. Сірководень виявляють рідко (в кількостях 0,4-1,0 %). Він утворюється внаслідок реакції взаємодії сульфатних вод з метаном, можливо, при участі бактерій. Його утворення могло проходити в значних об'ємах при формуванні вугілля, проте через підвищену розчинність у воді його вміст у вугільних газах незначний.

Рідкісні гази (аргон, криптон, ксенон) зустрічаються, як правило, в сумішах з азотом, за кількістю відповідають вмісту у повітрі, що підтверджує атмосферне походження цих газів.

Метан являється основним компонентом.

Початковий етап метаморфізму вугілля (марки Б, Д) відзначається інтенсивним утворенням вуглекислого газу та менш значною генерацією метану. Середня стадія метаморфізму (формування вугілля марок Г-ПС) характеризується значним виділенням метану та максимальною генерацією важких вуглеводнів. Етапові, пов'язаному з формуванням високометаморфізованого вугілля, характерна активна генерація метану і, можливо, водню за повної відсутності важких вуглеводневих газів. На заключній стадії метаморфізму вугілля (антрацити і вище) у складі генерованих газів переважають водень і вуглекислий газ за підпорядкованої ролі метану. Близькість компонентного та ізотопного складу вуглеводневих газів вугілля та вуглевмісних порід дозволяє говорити про їх генетичну спорідненість. Сучасна газоносність вугленосних товщ значною мірою визначалась просторовим перерозподілом вуглеметаморфогенних газів, включно з газами, що мігрували з глибинних горизонтів вугільних басейнів та родовищ.

5.2. Форми знаходження газів у вугільних пластах та вміщуючих породах

Природні гази вугленосних товщ знаходяться в сорбованому, вільному та водорозчинному стані, а також у твердих розчинах. Переважаючою формою знаходження метану у вугіллі є його сорбований стан. У вугільних пластах, які складають всього декілька відсотків від складу вугленосних товщ, в сорбованій формі перебуває майже половина загальної кількості метану та інших вуглеводневих газів. В породах з низьким вмістом органічної речовини основна маса газів знаходиться у вільній фазі (в порах, пустотах, тріщинах), або ж у розчиненому стані (в пластових та порових

водах). При низьких температурах можливе існування метану і його гомологів у твердому розчині.

Фазовий стан газів у вугленосній товщі залежить від літологічного складу, колекторських та сорбційних властивостей порід, а також геологічних, гідрогеологічних та термобаричних умов залягання. За формою знаходження газів у вугільних родовищах виділяються колектори двох типів – колектори сорбованих газів та колектори вільних і розчинених газів.

Найбільш потужними колекторами сорбованих газів є вугільні пласти та вуглисті породи з відносно високим вмістом (понад 30 %) розсіяної вуглистої речовини, які за своєю природою є одночасно як генераторами, так і акумуляторами газів.

Вугілля – природний сорбент, який характеризується високою сорбційною здатністю (сорбцією). Поняття сорбції об'єднує декілька її видів – адсорбцію, абсорбцію та хемосорбцію. Адсорбція і абсорбція в системі «метан–вугілля» проявляються сумісно, вони плавно переходять одна в одну. Заповнення поверхні сорбенту молекулами метану супроводжується наростанням сил відштовхування їх від поверхні, поки обидва процеси не набудуть однакової швидкості і не настане сорбційна рівновага. Хемосорбція в природній системі «метан–вугілля» досить обмежена і недостатньо вивчена. Газоємність вугілля контролюється законами сорбції. Сорбційність газів зростає в ряді He , H_2 , N_2 , Ar , CH_4 , CO_2 , важкі вуглеводні. Основними факторами, які визначають метаноємність органічної речовини, що входить до складу вугільних пластів та вміщуючих порід, є:

- тиск газу (при збільшенні тиску зростає сорбція та компресія вільної фази);
- температура, при зростанні якої сорбція знижується;
- волога (також знижує сорбцію);
- петрографічний склад вугілля.

Сорбційна метаноемність вугілля в широкому діапазоні температур та тисків зростає з підвищенням ступеня їх регіонального метаморфізму і досягає максимуму в антрацитах.

Сорбційна здатність вугілля, залежить від його властивостей та умов залягання вугільного пласта, термодинамічних параметрів, зумовлених умовами накопичення, збереження і перетворення органічної речовини у викопне вугілля.

Метан у вільному стані у вугільних пластах і в породах займає поровий простір (гранулярний і тріщинний). Його кількість зростає із збільшенням пористості, глибини та тиску і зменшується з підвищенням температури. Якщо пори і тріщини заповнені водою, то вміст в них метану відповідно нижчий. В породах з низьким вмістом органічної речовини основна маса газів знаходиться у вільній фазі (в порах, порожнинах, тріщинах) або ж в розчиненому стані (в пластових та порових водах).

Гази в товщах вуглевміщуючих порід за умовами їх захоронення та переміщення поділяються на наступні види:

Розсіяні малорухливі гази порід. Вони характеризуються пониженими фільтраційними характеристиками, які замкнені (оклюдовані) у відносно ізольованих порах у вільному і розчинному стані, а також гази, сорбовані органічною розсіяною речовиною та мінеральною речовиною порід. Ступінь рухливості цих газів 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 шахтах, внаслідок утворення техногенних тріщин відбувається повільне та тривале газовиділення у гірничі виробки.

Скупчення рухливих вільних газів, які заповнюють тріщини, порожнини та відкриту порову ємність порід в газових пастках. Рухливість цих газів визначається наявністю шляхів міграції (відкритою пористістю і тріщинуватістю, розривними порушеннями, свердловинами, гірничими виробками). Об'єми скупчених газів можуть коливатися в широких межах.

При розкритті гірничими виробками, свердловинами або техногенними тріщинами локальних тріщинуватих зон та окремих замкнених порожнин відбуваються короточасні виділення газів. Із колекторів (пісковиків) з високою ємністю, значних тріщинуватих зон, приурочених до розривних та плікативних порушень, газ може виділятися в кількості сотень та тисяч метрів кубічних.

Вільний газ у скупченнях (покладах) звичайно знаходиться у рівновазі з розчиненими газами пластових чи пластово-тріщинних вод. Він характеризується відповідними параметрами: пластовим тиском, хімічним складом, який різко відрізняється від складу розчиненого газу, дебітом та об'ємом.

Скупчення розчиненого газу в пластових та пластово-тріщинних водах, що циркулюють в порових та тріщинних колекторах характеризуються величиною газового фактору (питомою газонасиченістю), тиском насичення пластових вод, хімічним складом, відмінним від складу сорбованих та вільних газів.

Сорбційна здатність вуглевмісних порід на два порядки нижча газоємності вугілля, тому вважається, що породи практично не містять газу в сорбованому стані. Якщо в породах міститься розсіяна вуглиста речовина, то їх сорбційна здатність відповідно зростає.

Формуванню скупчень вільних газів у вугленосних товщах сприяють наступні фактори:

- перевищення пружності розчинених газів над пластовим тиском вод;
- внутрішньоформаційна (внутрішньопластова та міжпластова) міграція газів із колекторів сорбованих газів в колектори розчинених та вільних газів;
- наявність газових пасток, в яких відбувається відокремлення від води вільного газу і його накопичення.

Газ у вміщуючих породах мігрує до зустрічі з пасткою, здатною його накопичувати та утримувати. При відсутності пастки газ мігрує до денної поверхні. У таких випадках відбувається природна дегазація вугільних

родовищ. Виділяються три обов'язкових компоненти пастки: колектор; покришка–флюїдоупор (екран чи екрануючий ефект); геологічні умови (структурно-тектонічні, стратиграфічні, літологічні та гідродинамічні). Колектор в парі з покришкою є резервуаром.

Накопичення вільних газів залежить від ємнісних (загальної, ефективної та відкритої пористості, пустотності, тріщинуватості) та фільтраційних (загальної і фазової газоносності, газо- і водонасиченості) властивостей порід. Покришками є породи, практично непроникні чи з пониженою газопроникністю, пов'язаною з розмірами, структурою порового чи тріщинного простору. Їх екрануюча здатність залежить від літологічного складу, товщини і витриманості порід по площі. Кращими покришками у вугленосній товщі є глинисті сланці, вугільні пласти, не тріщинуваті аргіліти і алевроліти, за умови високої літофікації порід покришками можуть бути і тонкозернисті пісковики.

За особливостями геологічних умов, необхідних для формування накопичень вільних газів у вугленосних товщах, виділяють наступні види пасток:

- стратиграфічні пастки, утворені колекторами, які екрануються покришками, що залягають неузгоджено. Вони можуть зустрічатись на виходах вуглевмісних порід під молоді відклади, що їх перекривають;
- літологічні пастки, утворені при виклинюванні колектора чи його фаціальному заміщенні;
- структурні пастки представлені антиклінальними типами резервуару (колектора з покришкою): склепінне подібними підняттями, куполами, виступами, брахіантиклінальними складками.

На монокліналях можуть бути літологічні, стратиграфічні і структурні пастки за наявності поперечних деформацій резервуарів у вигляді флексур, терас, структурних носів;

- структурно-тектонічні пастки утворюються в межах складок, розірваних диз'юнктивами, коли по площі змішувача стикуються пласт-колектор і газонепроникний пласт;
- гідродинамічні пастки утворюються при зміні крупнопорової структури колектора на тонкопорову капілярну, що й створює екрануючий ефект за рахунок капілярного тиску;
- тектонічні пастки диз'юнктивних зон, резервуарами яких служать масиви тріщинуватих порід та дроблені зони розривних порушень, які знаходяться в погано проникних товщах. Такі колектори утворюють газові пастки в наступних випадках: при антиклінальному згині чи склепінній морфології тріщинуватих зон або ж зон дроблення; при стикуванні тріщинуватих зон або зон дроблення давнього диз'юнктиву з газонепроникним масивом порід в результаті зміщення по площі молодшого розриву; при виклинюванні тріщинуватих зон в зв'язку з затуханням розривів і переходом їх у флексури; при пережимах і цементації тріщин;
- техногенні газові пастки утворюються в процесі розробки вугільних пластів, вони приурочені до старих виробок і тріщинуватих розущільнених зон обрушення при підробці вуглевмісних порід.

Першочерговим завданням вивчення газоносності вуглевмісних порід при пошуках і розвідці вугільних родовищ є виявлення сприятливих геолого-структурних умов для утворення газових пасток і накопичення в них вільного метану та встановлення площ їх розвитку.

5.3. Міграція газів і газова зональність

Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів в процесі метаморфізму вугілля і виділенням їх з вугленосної товщі за рахунок міграції до поверхні. Поряд з цим процесом наявний зустрічний рух атмосферних газів у глибину. Таке переміщення газів приводить до закономірного перерозподілу атмосферних і метаморфогенних газів, що проявився у вигляді газової зональності.

У вугленосній товщі виділяється п'ять газових зон (табл. 5.1.). Газові зони по вертикалі поступово змінюють одна одну.

Таблиця 5.1. Газова зональність вугільних родовищ

Газова зона		Характеристика газових зон	Вміст окремих газових компонентів, %		
			CH ₄	N ₂ ,	CO ₂
Газового вивітрювання	азотно-вуглекисла*	повітряно-хімічна	0	20	80
	вуглекисло-азотна	повітряно-хімічна	сліди	80	20
	метано-азотна	повітряно-метаморфічна	20	80	сліди
	азотно-метанова	повітряно-метаморфічна	<80	>20	сліди
Метанова		повітряно-метаморфічна	>80	<20	сліди

Примітка - *у назві зони компонент, що переважає, ставиться останнім.

Кожна газова зона характеризується певним співвідношенням вмістів основних газових компонентів – метану, азоту та вуглекислого газу. Ближче до денної поверхні розвиваються зони, які обумовлюються газовим вивітрюванням та дегазифікацією. У цих зонах пласти вугілля та вугленосні відклади збагачені вуглекислим газом та азотом і бідні на метан. По мірі занурення вугленосних відкладів вміст метану зростає, а в метановій зоні він переважає. Глибина поширення зон залежить від ступеню катагенеза порід, літологічного складу порід та геологічної будови родовища (структури, тектоніки, кута падіння).

Сучасна природна метаноносність вугільних пластів є залишковою. Значна частина метану, що утворився, головним чином, на ранніх стадіях формування вугільного родовища, не зберігається. Потужність окремих газових зон по вертикалі може складати десятки і навіть сотні метрів.

До складу азотно-вуглекислої та вуглекисло-азотної зон входять два основних компоненти – вуглекислий газ і азот, вміст яких змінюється в межах від 20 до 80 %. Метан виявляється в поодиноких пробах, кількість

його не перевищує 10 %. Глибина поширення газів цих зон простежується до 30-60 м.

Вміст вуглекислого газу спочатку зростає, а потім зменшується. З глибиною зростає процентний вміст азоту і важких вуглеводнів. Зменшення вмісту вуглекислого газу з глибиною призводить до того, що основним компонентом стає азот і зона вуглекисло-азотних газів повітряно-хімічного походження змінюється зоною метано-азотних газів повітряно-метаморфічного походження. Гази цієї зони характеризуються таким складом: азоту – до 80 %, метану – від 0 до 20 %, важких вуглеводнів – від 0,6 до 2,0 %. У верхній частині зони вміст азоту з глибиною зростає за рахунок зменшення кількості вуглекислого газу. У нижній частині зони абсолютний вміст азоту знижується, з глибиною зростає кількість метану, що і призводить до утворення азотно-метанових газів. У зоні азотно-метанових газів вміст метану досягає 80 %, азоту – від 0 до 20 %, важких вуглеводнів – від 0,3 до 0,8 %.

Ця зона по вертикалі змінюється від трьох десятків метрів в районах похилих пластів до сотень метрів при крутих падіннях.

Зміни складу газів в межах азотно-метанової зони характеризуються зменшенням кількості азоту та збільшенням вмісту метану з глибиною, що приводить до утворення зони метанових газів.

У зоні метанових газів вміст метану перевищує 80 % і на великих глибинах практично весь газ представлений метаном з незначною домішкою вуглекислого газу, азоту і рідкісних газів.

Нижня границя зони метанових газів опускається разом з вугленосними відкладами. Кількість метану у вугільних пластах на сучасних глибинах їх розробки зростає із зануренням на глибину. Максимальна метаносність складає 20-25 м³/т.с.б.м. для слабо-середньометаморфізованого вугілля і до 35-45 м³/т.с.б.м. – для антрацитів.

Із заглибленням в зону метанових газів вміст вуглекислого газу та азоту з рідкісними газами знижуються до слідів і відзначається поява важких вуглеводнів, загальний вміст яких на великих глибинах не перевищує 5-10 %.

Вугільні пласти, що залягають серед слабозцементованих і добре проникних порід (пісковики, тріщинуваті вапняки та ін.), піддаються глибшій дегазації, ніж пласти, які пов'язані з комплексом глинистих порід, тому за простяганням вони можуть характеризуватися різноманітною газоносністю.

У районах сильно метаморфізованих відкладів не тріщинуваті вміщуючі породи практично не впливають на процеси дегазації, тому що газопроникність їх незначна порівняно з вугіллям. Породи з підвищеними колекторськими властивостями за наявності газонепроникного екрану можуть бути колекторами газу.

Перекриваючі відклади залежно від потужності, літологічного складу, фаціальної витриманості та часу накопичення по-різному впливають на розподіл газу у вугленосній товщі. Газонепроникні відклади, що перекривають вугленосну товщу (покришки), утруднюють деметанізацію родовища, оскільки родовища закритого типу, як правило, мають за інших рівних умов вищу газоносність, ніж відкриті. При цьому міграція метану з вугільних пластів нерідко приводить до значних скупчень його у вільній фазі безпосередньо під покривними відкладами.

Метаморфізм вугілля є одним з основних факторів, які визначають сучасну газоносність вугільних пластів. Із зростанням метаморфізму вугілля його сорбційна газоємність безперервно зростає і досягає максимальних значень на стадії слабометаморфізованих антрацитів, а після різко зменшується у високометаморфізованих антрацитах.

Крім того, метаморфізм вугілля визначає інтенсивність розвитку тріщин кліважу, а звідси і газопроникність вугілля. Найбільшою тріщинуватістю характеризується вугілля середньої стадії метаморфізму, первинна тріщинуватість у вугіллі вищої та нижчої стадій метаморфізму

менша. Тому міграція газів відбувається інтенсивніше у вугільних пластах, які складені вугіллям марок Ж, К і ПС.

За наявними даними метаноносність вугілля зростає зі збільшенням вмісту в ньому фюзиніту. Зростання числа тріщин у вугіллі спостерігається по мірі збільшення вмісту мікрокомпонентів групи вітриніту, що підвищує його газопроникність.

На сучасному технічному і технологічному рівні супутній видобуток газу (метану) вугільних родовищ здійснюється шляхом дегазації вугільних пластів, вміщуючих порід та підземних порожнин з метою забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку на всіх стадіях геологорозвідувального процесу, у тому числі:

- вилучення метану через свердловини, пробурені з поверхні, в зонах ведення гірничих робіт і на резервних ділянках у режимі попередньої та завчасної дегазації;
- вилучення метану засобами підземної дегазації, що супроводжує видобуток вугілля;
- вилучення метану під час постексплуатаційної дегазації зрушених вугільно-породних товщ.

Самостійний видобуток газу (метану) вугільних родовищ здійснюється з метою його подальшої реалізації як товарної продукції і не пов'язаний із забезпеченням промислової і екологічної безпеки видобутку вугілля.

6. Вимоги до вивчення газоносності вугільних родовищ по стадіях геолого-економічної оцінки

Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» (1997 р.) геологорозвідувальні роботи з метою підготування родовищ корисних копалин до промислової розробки проводяться за наступними напрямками: геологічне вивчення виявлених покладів вуглеводневих газів, техніко-економічне вивчення умов їхньої

експлуатації і геолого-економічна оцінка ефективності їхнього промислового використання.

Раціональне і ефективне ведення геологічного вивчення газонасності вугільних родовищ з метою пошуків та видобутку газу (метану) передбачає дотримання оптимальної послідовності виконання геологорозвідувальних робіт.

Геологорозвідувальні роботи, спрямовані на геологічне вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ у межах перспективних вугільних басейнів та родовищ, проводяться в послідовності, яка передбачена «Положенням, про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні копалини» (2000 р.). На виявлених у процесі регіональних та пошукових робіт газувугільних родовищах для визначення їх промислового значення здійснюють пошуково-оцінювальні роботи і, у разі отримання позитивних результатів, розвідувальні роботи з метою підготовки виявлених запасів газів до промислового освоєння.

Для визначення доцільності інвестування наступного етапу геологорозвідувальних робіт або будівництва газувуглевидобувного підприємства проводиться техніко-економічне вивчення досліджуваного об'єкту з метою його геолого-економічної оцінки (ГЕО). Техніко-економічне вивчення передбачає визначення із зростаючою детальністю гірничо-геологічних, технологічних та техніко-економічних характеристик вугільного метану, як корисної копалини, а також соціальних, економічних, правових та інших умов розробки його покладів та реалізації товарної продукції.

У структурі геологорозвідувального процесу по підготовці запасів газу (метану) вугільних родовищ до промислового видобутку, відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» (1997), виділяються три рівня геолого-економічних оцінок (ГЕО), що відповідають трьом рівням підготовленості запасів/ресурсів газу (метану) об'єктів геологорозвідувальних робіт до промислового використання: початкова, попередня і детальна.

Наведені вище рівні ГЕО кореспондуються з рівнями геолого-економічних оцінок об'єктів геологорозвідувальних робіт, що виділяються у класифікаціях запасів і ресурсів корисних копалин провідних гірничодобувних країн: Scoping Study – початкова, Prefeasibility Study – попередня та Feasibility Study – детальна.

Початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) проводиться для обґрунтування доцільності пошуково-розвідувальних робіт на об'єктах, перспективних щодо відкриття покладів газу. ГЕО-3 здійснюється на основі кількісної оцінки перспективних і прогнозних ресурсів метану і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінка можливостей промислового освоєння передбачуваних родовищ обґрунтовується техніко-економічними розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або технічного завдання замовника геологорозвідувальних робіт.

Попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) виконується для обґрунтування доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) метану та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 здійснюється на основі розвіданих і попередньо-розвіданих запасів, оформляється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, в тому числі дослідно-промислової розробки родовища (покладу). Оцінка ефективності інвестицій визначається з врахуванням витрат на геологорозвідувальні роботи та видобуток метану, тобто кінцевої товарної продукції вуглевидобувного підприємства. Техніко-економічні показники визначаються розрахунками з використанням отриманих вихідних даних та даних доведеної аналогії.

Детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного підприємства, що передбачається створити, і економічної доцільності інвестування робіт по його облаштуванню та видобутку метану.

ГЕО-1 здійснюється на основі встановлених запасів газу і надається у вигляді техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 мають забезпечувати прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень.

Під час геолого-економічної оцінки, крім безпосередніх визначень природної газоносності вугільних пластів кернагазонабірником, належить проводити: дослідження сорбційних властивостей вугілля в умовах, близьких до пластових, а також визначати кінетику десорбційних процесів; заміряти тиск у вугільних пластах пластовипробувачами за вдосконаленою технологією, яка враховує специфіку повільної газовіддачі пластів вугілля; вивчати ємнісні та фільтраційні властивості (проникність) вугільних пластів та породних горизонтів у природному заляганні з використанням геофізичних досліджень в свердловинах, пластовипробувачів, бурінням спеціальних куштів свердловин для проведення дослідного гідророзриву та відкачки води, визначення проникності за міжсвердловинними замірами, визначення промислових дебітів газу, коефіцієнтів його вилучення; прогнозувати і картувати тріщинуватість пластів за керном та матеріалами геофізичних досліджень в свердловинах; вивчати вуглевмісні породи як для знаходження скупчень вільних газів, що є джерелом раптового газовиділення у шахтах, так і визначення можливого їх впливу на видобуток метану з вугільних пластів; будувати карти ізопахіт вугленосних відкладів, необхідних для оцінки масштабів видобутку метану; давати прогнозну промислову оцінку метану як корисної копалини на всіх ділянках та площах, що розвідуються.

Вивчення вуглеводневих, газів як корисної копалини, та оцінку їх ресурсів (запасів) слід проводити на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт (пошукової, пошуково-оціночної, розвідки) та при освоєнні і експлуатації вугільних родовищ.

Детальність вивчення метановугільних об'єктів (перспективних площ, ділянок, шахтних полів, окремих покладів і родовищ) визначається метою геологорозвідувальних робіт на кожній стадії (етапі) з забезпеченням раціонального комплексування методів і технологічних засобів робіт в залежності від визначення та напрямку використання метану як корисної копалини та вимогами до охорони надр і навколишнього середовища. Результати робіт мають бути достатні для опрацювання проекту розробки метанового покладу або технологічної схеми дегазації вугільного родовища, яке передбачається до розробки з вилученням та використанням метану.

Перспективність промислової розробки метановугільних родовищ визначається в декілька етапів.

За результатами пошуково-оціночних робіт здійснюється прогнозна оцінка можливого промислового значення вуглеводневих газів (метану) по родовищу (шахтному полю), які вивчаються як корисна копалина та визначається спрямування їх подальшого вивчення з позицій комплексного освоєння газовугільного родовища. На цьому етапі визначаються критерії наступного етапу оцінки (проникність, газодинамічні параметри пластів, сорбційна здатність вугілля), що використовуються при геолого-промислових дослідженнях і випробуваннях розвідувальних свердловин на перспективних площах.

За результатами розвідки встановлюється технологічна можливість та доцільність вилучення газів з вуглепородного масиву, визначаються конкретні об'єкти дегазації та раціональність використання газу.

Для визначення перспективності і послідовності організації промислового видобутку метану з вугільних пластів та вміщуючих порід на полях діючих вугільних шахт і тих, що споруджуються, на вугленосних ділянках, що детально або попередньо розвідуються, а також на пошуково-оціночних вугленосних площах мають бути поставлені спеціальні роботи по довивченню газоносності (дорозвідки) з встановленням умов вилучення метану і можливостей застосування варіантів технології видобутку.

На завершальній стадії розвідувальних робіт для визначення величини та якості ресурсів і запасів метану та здійснення геолого-промислової оцінки перспективності освоєння газовугільного об'єкта (родовища) в його межах виділяються еталонні ділянки (полігони, горизонти, блоки, зони, або поверхи), де проводиться дослідно-промислова розробка (дегазація). Таких еталонних ділянок може бути декілька на площі в залежності від складності геологічної будови, особливості розповсюдження газоносності по площі, ступеню метаморфізму вугілля, фільтраційно-ємнісних властивостей порід та інших факторів. Еталонні ділянки мають характеризувати фактичну різноманітність геологічних умов досліджуваної площі (об'єкта). Коефіцієнт вилучення метану, який використовується для прогнозування обсягів його видобутку, а також дебіти видобувних свердловин для підрахунку запасів газу в межах еталонної ділянки визначаються на підставі відпрацьованої в дослідному режимі раціональної технології видобутку метану на конкретній еталонній ділянці (полігоні).

Дослідно-промислова розробка (дегазація) виконується за окремим проектом відповідно до вимог технічного регламенту «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ» (ГТР 10.1 25590072.002:2004).

Коефіцієнт вилучення газу метанових свердловин обґрунтовується порівнювальними варіантами технологічних та техніко-економічних розрахунків в ТЕО кондицій: для базового варіанту та з врахуванням можливості його підвищення на підставі одержаних позитивних результатів під час проведення дослідно-промислової розробки (дегазації).

Вимоги до вивчення покладів вільного газу (метану), що залягають у не розвантаженому від гірського тиску вуглепородному масиві, регламентуються «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», Київ, 1998.

7. Методи і технічні засоби вивчення газоносності вугілля та вміщуючих порід

Для вивчення характеру газової зональності у розрізі вуглепородної товщі, а також картування поверхні зони метанових газів застосовуються методи визначення якісного складу газу (метану) вугільних родовищ в лабораторних умовах у пробах вугілля та вміщуючих порід, відібраних на місці залягання.

Для визначення кількісних показників газоносності в межах метанової зони, що характеризується підвищеним газовим тиском, застосовуються методи прямого і опосередкованого визначення природної газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід на місці залягання.

7.1. Вивчення якісного складу газу (метану) вугільних родовищ із застосуванням герметичних стаканів

7.1.1. Герметичні стакани для герметизації породно-газових проб, що відбираються по свердловинах і в підземних гірничих виробках під час проведення газових зйомок, поділяються на такі типи (рис. 7.1.): СГ-60 та СГ-58-8 (для відбору проб керна); СШ-1 (для відбору проб в гірничих виробках); СБР-1 (для подрібнення породно-газових проб).

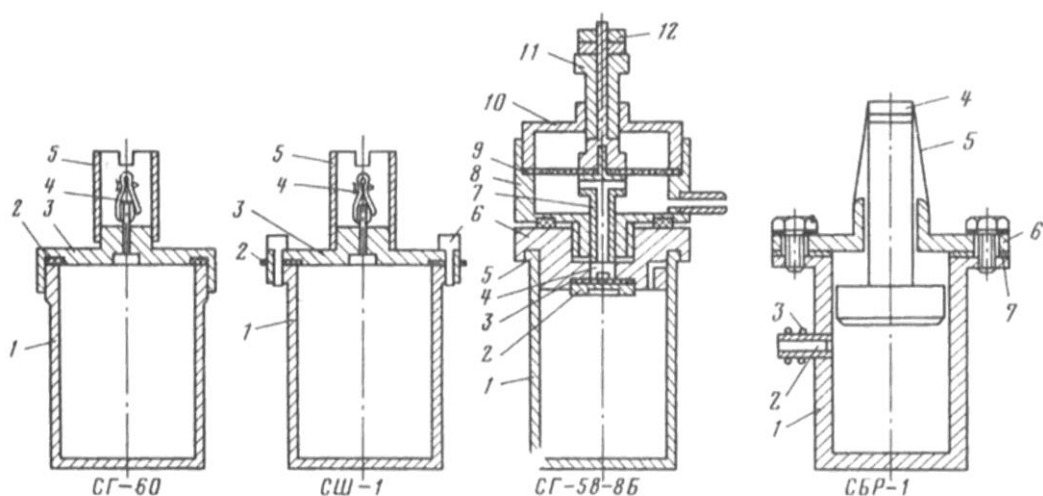


Рис. 7.1. Типи герметичних стаканів

Проби у герметичні стакани відбирають негайно після вилучення керна з колонкової труби, без очистки його від промивальної рідини та геологічного вивчення. Стакан завантажують максимально великим зразком породи масою 500-700 г. У герметичні стакани типів СГ-60 і СШ-1 проби відбирають наступним чином. Зразок породи поміщають у стакан 1 з кришкою 3 і прокладкою 2. Гумову трубку 4 на патрубку кришки заздалегідь перекривають, накручують запобіжний ковпачок 5. Остаточна герметизація проби в стакані досягається щільним закручуванням кришки накидними ключами (СГ-60) або закручуванням гвинтів (СШ-1).

Для запобігання потраплянню повітря у вільний простір, що не заповнюється породою, застосовуються герметичні стакани типу СГ-58-8. У заповнений водою металевий стакан поміщають свіжо відібрану пробу керна, яку герметично закривають кришкою 6 із закрученою в неї гайкою 2, що затискує гумову прокладку 3. Надлишкова вода при закручуванні кришки накидними ключами виходить через Г-подібний отвір. У лабораторії дегазація стакана досягається з допомогою вентиля 8, у направляючий шток 7 якого вставляється різець 4 для прорізки герметизуючої гумової прокладки 3.

Для видалення залишкового газу із замкнутих пор і тріщин дегазовані проби перекладаються з герметичних стаканів або кернаприймальників у стакани типу СБР-1. Пробу в стакані герметизують кришкою 5 із закріпленням на ній гумовим чохлом з гумовою прокладкою і гвинтами. Герметизовані проби піддають подрібненню під пресом і дегазують шляхом нагрівання і вакуумування. Проби газу аналізують в лабораторії.

7.1.2. Для вилучення газу із герметичних стаканів застосовується термовакuumна установка (рис. 7.2.), що складається з вимірювальної бюретки 12 місткістю 0,5 л, зрівнювальної посудини 10, вакуумметра 6, пляшки для відбору газу 8, зануреної в посудину 9 з 20% розчином кухонної солі, гумових шлангів 5, на яких встановлені затискачі 3, 4, 11 та триходовий кран 7.

Для відбору вільного газу, що виділяється при кімнатній температурі і атмосферному тиску, зрівнювальна посудина піднімається вгору, вимірювальна бюретка 12 і шланг, що веде до затискача 3 або 4, заповнюються розсолем, закривається затискач 11; зрівнювальна посудина опускається вниз, вимірювальна бюретка з'єднується краном з герметичними стаканами 1 та 2, відкривається затискач 3 або 4 і газ під тиском надходить у вимірювальну бюретку і витісняє з неї розсіл в зрівнювальну посудину.

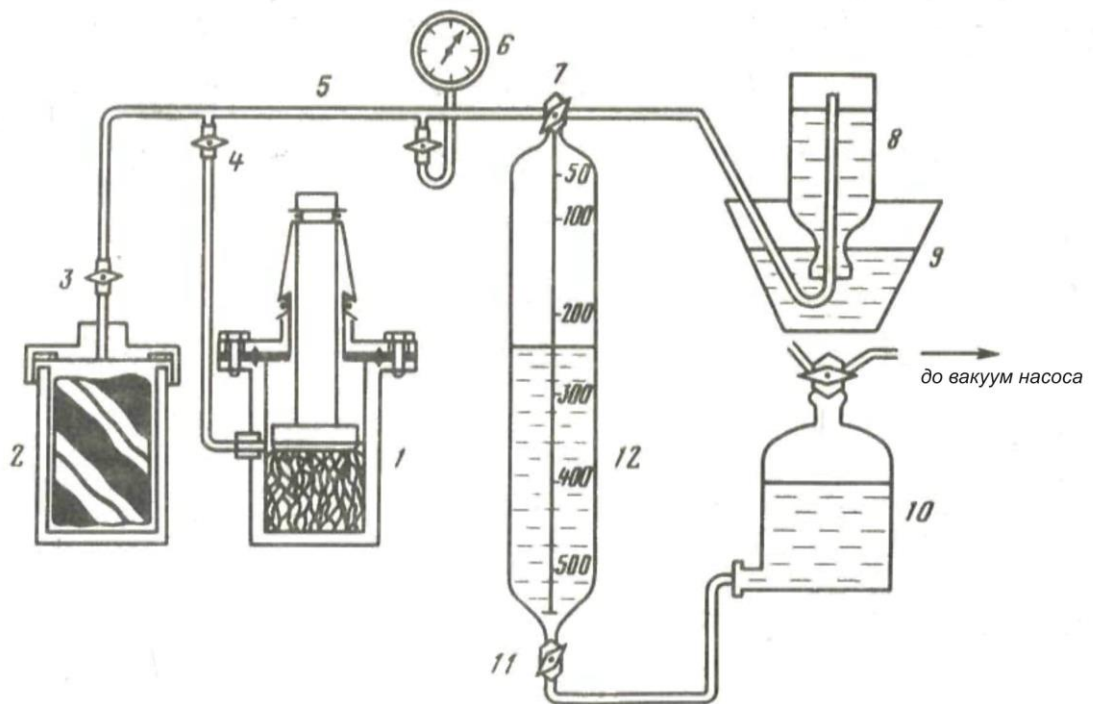


Рис. 7.2. Установка для дегазації проб з герметичних стаканів

1, 2 - герметичний стакан, 3, 4, 11 - затискачі, 5 - гумові шланги, 6 - вакуумметр, 7 - триходовий кран, 8 - пляшка для відбору газу, 9 - посудина, 10 - зрівнювальна посудина, 12 - вимірювальна бюретка.

Після закінчення вільної газовіддачі кран 7 перекривається, рівень рідини у вимірювальній бюретці і зрівнювальній посудині встановлюють на однаковій висоті, після чого заміряють об'єм газу, потім зрівнювальну посудину піднімають догори і газ переводиться в пляшку 8.

Для додаткового вилучення газу при нагріванні під вакуумом герметичний стакан поміщається в нагрівальну ванну з киплячою водою. Заповнена розсолем вимірювальна бюретка з'єднується краном 7 з

герметичним стаканом, в зрівнювальній посудині вакуумним насосом створюється розрідження, величина якого фіксується по вакуумметру. Після створення розрідження в 0,002 МПа пробу витримують під вакуумом 2-3 години, потім затискач 3 перекривається, проводиться вимір обсягу газу і газ переводиться в пляшку 8. Дегазація керна проводиться до того часу, поки об'єм газу, що вилучається за одну відкачку, не стане меншим від 3-5 см³. Після цього затискач 3 перекривається, стакан із створеним в ньому розрідженням виймається з ванни і його залишають на 10-12 годин при кімнатній температурі.

Потім проба піддається повторній дегазації. Якщо через 10-12 годин після чергової дегазації обсяг вилученого газу не перевищуватиме 5 % від загальної кількості раніше вилученого газу, дегазація нероздробленого керна вважається завершеною. В охолоджений до кімнатної температури стакан із дегазованим керном впускають повітря з вимірювальної бюретки і заміряють величину вільного простору стакану.

7.1.3. Розрахунок вмісту газу в пробі, яка відібрана у герметичний посуд, здійснюється у такій послідовності.

Розраховуються об'єми компонентів суміші (см³) за об'ємом газу і за даними аналізу:

$$V_k = V_{a_k} / 100 ,$$

де a_k – вміст компонента в вилученому газі, %.

Розрахунок перевіряється за сумою об'ємів компонентів, який повинен бути рівним об'єму V газу (см³)

$$V_{O_2} + V_{CO_2} + \dots + V_{N_2} = V .$$

Визначається кількість азоту, що потрапив в вакуумний посуд разом з повітрям $V_{N_2}^n$:

а) по вільному простору герметичної посудини

$$V_{N_2}^n = (V_{св} * 79) / 100 ,$$

де $V_{\text{св}}$ – обсяг вільного простору герметичної посудини, см^3 ; 79 – вміст азоту в повітрі, %;

б) за обсягом кисню в газі з герметичної посудини

$$V_{\text{N}_2}^{\text{п}} = V_{\text{O}_2} * 3,8 ,$$

де 3,8 – відношення азоту до кисню в атмосфері.

Визначається кількість азоту (см^3), вилученого з проби, як різниця між об'ємами всього азоту та атмосферного азоту:

$$V_{\text{N}_2}^{\text{пр}} = V_{\text{N}_2} - V_{\text{N}_2}^{\text{п}} .$$

Об'єм повітряного азоту приймається: за розрахунком, виходячи з вільного простору посудини в разі малого вмісту метану (менше 50 %), і за розрахунком, виходячи з об'єму кисню, при наявності високого вмісту метану (більше 50 %).

Обчислюється кількість газу (см^3), вилученого з проби, без урахування об'єму кисню (гази вугільних родовищ не містять кисню) і атмосферного азоту:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{об}} - V_{\text{O}_2} - V_{\text{N}_2} .$$

Розраховується вміст газових компонентів (%) в вилученому з проби газу по відношенню:

$$b_{\text{к}} = V_{\text{к}} * 100 / V_{\text{пр}} .$$

Визначається залишкова метанонасність проби $M_{\text{зал}}$ за об'ємом метану, приведенного до нормальних умов (760 мм рт. ст. і 0°C):

$$V_{\text{CH}_4}^0 = V_{\text{CH}_4} K ,$$

де V_{CH_4} – об'єм метану, вилученого з проби при кімнатній температурі і тиску, см^3 ; K – коефіцієнт перерахунку для приведення газу до нормальних умов.

$$M_{\text{зал}} = V_{\text{CH}_4}^0 / P ,$$

де P – маса проби, г.

Після проведення технічного аналізу проби розглядається залишковий метановміст на 1 г горючої маси:

$$M_{\text{зал.г.м}} = V_{\text{CH}_4}^0 / P_{\text{г.м}},$$

де $P_{\text{г.м}}$ – маса горючої маси проби (г), що визначається за формулою:

$$P_{\text{г.м}} = P \frac{100 - (A^d + W^a)}{100},$$

де A^d і W^a – відповідно, зольність і вологість проби, %.

Газова зона, в якій відібрана проба, встановлюється по співвідношенню газових компонентів в вилученому з проби газі (табл. 5.1.). Результати розрахунків заносяться в спеціальний журнал.

7.2. Визначення газоносності із застосуванням герметичних кернагазонабірників

Методи призначені для визначення вмісту газу, сорбованого вугільною речовиною вугільних пластів та прошарків, вугільних включень і розсіяною вугільною речовиною, а також розсіяного вільного і розчиненого газу, присутнього в порах маловуглистих або практично неуглистих порід.

Методи ґрунтуються на відборі породно-газових проб із застосуванням герметичного кернагазонабірника, який дозволяє здійснювати опробування пластів вугілля на вибоях свердловин діаметром понад 76 мм до глибини 2000 м при виході керна не менше 80 %.

Ці методи є найбільш представницькими для визначення газоносності вугільних пластів під час ведення геологорозвідувальних робіт.

7.2.1. Герметичні кернагазонабірники 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, а також в сорбованому стані у вугільному пласті, пропластках і вміщуючих породах, у процесі буріння; гарантувати герметичність проби при підйомі, транспортуванні та дегазації;

працювати в розвідувальних свердловинах діаметром 76 і 92 мм з виходом і поглинанням промивної рідини; забезпечувати вихід керна по вугіллю і породі не менше 80 %; бурити по вугіллю, прошарках і породі з самонастроюванням на вибої.

У прилад не повинні потрапляти промивальна рідина і газ, що виділяється з неї. Керн має підніматися стовпчиком, крім найбільш слабких різновидів вугілля. Діаметр керну має бути найбільшим для даного діаметру буріння і керн має щільно прилягати до приймальної коронки. Швидкість буріння має бути найбільшою, але не менше 10 см/хв при бурінні по вугіллю і не менше 5 см/хв – по породі. Швидкість промивання має бути мінімально допустимою (порядку 80 л/хв). Довжина керноприймальної і газозбірної частин має легко змінюватися шляхом заміни керноприймальної і газозбірної труб. Довжина керноприймальної частини має складати 1-1,5 м. Нижня частина приладу з керном має герметизуватися на вибої; герметизація газозбірної частини може проводитись на поверхні, якщо в конструкції приладу передбачений водяний затвор. Керноприймальник має бути повністю заповнений вугіллям або породою, допускається наявність залитої перед спуском чистої води або розчину кухонної солі. У процесі буріння і підйому газ, що виділяється з керна, повинен безперешкодно проходити в газозбірник. Герметичність приладу має надійно перевірятися в польових і лабораторних умовах. У приборі не повинно бути деталей з кольорових металів і сплавів, реагуючих з газами або промивальною рідиною. Керногазонабірник повинен працювати у всіх свердловинах, де здійснюється перебурка кондиційних вугільних пластів подвійними колонковими трубами без проведення спеціальних заходів (зміна розчину, чистка свердловини). Спрацювання приладу має бути не менше 80 %. Тиск газу в приладі повинен замірятися після відбору проби і при надходженні її в лабораторію.

Для породно-газового опробування можуть використовуватися інші моделі керногазонабірників, що відповідають викладеним вимогам.

7.2.2. Серед існуючих герметичних керногазонабірників для вивчення газоносності вугілля більш широко застосовуються керногазонабірники ГKM. Герметичні керногазонабірники типу ГKM можуть застосовуватися в свердловинах глибиною від 100 до 2000 м і більше. При глибині свердловини до 300 м ставиться одна установча шпилька, при глибині до 600 м – дві, а при глибині більше 600 м – три або чотири.

Технічні характеристики керногазонабірників:	ГKM-73	ГKM-92
Довжина керногазонабірника, мм	1800	1900
Зовнішній діаметр, мм	73	89
Зовнішній діаметр по виступаючих твердосплавних різцях, мм	76	92
Довжина керноприймальника, мм	550	550
Діаметр отриманого керна, мм	28	35
Маса керногазонабірника, кг	45	65

Герметичні керногазонабірники ГKM (рис. 7.3.) складаються з корпусу, керноприймальника та пристрою для відводу промивальної рідини. Корпус включає бурову коронку 44, труби (нижню 39, середню 38, напівсередню 17 і верхню 12), перехідник 26, муфту 9, захисну трубу 4 і перехідник 1, з'єднаний шпилькою 2 з опорою 3.

Керноприймальник складається з нижнього клапана, керноформуючої коронки, наконечника приймальної труби 43, приймальника 37 з корпусом верхнього клапана 35 і головкою клапана 30, головної пружини 25, упорного диска 24, фіксатора 23. Для відводу рідини з керноприймальника використовуються ребристий шток 18, пружина штока 13 і штанга 8.

Перед збиранням керногазонабірника перевіряється придатність до використання всіх деталей приладу і, в першу чергу – наконечника приймальника, нижнього клапана і бурової коронки.

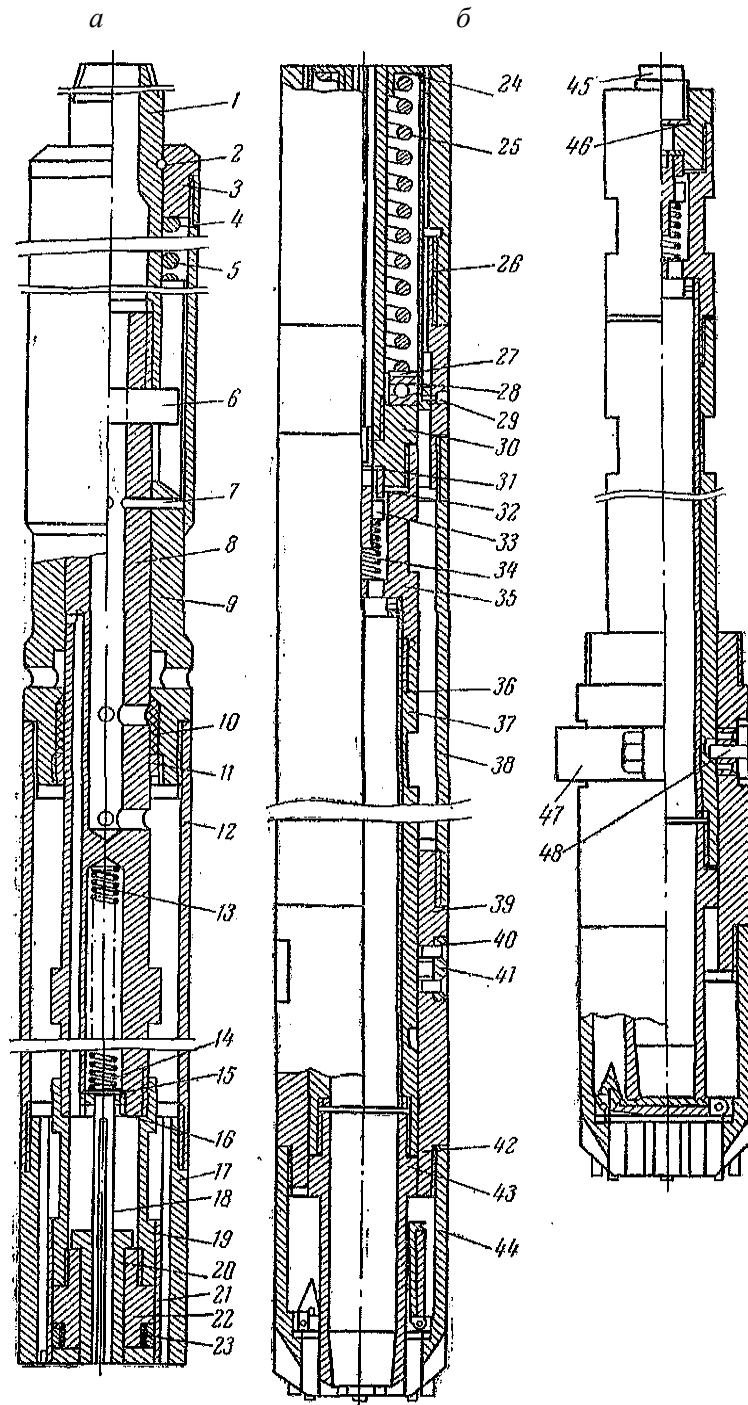


Рис. 7.3. Герметичний кернагазонабірник типу ГKM

а – кернагазонабірник; б – кернаприймальник.

1 - перехідник, 2 - шпилька, 3 - опора, 4 - труба, 5 - пружина, 6 - поводок; 7 - шпильки, 8 - штанга, 9 - муфта; 10 - сальник, 11 - гайка, 12 - труба, 13 - пружина, 14 - гвинт, 15 - шайба, 16 - гайка, 17 - труба, 18 - ребристий шток, 19 - трубка, 20 - полий шток, 21 - запобіжний кожух, 22 - з'єднувальна муфта, 23 - фіксатор, 24 - опорний диск, 25 - головна пружина, 26 - перехідник, 27 - підкладка підшипника, 28 - опорний підшипник, 29 - дві шпильки, 30 - головки клапана, 31 - прокладка, 32 - втулка, 33 - клапан, 34 - пружина, 35 - клапан, 36 - касета, 37 - приймальна трубка, 38 - труба, 39 - трубка, 40 - дві пари гвинтів, 41 - щічки, 42 - прокладка, 43 - наконечник приймальника, 44 - бурова коронка, 45 - пробка, 46 - прокладка, 47 - хомут, 48 - пара сухарів.

Якщо керногазонабірник ще не був у користуванні або в ньому була заміненна деталь, слід перевірити його роботу у зібраному вигляді. Для цього керногазонабірник стискається гідравлічними домкратами бурового верстата і по дрілометру визначається зусилля, необхідне для зрізу установчих шпильок; потім керногазонабірник піднімається за верхню його частину і перевіряється робота пружини розтискування і нижнього клапана. Після цього керногазонабірник знову стискається і визначається зусилля, при якому відбувається спрацьовування фіксатора (зусилля має бути меншим від 2000 кг). Під час кожного збирання приладу перевіряється якість сальникової набивки. У разі її ослаблення набивка ущільнюється за допомогою притискної гайки. Перевіряється герметичність верхнього клапана, усуваються задирки, виявлені на деталях, що труться.

Під час збирання керногазонабірника першим складається керноприймальник. У нижню частину головки клапана 30 вкладається прокладка 31, яка затискається втулкою 32. У верхню частину клапана 35 вставляються: пружина 34 і клапан 33, після чого головка клапана 30 з'єднується з клапаном 35 (між ними ставиться фіброва прокладка). У приймальну трубку 37 знизу вставляється касета 36 і накручується наконечник приймальника 43 з прокладкою 42. На верхній кінець трубки накручується зібраний верхній клапан. Сполучна муфта 22, опорний диск 24, головна пружина 25, підкладка підшипника 27 і опорний підшипник 28 нанижують на полий шток 20, який вкручується в головку клапана. Муфта 22 з'єднується з трубкою 19. При складанні корпусу в перехідник 26 вводиться запобіжний кожух 21, який кріпиться двома шпильками 29. Потім нижній кінець перехідника 26 з'єднується з трубою 38, в яку вкручується труба 39 (прорізи для сухарів закриваються щічками 41, закріпленими двома парами гвинтів 40).

Зібраний керноприймальник вводиться через запобіжний кожух в корпус приладу. Після того, коли опорний диск увійде в кожух, на

з'єднувальну муфту ставиться фіксатор, який стискається двома пальцями, і весь керноприймальник проштовхується далі в корпус.

На ребристому штоку 18 шайба 15 закріплюється гвинтом 14. У нижній кінець штанги 8 вводиться пружина 13 і вузол ребристого штока, який закріплюється в штанзі гайкою 16. Ребристий шток уводиться в ствол пустотілого штоку і штанга 8 вкручується в з'єднувальну трубу.

Муфта 8, в якій сальник 10 закріплений гайкою 11, з'єднується з трубою 12. Потім у муфту вставляється штанга і з'єднуються труби 12 і 17. В боковий отвір штанги 8 вставляється поводок 6; в суміщені отвори для установочних шпильок в штанзі і муфті забиваються установочні шпильки 7.

На опорі 3 накручується захисна труба 4 і на перехідник 1 нанизується пружина 5. При накручуванні перехідника на штангу стискається пружина 5. У нижній клапан запресовується свинцевий диск і клапан встановлюється на чашку клапана, на який закріплюється засувка з пружиною. Чашка клапана вводиться в бурову коронку і закріплюється в ній двома гвинтами. Притискаючи нижній клапан до стінки коронки, останню скручують з нижньою трубою 39.

Керногазонабірник опускається у свердловину на звичайних бурильних трубах. Спуск приладу виконується без різких ривків і ударів. Якщо під час спуску в свердловину керногазонабірник різко зупиниться, його слід підняти із свердловини і перевірити цілісність установчих шпильок. Спуск керногазонабірника призупиняється коли до вибою залишається 0,8-1,0 м для здійснення промивки перед вибоєм свердловини. Якщо на вибої свердловини скупчився шлам, який не розмивається, то керногазонабірник доводиться до вибою з обертанням і з тиском на буровий інструмент не більше 300-400 кгс, щоб не зрізати установчі шпильки.

Після установки керногазонабірника на вибій свердловини, з метою зрізання латунних установчих шпильок 7, на керногазонабірник створюють тиск до 1800-2000 кгс за допомогою маси бурового інструменту. Момент їх зрізання визначається по просіданню бурильних труб, а також за зміною

показників індикатора маси бурового інструмента. При цьому відбувається наступна взаємодія частин керногазонабірника: штанга 8 рухається вниз до тих пір, поки повідець 6 не досягне виступів муфти 9; з'єднувальна трубка 19 і з'єднувальна муфта 22, стискаючи головну пружину 25, подають керноприймальник на вибій свердловини. Головна пружина при стисканні тисне на керноприймальник із зусиллям 200-250 кгс. При цьому наконечник приймальної труби 43 занурюється у вугілля без обертання, випереджаючи на кілька міліметрів бурову коронку 44, що обертається. При наявності твердих включень у вугіллі наконечник керноприймальника за рахунок значного стиснення головної пружини утоплюється в порожнину бурової коронки і знаходиться в такому положенні поки різці бурової коронки не зруйнують тверде включення.

При пересуванні штанги 8 вниз ребристий шток 18, стискаючи пружину 34, відкриває верхній клапан.

У момент, коли наконечник керноприймальника упирається в твердий прошарок сильно стискається головна пружина і ребристий шток стискає пружину 13. Обертання від бурильних труб передається корпусу керногазонабірника, в той час як керноприймальник, упираючись у вибій, не обертається. Роз'єднання деталей, що обертаються, від тих, що не обертаються, здійснюється за допомогою опорного підшипника 28.

Буріння проводиться в режимі, встановленому для перебування вугільних пластів подвійними колонковими трубами. Тиск на вибій дотримується в межах 700-900 кгс. Відривати керногазонабірник від вибою у цей час забороняється.

Під час буріння вугільний керн входить до керноприймальника, витісняючи промивальну рідину в свердловину через отвір у дні корпусу клапана 35, центральний канал в головці клапана 30, пази ребристого штоку 18, отвір у штанзі 8 і через боковий отвір у муфті 9.

Для відбору проби достатньо пробурити у вугіллі 0,55 м.

Після заглиблення на 0,55 м у вугільний пласт, керногазонабірник піднімається над вибоєм свердловини на 0,8-1,0 м. При цьому відбувається відрив керна від масиву. У цей час пружини 5, 13, 25 і 34 розжимаються; ребристий шток 18 відходить догори і пружина 34 притискає шток верхнього клапана 33 до прокладки 31, закриваючи верхній клапан; муфта 9, труби: 12, 17, 38 і 39, запобіжний кожух 21 і бурова коронка 44 з нижнім клапаном віджимаються пружиною 5 донизу. У момент, коли бурова коронка 44 займає крайнє нижнє положення, нижній клапан зі свинцевим диском виходить із зачеплення з наконечником приймальної труби 43 і падає на чашку нижнього клапана під дією пружини; нижній клапан, падаючи, віджимає засувку, яка під дією пружини повертається в початкове положення і не дає можливості нижньому клапану відкритися, навіть при значному натисканні на нього знизу; фіксатор піднімається вище охоронного кожуха.

Після підняття на 0,8-1 м керногазонабірник знову опускається на вибій і на нього створюється тиск 1600-2000 кгс масою бурового інструменту та механізмом подачі верстата. Завдяки цьому досягається герметичне замикання вугільної проби в керноприймальнику. Щоб забезпечити повну впевненість у тому, що проба закрита в керноприймальнику, операції підйому керногазонабірника, його спуску на вибій і створення на нього тиску повторюються. При цьому пружини 5, 13, 25 і 34 стискаються, перехідник 1, штанга 8, сполучна труба 19, з'єднувальна муфта 22 з фіксатором 23, ребристий шток 18 і приймальна частина опускаються до впирання наконечника приймальної частини в свинцевий диск. Зусиллям, переданим через фіксатор 23 на охоронний кожух 21, зрізуються шпильки 29 і зіштовхується донизу охоронний кожух. Коли головна пружина стискається, фіксатор входить в гніздо труби 17 і фіксує незмінне положення наконечника приймальника в свинцевому диску, створюючи герметичне перекриття приймальної частини знизу.

При підйомі керногазонабірника промивальна рідина з бурових штанг витікає в свердловину через співпадаючі бокові отвори в стінках штанги 8 і муфти 9.

Після підйому керногазонабірника із свердловини з нижньої труби знімають щічки 41, в прорізи труби вставляють пару сухарів 48, що входять в кільцевий паз на приймальній трубі, і затискають їх хомутом 47. Це дає можливість відокремити деталі корпусу, не порушуючи герметичність керноприймальника. Від'єднується перехідник 1 із захисною трубою 4 і пружиною 5, вибивається поводок 6 і відкручується муфта 9 з трубою 12, штанга 8 з ребристим штоком, труба 17, яка звільняє головну пружину і фіксатор, перехідник 27 з трубою 38, з'єднувальна трубка 19 і викручується порожнистий шток з головки клапана. У головку клапана вставляється прокладка 46 і затискається пробкою 45.

Подальші операції по вилученню газу з вугільної проби виконуються в лабораторії.

7.2.3. Більш широке застосування у поточний час знаходять керногазонабірники, що дозволяють під час буріння і підйому керна збирати газ, що виділяється, у спеціальний газозбірник. Керногазонабірники цього типу (КА-61) являють собою подвійні колонкові труби з нерухомими під час буріння керноприймальною та газозбірною частинами.

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

Керногазонабірник типу КА-61 (рис. 7.4.) складається з корпусу, керноприймального, газозбірника і допоміжних механізмів. Корпус труби включає бурову коронку 40, зовнішню трубу 35, перехідник 5, запобіжний кожух 2 і верхній перехідник 1.

Керноприймальник складається з труби 36, на нижній кінець якої накручено керноформуючу коронку 37, а на верхній – перехідник 21, до якого приєднаний ковпак клапана 24 з клапаном 23, пружиною 25 і направляючим штоком 26; всередині труби 36 між керноформуючою коронкою і верхнім клапаном знаходиться касета 34 із упорним кільцем 33 (касета складається з двох половинок); в нижній кінець керноформуючої коронки вставлений запобіжний ковпак 41, який закріплений заклепкою. Для запобігання випадінню керна використовується павук 39.

Газозбірник складається з труби 27, до нижнього і верхнього кінців якої приєднані клапани; з внутрішньої сторони в нижній частині труби 27 припаяна трубка 28, верхній кінець якої введений через трубу 27.

До вузла допоміжних механізмів входять: штанга 4, внутрішній перехідник 8, з'єднувальний патрубок 13, ніпель 17, упор 9, амортизатор 10, підп'ятник 12, опорний шток 14, зовнішній шток 15, відвідна шпилька 16, віджимний гачок 19 і віджимний шток 22.

Керногазонабірник збирається в наступному порядку. У перехідник 5 вводиться штанга 4 і набивається сальник 6, який притискається гайкою 7. При цьому штанга має вільно переміщатися в перехіднику, а гайка сальника 7 має бути закручена врівень з перехідником. На верхню частину штанги 4 накручується перехідник 1 із запобіжним кожухом 2 і запобіжним патрубком 3, а на нижню частину – внутрішній перехідник 8, у який вкручений обмежувач 9. Потім перехідник з'єднується з патрубком 13, всередину якого вкладаються амортизатор 10 і підп'ятник 12.

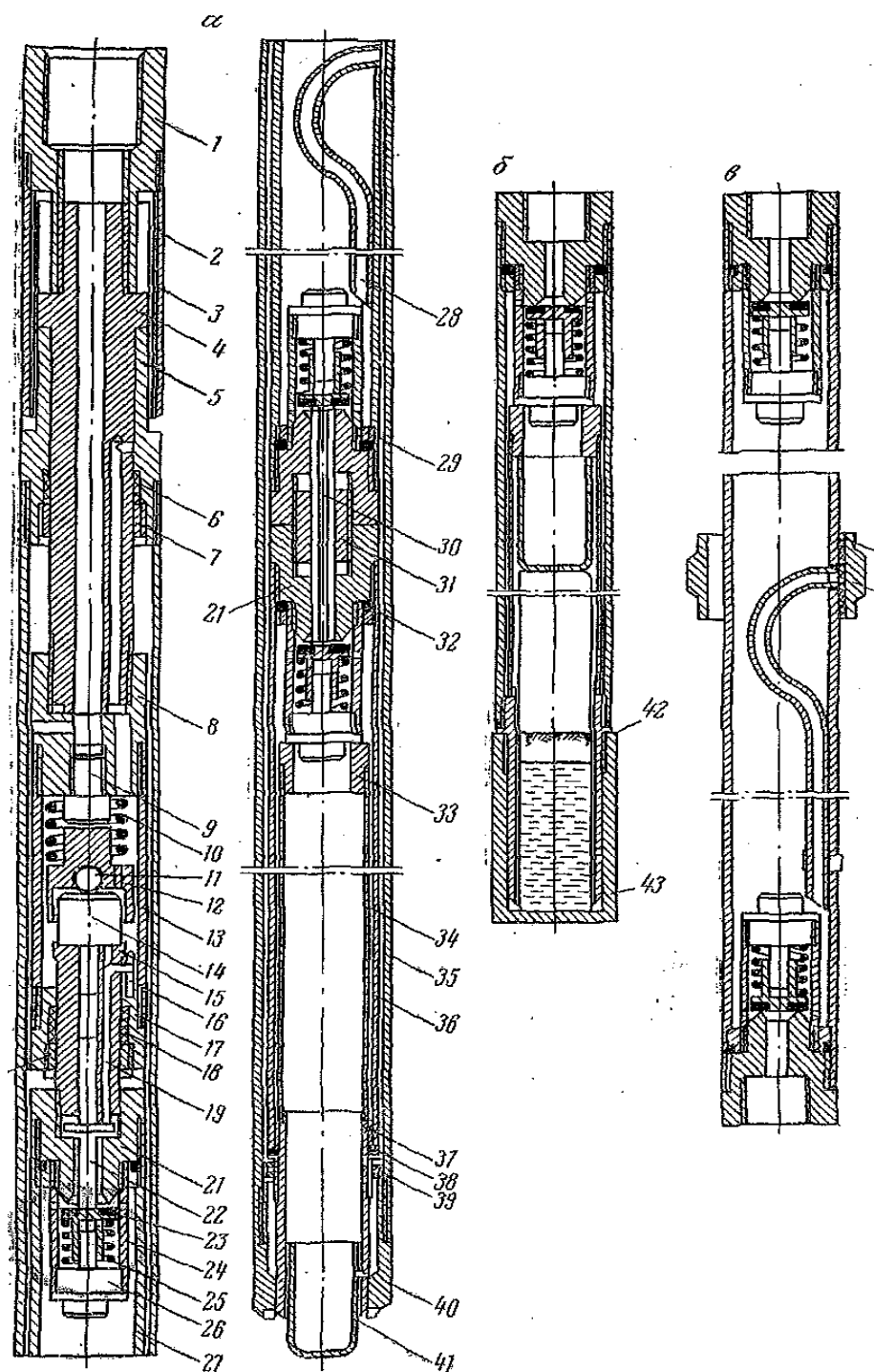


Рис. 7.4. Керногазонабірник КА-61:

а – керногазонабірник; *б* – керноприймальник; *в* – газозбірник

1 - перехідник, 2 - запобіжний кожух, 3 - запобіжний патрубок, 4 - штанга, 5 - перехідник, 6 - сальник, 7 - гайка, 8 - внутрішній перехідник, 9 - обмежувач, 10 - амортизатор, 11 - кулька, 12 - під'ятник, 13 - з'єднувальний патрубок, 14 - опорний шток, 15 - зовнішній шток, 16 - шпилька, 17 - ніпель, 18 - сальник, 19 - віджимний гачок, 20 - гайка, 21 - перехідники, 22 - віджимний шток, 23 - клапан, 24 - ковпак клапана, 25 - пружина, 26 - шток, 27 - труба, 28 - труба, 29 - ущільнююче кільце, 30 - стержень, 31 - з'єднувальний ніпель, 32 - гумове кільце, 33 - упорне кільце, 34 - касета, 35 - зовнішня труба, 36 - приймальна труба, 37 - керноформуюча коронка, 38 - прокладка, 39 - павук, 40 - бурова коронка, 41 - запобіжний ковпак, 42 - гумова прокладка, 43 - герметизуючий стакан.

Зовнішній шток 15 вводиться в ніпель 17, набивається сальник 18, який затягується гайкою 20. У нижню частину штока вводиться віджимний шток 22, а зовнішній шток 15 вкручується в перехідник 21. До нижньої частини перехідника 21 приєднується ковпак клапана 24, всередину якого вкладається клапан 23 з пружиною 25, які закріплюються направляючим штоком 26.

У зазначеній послідовності збираються всі три клапана. У верхню і нижню частини труби 27 вставляються ущільнюючі кільця 28 і гумові кільця 32. У верхній кінець труби вкручується перехідник 21 з клапаном і зовнішнім штоком 15, а в нижній – перехідник 21 з клапаном.

У приймальну трубу 36 вкладається касета 34. До нижнього кінця труби 36 з прокладкою 38 прикручується керноформуюча коронка 37 із запобіжним ковпаком 41. У верхню частину труби 36 вставляються ущільнююче кільце 29, гумове кільце 32 і вкручується перехідник 21 з клапаном. У перехідник 21 керноприймальника вкручується з'єднувальний ніпель 31 зі стрижнем 30. На з'єднувальний ніпель, обмотаний сальником-шнуром, накручуються керноприймальник і газозбірник.

У отвір зовнішнього штока 16 вставляється шпилька розміром 8×150 мм (застосовується тільки для збірки) і віджимається клапан 23. Потім заводиться віджимний гачок 19 в Г-подібний паз зовнішнього штока, виймається допоміжна шпилька і вкладається опорний шток 14. Зібраний газозбірник і керноприймальник приєднуються за допомогою ніпеля 17 до з'єднувального патрубку 13. Зовнішня труба 35 накручується на перехідник 5. При цьому слід утримати від обертання внутрішні деталі, щоб віджимний гачок не вийшов із зачеплення і клапан не закритися. У нижню частину зовнішньої труби 35 вкладається павук 39 і прикручується бурова коронка 40.

У майстерні керноприймальник і газозбірник перевіряють на герметичність спочатку маслом до тиску 40 кгс/см², потім повітрям до тиску 8 кгс/см². Перед спуском снаряда в свердловину перевіряють виступ керноформуючої коронки по відношенню до бурової коронки. Для цього снаряд затискають в лещата горизонтально і натискають на керноформуючу

коронку до кінця. Керноформуюча коронка має випереджати різці бурової коронки на 1,5-2 мм при малій міцності вугілля. У міцному вугіллі величина виступу керноформуючої коронки має бути меншою (0,5-0,8 мм). Якщо величина виступу більше або менше нормальної, керногазонабірник розбирають і встановлюють шайби під головку обмежувача.

Перед спуском снаряда перевіряють положення верхнього клапана, який має бути відкритим. Для перевірки положення клапана керногазонабірник ставлять вертикально коронками догори і в приймальну частину наливають воду, яка має витікати з отвору в штанзі 4. Керногазонабірник у свердловину опускається зі звичайною швидкістю спуску бурового інструменту. Місця затримок інструменту в свердловині проходять з промиванням і обертанням бурового снаряду. Перед постановкою керногазонабірника на вибій включається промивка, і подальший спуск здійснюється повільно з обертанням бурового снаряду.

Керногазонабірник опускається в свердловину на звичайних бурильних трубах. Корпус його зв'язаний з внутрішніми деталями телескопічно, тому при спуску і підйомі він зміщується вниз відносно внутрішніх деталей, при цьому павук, зв'язаний з корпусом, прикриває знизу своїми пружинами керноформуючу коронку.

Під час досягнення снарядом вибою свердловини внутрішні деталі переміщуються під дією маси інструменту, підштовхуючи до низу керноформуючу коронку. При цьому остання виходить вперед по відношенню до бурової коронки на відстань, встановлену перед спуском відповідно до міцності вугілля. При опусканні керноформуюча коронка розсовує пружини павука, які розміщуються між коронками.

Під час спуску в свердловину керногазонабірника всі три клапани знаходяться у відкритому стані, тому промивальна рідина, входячи через отвори в охоронному ковпаку, витісняє повітря з керноприймального і газозбірника по каналах у деталях 15, 8 і 4.

Верхній клапан газозбірника закривається з початком буріння. Керноприймальник і газозбірник разом із зовнішнім штоком 15 і опорним штоком 14 під час буріння не обертаються. Це відбувається завдяки впиранню приймальної коронки у вибій. При обертанні ніпеля 17 шпилька 16, що запресована в ніпель, натискає і повертає віджимний гачок 19 по Г-подібному пазу, який, потрапивши головкою в повздовжній паз, під дією пружини пересувається уверх, а клапан 23 щільно притискається до корпусної виточки перехідника 21.

Промивальна рідина надходить через верхній перехідник 1, поздовжній отвір в штанзі 4, бокові отвори внутрішнього перехідника 8 у міжтрубний простір і далі витікає у свердловину через отвори в коронці.

Буріння по вугіллю проводиться у звичайному порядку з тиском на вибій 900-1100 кгс. Якщо дозволяє потужність пласта, глибина буріння становить приблизно 0,7 м. Для герметизації керноприймальника знизу рекомендується заглибитися на 10-12 см у підшву пласта.

Довжина рейсу по вугіллю має бути більшою від 0,25 м, і меншою від 0,7 м. Якщо потужність вугільного пласта перевищує 0,7 м, він перебудується декількома рейсами. Для герметизації керноприймальника рекомендується заглибитись у підшву вугільного пласта на 0,1-0,12 м («породна пробка»).

У процесі буріння керноформуюча коронка вдавлюється без обертання у вугілля зусиллям подачі інструменту, а зовнішня коронка 40 обертається навколо керноформуючої коронки і вугілля, що розбурюється.

По мірі надходження вугільного керна промивальна рідина з керноприймальника витісняється в газозбірник через центральні отвори е перехідниках 21 і далі по трубі 28 потрапляє в міжтрубний простір. Для того, щоб перекрити керноприймальник знизу, необхідно заглибитись у підшву пласта або міцний прошарок на 10-12 см.

Керногазонабірник піднімається зі звичайною швидкістю підйому бурового інструменту, при цьому в свердловину необхідно закачувати промивальний розчин.

Під час підйому інструменту газ, що виділяється з вугільного керна, поступає до газозбірника через центральні отвори в перехідниках 21. У газозбірнику газ збирається у верхній частині, а промивальна рідина витісняється через трубу 28. При підйомі інструменту необхідно постійно закачувати промивальний розчин до гирла свердловини.

При появі над устям свердловини зовнішньої труби ставляться зажими на її верхню частину і керногазонабірник – на кондуктор. Перехідник 1 викручується із зовнішньої труби і разом з внутрішніми деталями виймається із зовнішньої труби до отвору трубки, сполученої з газозбірником. На цей отвір кладеться гумова прокладка 44 і затискається роз'ємним хомутом 45. Потім внутрішні деталі повністю виймаються із зовнішньої труби і на керноформуючу коронку з гумовою прокладкою 42 накручується герметизуючий стакан 43. Після цього керноприймальник відділяється від газозбірника. Спочатку відкручують перехідники 21 керноприймальника від з'єднувального ніпеля 31. При цьому клапани керноприймальника і газозбірника, що розпираються стержнем 30, закриваються.

Для перевірки герметичності верхнього клапана в нього заливається вода. В отвір перехідника вкладається гумова прокладка, яка затискається пробкою, потім від ніпеля 17 відкручується з'єднувальний патрубок 13, виймаються опорний шток 14 і віджимний гачок 19, відкручується зовнішній шток 15 і виймається віджимний шток 22.

Керноприймальник і газозбірник у такому вигляді направляють в лабораторію для дегазації. Інші деталі допоміжного механізму і корпусу розкручують, миють і змащують. Якщо є змінні керноприймальник і газозбірник, керногазонабірник збирають і готують до нового спуску в свердловину.

Після вилучення газу газозбірник розбирають, деталі його миють, просушують і змащують. Після дегазації кернаприймальник розбирають, знімають герметизуючий стакан, відкручують перехідник 21 з верхнім клапаном і кернаформуючу коронку. Касету з вугіллям виштовхують через верхній кінець труби дерев'яним штоком. Вугільний керна описують і замальовують в журналі геологічної документації, зважують і відправляють на технічний аналіз.

7.2.4. Перед збиранням кернагазонабірника слід ретельно перевірити придатність кожної деталі приладу, в першу чергу: наконечника кернаприймальника, нижнього клапану і бурової коронки, а також якості сальникових ущільнень і, при їх послабленні, ущільнювати за допомогою притискної гайки.

Для одержання представницьких проб при опробуванні вугілля герметичними кернагазонабірниками (КГН) слід дотримуватись таких умов:

- 1) перевіряти герметичність КГН перед спуском у свердловину;
- 2) встановлювати випередження коронки над КГН в залежності від марки та міцності вугілля;
- 3) розкриття вугільного пласта з допомогою КГН проводити при зниженні навантаження на буровий снаряд для збереження керна;
- 4) довжину інтервалу опробування дотримувати не більшою 0,7 м;
- 5) транспортування КГН у вертикальному стані в лабораторію здійснювати безпосередньо після підйому бурового снаряду;
- 6) лабораторні дослідження проводити у термін не більше 5 діб від підйому КГН із свердловини.

Кожен кернагазонабірник, що підготовлений до експлуатації, маркується крейдою або краскою із зазначенням: дати збирання, висоти виступу кернаформуючої коронки та контактних даних лабораторії.

Кернагазонабірник, не використаний протягом 7 днів після збирання, підлягає повторному збиранню, перевірці, регулюванню.

На кожній свердловині при розкритті вугільного пласта має знаходитись не менше 2-х відрегульованих керногазонабірників.

У майстерні перед спуском перевіряють керноприймальник і газозбірник на герметичність повітрям під тиском 8-10 атм.

Перед спуском керногазонабірника у свердловину належить забезпечувати наступні умови проведення робіт у свердловині:

- вибій і ствол свердловини вільні від керну і шламу;
- в'язкість промивальної рідини не перевищує 25 сек;
- устя свердловини обладнане для закачування бурового розчину під час підйому бурового інструменту;
- бурова рідина не містить механічних домішок розміром понад 1,5-2 мм;
- нагнітальна система забезпечує подання бурової рідини в належних межах.

Перед спуском керногазонабірника в свердловину верхній клапан має бути відкритим. Якщо клапан закритий, слід розібрати допоміжний вузол та зафіксувати клапан у відкритому стані.

Довжина рейсу для відбирання проби вугілля має бути від 0,25 до 0,7 м. Для герметизації керноприймальника рекомендується заглибитись у підшову вугільного пласта на 0,1-0,12 м («породна пробка»).

Після підйому керногазонабірника його слід герметизувати у вертикальному положенні. Спочатку герметизують керноприймальник за допомогою ковпака, накручуючи його на приймальну коронку. Газозбірна труба герметизується хомутом додаткової герметизації, який з допомогою резинової прокладки перекриває вихід сполучної трубки.

Після розбирання керногазонабірника перевіряється герметичність керноприймальної та газозбірної труб шляхом занурення їх у воду на 20-30 хвилин. Якщо за цей час не з'являються бульбашки в сполученнях, то проба визнається якісною та представницькою і відправляється в лабораторію.

У разі, коли керноприймальник не є герметичним, і вжиті заходи не досягають результату, відбір проби з цього пласта слід провести повторно шляхом буріння додаткового ствола із свердловини або в сусідній свердловині.

На перевірених керноприймальниках та газозбірниках прикріплюються етикетки. На кожний рейс з відбору вугільно-газової або породно-газової проби складається окремий акт.

Керноприймальник та газозбірник установлюють у спеціальний ящик і у вертикальному положенні, доставляють в лабораторію. Дегазацію здійснюють не пізніше, ніж через 3-5 діб. Якщо цей термін не витримується, проба визнається неподатливою.

7.2.5. Дегазація проб, відібраних керногазонабірниками, включає наступні операції: перевірку герметичності керноприймальника з пробою; вимір газового тиску в керноприймальнику; відбір газу з газозбірника; відбір газу для аналізу; відбір вільного газу, що виділяється з керноприймальника; перевірку дегазаційної установки; дегазацію проб з керноприймальника.

Герметичність керноприймальника перевіряється по відсутності видимих газовиділень при зануренні його в горизонтальну ванну з водою. Негерметичні керноприймальники дегазації не підлягають.

Для вимірювання тиску в керноприймальник вкручується вентиль з манометром так, щоб гвинт, розташований на кришці вентиля, знаходився в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта відкривають клапан керноприймальника і знімають показники манометра, закривають клапан і викручують манометр.

Для відбору газу із газозбірника газозбірник 1 встановлюють вертикально (рис. 7.5.).

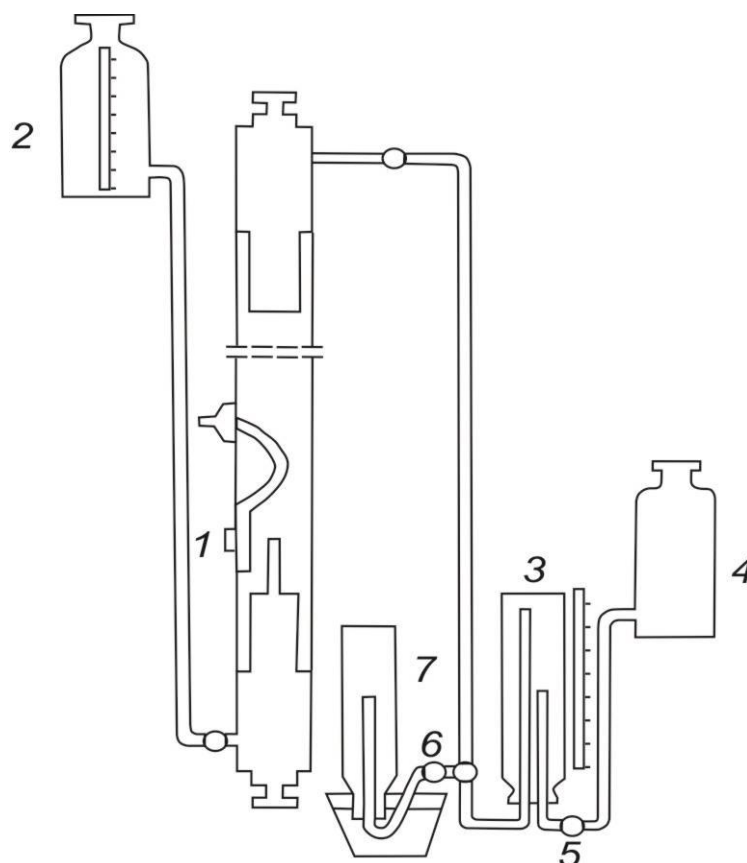


Рис. 7.5. Установка для відбору газу із газозбірника

1 - газозбірник, 2 - напірна склянка, 3 - мірна посудина, 4 - зрівнювальна посудина, 5, 6 - затискачі, 7 - пляшка.

Закручують вентиля в верхній і нижній клапани газозбірника (гвинти знаходяться, відповідно, в крайньому верхньому та крайньому нижньому положенні), нижній вентиль з'єднують з напірною склянкою 2, заповненою запірною рідиною (насичений розчин NaCl), що знаходиться вище газозбірника. Верхній вентиль з'єднують з мірною посудиною 3, попередньо заповненою запірною рідиною, зрівнювальна посудина 4 знаходиться нижче мірної посудини. Закручуванням гвинта відкривають послідовно нижній і верхній клапани газозбірника. При появі рідини в довгій трубці мірної посудини 3 підвідний шланг перетискають затискачем 6. Заміряють обсяг вилученого газу після суміщення рівнів в посудинах 3 і 4 при відкритому затискачі 5. Заміряють атмосферний тиск і температуру в лабораторії.

Для відбору газу для аналізу закриваються всі затискачі (рис. 7.5.), пляшка 7 і підвідні шланги заповнюються запірною рідиною, піднімається

зрівнювальна посудина 4 вище мірної посудини 3, відкриваються затискачі 5, 6 і набирається приблизно 400 см³ газу в пляшку 7; закривають горловину пляшки з газом під запірною рідиною пробкою, наклеюють етикетку. Газ, що залишився спалюється. Якщо газу менше 500 см³, то його повністю переводять в пляшку.

Для відбору газу, що вільно виділяється з керноприймальника, керноприймальник за допомогою мікрорентилья і шланга під'єднується до заповненої насиченим розчином кухонної солі мірної посудини 3. Зрівнювальна посудина 4 вимірювального блоку (рис. 7.5.) знаходиться нижче посудини 3, затискач 5 - відкритий. Вентиль вкручується в клапан керноприймальника, при цьому гвинт повинен знаходитися в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта вентиля обережно (!) відкривають клапан керноприймальника і ведуть спостереження за газовиділенням протягом 1 години, після чого клапан закривають. При відкритому затискачі 5 підняттям посудини 4 рівень розчину в ній суміщають з рівнем розчину в посудині 3, за шкалою заміряють обсяг газу; заміряють атмосферний тиск і температуру повітря; відбирають пробу газу в пляшку 7.

Для вилучення газу, що виділяється, з керноприймальника під час дегазації, використовується дегазаційна установка (рис. 7.6.), що включає: мікрорентиль для відкриття клапана і випуску газу 2, затискачі 3, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 17, вакуумметр 5, газозбірний балон 4, напірний бак 6, зрівнювальну посудину 9, мірну посудину 10, пляшку для відбору газової проби 16, вакуумний насос 13, водяну баню 18, в яку занурюється керноприймальник 1 для дегазації. Елементи установки з'єднуються, вакуумними шлангами і мідними трубками.

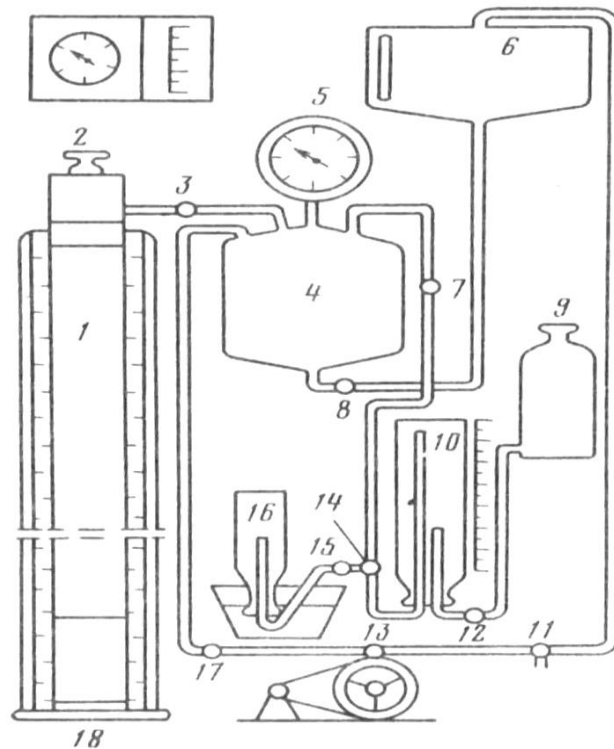


Рис. 7.6. Дегазаційна установка для вилучення газу з кернаприймальника

1 - кернаприймальник, 2 - клапан, 3, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 17 - затискачі, 4 - газозбірний балон, 5 - вакуумметр, 6 - напірний бак, 9 - зрівнювальна посудина, 10 - мірна посудина, 13 - вакуумний насос, 16 - пляшка для відбору проби газу, 18 - водяна баня.

Перед початком дегазації газозбірний балон 4 наповнюють водою, для цього перекривають всі затискачі, бак 6 заповнюють водою через відвід 11, з'єднаний з водопроводом; відкривають затискач 8, відводи 7 і 11 відкривають на з'єднання з повітрям. Вода з напірного бака 6 надходить в газозбірний балон 4 і витісняє з нього повітря. Закінчення витіснення повітря відзначається по появі води з відводу 7, після чого перекриваються затискачі 7 і 8.

Вода з газозбірного балона 4 відкачується в бак 6, для цього напірний бак 6 з'єднується з вакуумним насосом 13, включається вакуумний насос, відкриваються затискачі 11, 8, створюється вакуум до повного перекачування води з балона 4 в бак 6, що визначається по звуку, перекриваються затискачі 8 і 11.

Створюється вакуум в балоні 4, для цього перекриваються всі затискачі, балон 4 з'єднується з вакуумним насосом 13, включається

вакуумний насос, відкривається затискач 17, в балоні створюється вакуум до встановлення стрілки вакуумметра 5 в мінімальне положення, перекривається затискач 17, вимикається насос. Якщо через 24 години положення стрілки не зміниться, а в балоні 4 не опиниться повітря, установка вважається герметичною.

Виконується перша дегазація, для цього перекривають всі затискачі, крім затискача 3; вентилем 2 відкривають клапан керноприймальника, включають водяну баню 18 з керноприймальником на 6-8 годин; в кінці робочого дня баню вимикають, перекривають затискач 3.

Вилучений газ переводять з балона 4 в мірну посудину 10, для цього перекривають всі затискачі, затискач 11 відкривають на з'єднання з повітрям, відкривають затискач 8, 10-15 хв. вичікують, поки вода з бака 6 надходить в балон 4 і газ в балоні 4 буде під невеликим тиском, посудину 10 заповнюють водою, посудину 9 опускають нижче посудини 10, відкривають затискачі 7, 12, 14. Закінчення переводу газу з балона 4 в посудину 10 визначається по появі води в довгій трубці посудини 10. Як тільки посудина 10 заповнюється газом, заміряють його об'єм і відбирають пробу газу для аналізу. Повторні заміри об'єму газу та відбір його на аналіз проводять доти, доки не почне виливатися вода з шланга, що веде від затискача 15 до пляшки.

Дегазацію керноприймальника повторюють доки об'єм газу, що виділився за 1 зміну, не буде менше 5-10 см³. Після дегазації проби шланг від вентиля опускають на 2-3 секунди у воду. Якщо при цьому в керноприймальник засмоктується вода, можна вважати, що засмічення каналів дегазації відсутнє.

Так як в слабо вуглистих і неуглистих породах обсяги газу, що вилучається, незначні, дегазація проб проводиться на установці, де газозбірна посудина виготовлена з особливо міцного скляного циліндра діаметром 10-15 см і довжиною 0,5-0,7 м. Замість напірного бака слід застосовувати таку ж скляну посудину, тобто установка складатиметься з двох попарно з'єднаних посудин. Застосування скляних посудин виключає можливість збагачення

газу, що вилучається, залишковим газом із забруднених поверхонь великих металічних газозбірних балонів.

7.2.6. Документація і дослідження дегазованого породного керна, вийнятого після дегазації з керноприймальника керногазонабірника або герметичної посудини, здійснюється після розміщення його в спеціальні лотки для макроскопічного вивчення за наступною схемою:

- відзначають щільність затирки керна в керноприймальній коронці і його вологість;
- відзначають форму керна (стовпчики або шматочки), вказують розміри кусочків (см);
- виділяють і нумерують зверху вниз літологічні різновиди порід, визначають вихід керна по кожному різновиду і загальний вихід (м, %);
- зважують і перевіряють правильність лінійного виміру по масі керна в кожному літологічному різновиді;
- очищають керна від сторонніх домішок, миють, матеріал, що пройшов через сита, збирають і з'єднують з пробой шламу або глинистого розчину; після просушки керна при кімнатній температурі виконують його повторне зважування;
- виконують мінералого-петрографічний та літологічний опис порід (шарів), коротко характеризують природну тріщинуватість керна з урахуванням можливих її змін, що відбулися у зв'язку з тривалою термовакуумною обробкою.

Зразки виділених при документації літологічних різновидів порід, що утворюють шари товщиною більше 10 см, здають на теханаліз, прошарки товщиною менше 10 см об'єднують з більш товстими.

7.2.7. Для визначення величини залишкової газоносності здійснюється безударне руйнування і остаточна дегазація проби керна, для цього дегазований керна виймають з герметичної посудини і перекладають у стакан СБР-1, який поміщають під прес установки для безударного руйнування (роздавлювання) порід (рис. 7.7.).

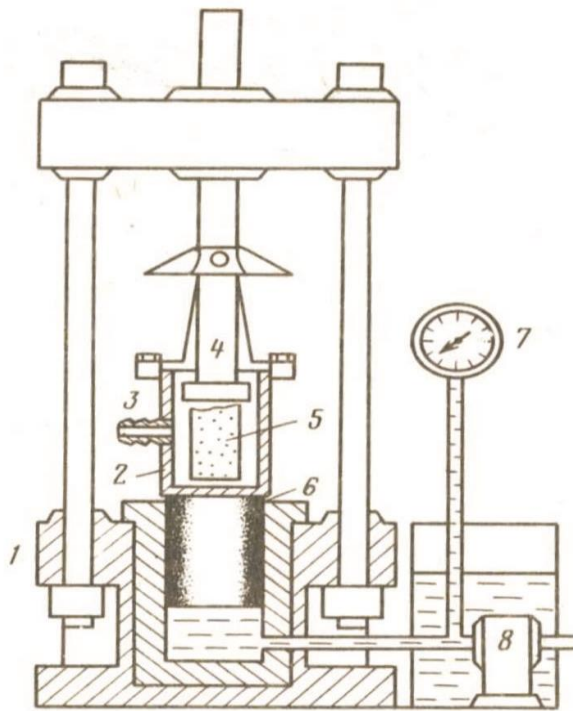


Рис. 7.7. Установа для руйнування (роздавлювання) порід

1 - прес, 2 - стакан, 3 - відвід для гумового шланга, 4 - шток, 5 - керн, 7 - манометр, 8 - насос.

Поступово підвищуючи тиск на керн 5 за допомогою насоса 8, спостерігають за зануренням штока 4 в стакан 2. Зростання тиску припиняється при досягненні манометром 7 показань, що в два рази перевищують поріг міцності зразка при стисканні.

Стакан виймають з під пресу ударами молотка по його зовнішніх стінках домагаються розпушення породної маси, що відчувається по звуку пересипання породної маси. Потім гумовий відвід 3 приєднують до термовакuumної установки і виконують 2-3 дегазації при нагріванні під вакуумом, кожна тривалістю в 1 зміну. У кінці зміни заміряють об'єм вилученого газу. Дегазація припиняється при виділенні менше 2-5 см³ газу за зміну. Після цього посудину від'єднують від установки, виймають роздроблену породу, зважують і визначають її гранулометричний склад.

7.2.8. Розрахунок величини природної газонасності порід за даними випробування кернагазонабірниками здійснюють у такій послідовності розрахункових операцій:

Обсяги газу, вилученого з газозбірника і керноприймальника, на всіх стадіях дослідження вугленосних проб, приводять до нормальних умов перерахунком за формулою:

$$V^0 = VK ,$$

де V^0 – об'єм газу, приведений до нормальних умов, см^3 ; V – об'єм вилученого газу, см^3 ; K – коефіцієнт перерахунку для приведення газу до нормальних умов, що обчислюється згідно з відомими довідниками.

Обсяг кожного газового компонента (см^3) за обсягом газу, приведенного до нормальних умов і даними газового аналізу, визначають за рівнянням:

$$V_{\text{к}}^0 = (V^0 A_{\text{к}}) / 100 ,$$

де $A_{\text{к}}$ – вміст компонента, %.

Загальні об'єми кожного $V_{\text{кЗАГ}}^0$ компонента (при поетапній дегазації проб і аналізі газу) встановлюють за формулою:

$$V_{\text{кЗАГ}}^0 = \sum V_{\text{к}}^0 .$$

Вміст кожного компонента $X_{\text{к}}$ ($\text{см}^3/\text{см}^3$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$) в одиниці об'єму породи $V_{\text{пор}}$, см^3 (м^3) розраховують як $X_{\text{к}} = (\sum V_{\text{к}}^0) / V_{\text{пор}}$.

Проби змішаного складу, що містять приблизно рівне число прошарків різнорідних, вуглистих і неуглистих порід, а також прошарки вугілля з сумарною потужністю більш 2 см, слід відносити до непередставницьких.

Результати розрахунку заносяться в журнал. Форми журналу дегазації та зведеної таблиці результатів вивчення газонасності порід наведені в додатках. Вони можуть частково видозмінюватися у відповідності зі специфікою умов ведення робіт.

Основний параметр газонасності порід – метанонасність розраховують за сумою горючих газів:

$$X = X_{\text{CH}_4} + X_{\text{C}_n\text{H}_{2n+2}} + X_{\text{H}_2} .$$

7.2.9. Проби, відібрані у герметичні стакани, вважають представницькими, якщо вони задовольняють таким умовам:

- проба надійшла на дегазацію не пізніше 5 діб після відбору;
- герметичність проби в процесі транспортування і дегазації не порушувалася;
- проба має масу не менше 300 г і представлена одним літологічним різновидом;
- проба після дегазації суха, що вказує на її герметичність.

Проби, що не задовольняють цим вимогам, вважаються непередставницькими і для вирішення завдань вивчення газоносності порід не використовуються.

Проби, відібрані керногазонабірниками, вважаються представницькими при дотриманні наступних умов:

За якістю герметизації:

- проба надійшла на дегазацію не пізніше 5 діб після відбору;
- проба відібрана відповідно до затвердженої методики;
- відсутні видимі газовиділення із керноприймальника;
- тиск газу в керноприймальнику, заміряний манометром на свердловині через 2 години після відбору, менше заміряного через 2 доби в лабораторії, що вказує на відсутність витoku газу в місцях з'єднань;
- керн після розкриття сухий, що вказує на відсутність підсосу води при дегазації;
- вміст кисню у всіх фракціях дегазації не перевищує 5 %.

За якістю та складом керна:

для вуглистих порід:

- керн (зольність 50-70 %) не менше ніж на 90 % складається з вуглистих порід;
- вихід керна понад 70 %;
- керн займає не менше 2/3 довжини керноприймальника, що виключає вплив газу, який вміщується в буровому розчині;

для проб вміщуючих порід:

- в керні відсутні прошарки вугілля сумарною потужністю більш 5 см для слабовуглистих або неуглистих порід (зольність більше 70 %);
- керн не менше, ніж на 90 % складається з слабовуглистих або неуглистих порід;
- вихід керна понад 80 %;
- керн займає не менше 2/3 довжини керноприймальника;

По пробах, в яких керн представлений вуглистими і неуглистими породами в інших співвідношеннях або з великим числом прошарків вугілля, розрахунок газоносності не виконується через неможливість визначення об'єму газу, що виділяється з кожного літологічного різновиду окремо.

Проби, що не задовольняють перерахованим критеріям, вважаються не представницькими і при прогнозуванні газоносності не враховуються.

Газоносність розраховують за даними всіх відібраних вугільно-газових та породно-газових проб. Для наступного прогнозу газоносності використовують дані тільки по представницьких пробах.

7.3. Вивчення газоносності за допомогою випробувачів пластів

Випробувачі пластів застосовуються для визначення у свердловинах газоносності пластів пісковиків та гравелітів з підвищеною пористістю і проникністю (порові колектори), а також тріщинних колекторів з визначенням газового тиску і відбору проб флюїду для прогнозування потенційної метаноносності.

Принцип дії випробувача пластів, що включає комплект випробувальних інструментів (КВІ), ґрунтується на вимірах припливів і реєстрації відновлення тиску флюїду після штучно створеної депресії в попередньо ізольованих інтервалах свердловин з допомогою пакерного обладнання, а також відборі проб флюїду, що надходить із розкритих свердловиною порід. Визначення потенційної газоносності вугілля та

вміщуючих порід здійснюється за даними вимірів газового тиску (пластового тиску).

Широке застосування отримав прямий геолого-промисловий метод вивчення газоносності порід і вугілля з використанням комплекту випробувальних інструментів (КВІ-65) з пробовідбірною камерою конструкції УкрНДІгаз.

КВІ-65 забезпечує: визначення газоносності вугільних пластів і пластів уміщуючих порід-колекторів; визначення промислової характеристики пласта-колектора шляхом прямих вимірів, розшифровки діаграм вибійного тиску і лабораторних досліджень пластового флюїду, хімічного складу пластової води і розчиненого в ній газу, вимірів температури і записів кривих припливу і відновлення тиску в підпаркерній зоні.

На підставі отриманих графіків відновлення тиску і припливу, записаних глибинними манометрами пластовипробувача, встановлюють геолого-геофізичні параметри пласта, у тому числі: пластовий тиск, середньодобовий дебіт пластового флюїду на різних режимах роботи пласта; коефіцієнт газо- і гідропровідності; коефіцієнт проникності; коефіцієнт продуктивності; коефіцієнт п'єзопровідності; радіус дренавання; пористість пласта; коефіцієнт забрудненості (закупорки) привибійної зони (скінефект).

В лабораторних умовах за результатами аналізів проби пластового флюїду визначають хімічний (компонентний) склад газу та мінералізацію пластової води.

При необхідності в лабораторіях визначають додаткові параметри флюїду: питома маса пластової рідини і розчиненого газу; теплотворна здатність газу; кінематична і динамічна в'язкість флюїду; тиск насичення пластової рідини; дефіцит насичення пластової рідини; коефіцієнт стисливості газу (визначається за таблицями); об'ємний коефіцієнт води і газу; механічні домішки; вміст сірководню; вологість газу.

7.3.1. Комплект випробувальних інструментів – випробувач пластів (пластовипробувач) КВІ-65 призначений для дослідження вугленосних

розрізів у незакріплених інтервалах свердловин, ізольованих за допомогою пакерного пристрою, що спускається в свердловини на бурильних трубах. В підпакерному просторі створюється депресія, що викликає приплив флюїду (газу або рідини) з інтервалів випробування.

Основні елементи пластовипробувача (рис. 7.8.):

- допускний патрубок;
- запірно-поворотний клапан;
- пробовідбірна камера;
- випробувач (масляне реле часу, конструктивно взаємопов'язані впускний і перепускний клапани, штуцер);
- пакер;
- фільтр;
- хвостовик з заглушкою.

Хвостовик 2 призначений для регулювання висоти установки пакера над об'єктом випробування і опори на вибій свердловини. Він складається з бурильних труб, сумарна довжина яких визначається з урахуванням товщини інтервалу випробування і стійкості стінок свердловини. Низ хвостовика обладнується заглушкою 1. При випробуванні малопотужних пластів хвостовик може бути відсутнім.

Фільтр 3 призначений для пропуску пластового флюїду в порожнину випробувальних інструментів і трубний простір бурильних труб, затримки великих твердих частинок, що надходять разом з флюїдом, і установки глибинних реєструючих манометрів. Довжина фільтра від 0,5 м до 3 м – залежно від типу і інтервалу досліджуваного об'єкта.

Пакер 4 призначений для ізоляції інтервалу випробування у свердловині від решти її ствола. Загальна довжина пакера становить 1,6-1,8 м. Пакер складається з гумового елемента довжиною 0,62 м, надягнутого на шток. При створенні осьового стискаючого навантаження гумовий елемент збільшується у діаметрі і перекриває ствол свердловини.

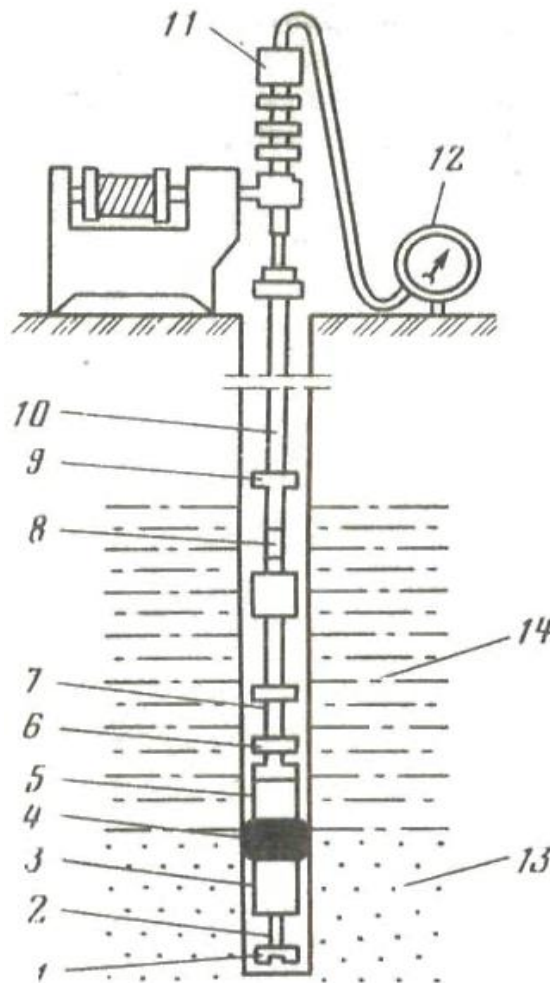


Рис. 7.8. Схема випробування пластів комплектом випробувальних інструментів КВІ-65

1 - заглушка, 2 - хвостовик, 3 - фільтр, 4 - пакер, 5 - перепускний клапан (складова випробувача), 6 - випробувач (впускний клапан), 7 - пробовідбірна камера, 8 - запірно-поворотний клапан (ЗПК), 9 - допускний патрубок, 10 - бурові труби, 11 - вертлюг (або гирлова головка), 12 - газовий лічильник, 13 - інтервал досліджуваного об'єкта (продуктивний інтервал), 14 - породи, що залягають вище досліджуваного об'єкта.

Випробувач складається з пустотного корпусу, системи клапанів (впускний і перепускний), масляного реле часу і штуцера. Впускний клапан, що входить до складу випробувача, герметизує трубний простір бурових труб при спуско-підйомних операціях і сполучує трубний простір з підпакерним в процесі випробування. Перепускний клапан випробувача 5 забезпечує перетік бурового розчину з підпакерного простору в затрубний, вирівнювання тиску під час спуско-підйомних операцій і розпакерування. Масляне реле часу випробувача забезпечує своєчасне закриття та відкриття

впускного 6 і перепускного клапанів 5. Штуцер здійснює гідравлічний опір для зменшення різкої депресії на пласт і обмеження швидкості потоку.

Пробовідбірна камера 7 системи УкрНДІгаз призначена для отримання та збереження пластових проб газу і рідини при відновленому тиску, а також для установки глибинних приладів (манометрів, термометрів та ін.). Довжина камери може регулюватись залежно від конструкції пластовипробувача. Зміни тиску в камері контролюється за допомогою манометра.

Запірно-поворотний клапан (ЗПК) 8 закриває верхній клапан пробовідбірної камери під час переходу від відкритого періоду випробувань до закритого і здійснює додаткову герметизацію порожнини бурильних труб від випробовуваного пласта.

Газовий лічильник 12 призначений для виміру дебіту флюїду, що поступає з пласта у бурильні труби.

Для обґрунтованого вибору об'єктів дослідження і забезпечення високої якості випробувань необхідно: проаналізувати всю наявну інформацію про структуру, літологічну приналежність і колекторські властивості порід за даними буріння, документації керна і каротажних робіт, виділити в розрізі інтервали, представлені найбільш проникними і газоносними породами, уточнити величину діаметра ствола свердловини в місці запланованої установки пакера за даними кавернометрії.

Для проведення досліджень, вибирають породи з найбільшою проникністю, у тому числі: пласти пісковиків, сусідні з вугіллям марок Д-ПС. Породи слабопроникні і практично непроникні (зони поширення вугілля марок П, А) доцільно випробовувати тільки в зонах тріщинуватості.

7.3.2. При підготовці свердловини до випробування мають забезпечуватися найбільш сприятливі умови для безперешкодного спуску КВІ-65 на необхідну глибину з опорою на вибій і проведення випробувань.

Перед пластовипробуванням необхідно дотримуватися наступних умов:

- розкриття пластів здійснюється за умови, якщо тиск стовпа бурового розчину перевищує тиск пласта не більше як на 10 %;
- тривалість дії бурового розчину на розкритий пласт не перевищує 24 години;
- інтервал випробування не перевищує 15-20 м;
- ствол свердловини шаблонується, при необхідності проробляють розширювачем;
- здійснюють інтенсивну промивку свердловини для видалення з вибою шламу і розмиву глинистої кірки, що утворилася на її стінках у інтервалі випробування (не менше, ніж два повних цикла промивки);
- перевіряють відповідність фактичних параметрів промивної рідини проектним, наведеним в геолого-технічному наряді; у разі невідповідності фактичних параметрів тим, що необхідні, замінюють промивальну рідину або покращують її якість з повторною промивкою свердловини.

7.3.3. Процес випробування пластів з використанням КВІ-65 включає два періоди: відкритий період, при якому в досліджуваному інтервалі створюється депресія і з нього в бурильні труби поступає пластова рідина чи газ, і закритий період, при якому підпакерний об'єм ствола свердловини закривається (ізолюється) і в ньому відбувається відновлення пластового тиску за рахунок притоку флюїду з пласта.

При звичайному випробуванні пластів з опорою інструменту на вибій в компонованні випробувача застосовують один пакер і випробовуваний об'єкт ізолюють ним від вищерозташованого ствола свердловини. Приплив флюїду із пласта відбувається з інтервалу випробування (підпакерний простір свердловини) через фільтр і випробувальний інструмент у трубний простір.

Зміни тиску під час відкритого і закритого періодів випробування записується глибинними реєструючими манометрами, які встановлюються в фільтрі, в пробовідбірній камері і в бурильних трубах. Манометр у фільтрі реєструє зміну тиску в свердловині при спуско-підйомних операціях і в процесі випробування (приплив та відновлення тиску). Манометр,

розміщений в пробовідбірній камері, контролює процес притоку флюїду з пласта, герметичність пробовідбірної камери і бурильних труб. Манометр в бурильних трубах контролює герметичність бурильних труб при спуско-підйомних операціях і зміну тиску у свердловині в процесі припливу.

На якість випробувань в значній мірі впливає правильність вибору тривалості відкритого і закритого періодів. При випробуванні насичених водою з розчиненим у ній газом вміщуючих порід, що характеризуються підвищеною пористістю і проникністю, оптимальна тривалість відкритого періоду становить 30 хвилин, а закритого – 120 хвилин. Цього часу зазвичай буває достатньо для отримання представницьких проб і якісної, добре вивленої кривої відновлення тиску (КВТ). Такі ж терміни відкритого і закритого періодів застосовуються при випробуванні вугільних пластів.

Час відкритого періоду встановлюється залежно від інтенсивності припливу флюїду і контролюється по газовому лічильнику на гирлі. Приплив флюїду має забезпечити не менше 2,5 об'ємів підпакерної зони. Величина відкритого періоду встановлюється в межах 15-20 хв. При випробуванні інтервалів більше 20 м і при низькій проникності пластів (вугільних пластів) час відкритого періоду належить збільшити до 30 хвилин.

Мінімальний час закритого періоду повинен в 2 рази перевищувати час відкритого періоду, максимальний - встановлюється дослідним шляхом за результатами попередніх випробувань і складає від 60-120 хвилин для вугілля, до 300 хвилин для пісковиків. При цьому необхідно враховувати таке: чим більше час періоду відновлення тиску, тим більшу область пласта можна охопити дослідженням.

Для газоносних пісковиків тривалість відкритого періоду 5-30 хв, а закритого – 4-8 год і більше. Для низькопроникних газоносних порід при одноцикловому випробуванні не завжди досягається отримання повністю відновленої КВТ.

Останніми роками створено і успішно відпрацьовано в промислових умовах комплект випробувальних інструментів типу МІГ-65 – багатоцикловий випробувач пластів діаметром 65 мм.

Цей комплект випробувальних інструментів забезпечує випробування свердловин діаметром 75-118 мм з необмеженою кількістю відкритих і закритих періодів, тобто здійснює запис декілька кривих відновлення тиску, що може бути використане при оцінці промислової значимості пласта і його потенційних можливостей.

При плануванні технологічних режимів багатоциклового випробування слід враховувати, що завданням першого циклу є створення короточасної депресії для звільнення пласта від попереднього протитиску, руйнування глинистої кірки, недопущення розповсюдження лійки депресії на велику відстань від осі свердловини і створення сприятливих умов для швидкого відновлення.

В процесі випробувань вимірюють пластову температуру у випробуваному інтервалі з застосуванням максимальних термометрів типу ТП-7 (межі виміру від 20 до 150°C, відносна похибка $\pm 1^\circ\text{C}$). Термометри розміщують в спеціальній герметизованій камері глибинного манометра.

Дебіт газового флюїду оцінюють за показаннями газового лічильника ГСБ-400, що під'єднується до отвору у вертлюзі за допомогою гумового шланга. Газовий лічильник під час відкритого періоду випробування фіксує обсяг повітря, яке витісняється з бурильних труб, а потім – обсяг припливу газу. Показники лічильника заносяться до журналу.

В пробовідбірній камері, при відборі проби на лабораторний аналіз, тиск газу контролюють за допомогою взірцевих манометрів.

7.3.4. Для дослідження газонасиченого пласта на різних режимах роботи на гирлі свердловини встановлюється спеціальне обладнання. На колонну головку, яка обв'язує всі спущені в свердловину обсадні колони, встановлюється превенторна установка, яка включає превентор, маніфольд, гідравлічну і механічну систему управління. Верхній кінець бурильного

інструменту герметизується гирловою головкою, яка за допомогою швидкоз'єднувальних труб з'єднується з маніфольдом превенторної установки. Випуск газу обмежується шайбами (діафрагмами) з різним діаметром прохідного отвору, які встановлюються в діафрагмовий вимірювач критичної течії газу (ДВКТ).

7.3.5. Час відкритого періоду при випробуванні пласта по другій схемі, тобто при визначенні продуктивності з випуском газу в атмосферу, визначається часом безпечного стояння інструменту на вибої свердловини або стабілізацією притоку газу і змінюється від 1 до 2-3 годин.

УкрНДІгаз, з метою скорочення часу заміру та отримання повністю відновленої КВД, застосовують метод інтенсифікації на закритому-відкритому періоді припливу, який полягає в одно-, дворазовому і більше частковому розвантаженні пакера через визначені проміжки часу. За даними УкрНДІгаз, при дворазовому здійсненні впливу з пласта з дуже низькими фільтраційними властивостями тиск відновлюється до пластової величини практично за 2 години.

Кожне розвантаження пакера тривалістю, що не перевищує 1 хвилину, слід проводити через 30-40 хв, щоб не розгерметизувати випробовуваний пласт. Це зазвичай досягається при розвантажуванні пакера на 15-20 % від початково створеного навантаження на пакер.

Для інтерпретації в даному випадку використовують останню ділянку КВТ.

7.3.6. Для забезпечення достовірності отриманих даних в процесі випробувань здійснюється постійний контроль надійності ізоляції пакером затрубного простору, герметичності інструментів і бурильних труб.

Контролюється забезпеченням виконання наступних умов:

- сталість положення рівня рідини в затрубному просторі;
- відсутність надходження рідини в бурильні труби при закритому періоді випробування (лічильник, що встановлюється на гирлі свердловини в закритий період не фіксує наявності припливу пластового флюїду).

7.3.7. Оцінка промислової перспективності випробовуваних об'єктів здійснюється за результатами багатоциклових випробувань, при цьому розрахунок пластового тиску і фільтраційних параметрів проводиться по декількох КВТ. Встановлено, що по КВТ, на відміну від кривих припливів, точніше визначаються умови фільтрації флюїда в пласті. Якщо в процесі випробування фільтраційні властивості пласта поліпшуються, то цей чинник характеризує очищення привибійної зони від кольматації, викликаной дією бурового розчину. Процес зниження величини пластового тиску, розрахованого по КВТ, записаного при різних циклах випробування, може характеризувати виснаження замкнутої пачки випробовуваного об'єкту.

Випробування свердловини за допомогою пластовипробувача, яке проводиться в процесі буріння, дозволяє отримати якісну оцінку про насичення продуктивного пласта. Кількісну оцінку про видобувні можливості пласта, і його фільтраційні властивості можна отримати тільки в обсаджений експлуатаційною колоною свердловині.

Отримані результати випробування пластів в процесі буріння комплектом випробувальних інструментів, який опускається на трубах, повинні забезпечити об'єктивну оцінку насичення пласта, отримання фізико-хімічної характеристики флюїду і гідродинамічних характеристик продуктивних або можливо продуктивних пластів. На підставі отриманих даних ухвалюється рішення про спуск експлуатаційної колони і проведення газодинамічних досліджень в колоні.

7.3.8. Для інтерпретації результатів випробування приймаються лише якісні діаграми (рис. 7.9.), на яких чітко простежуються всі елементи процесу, причому різниця показань двох манометрів не перевищує допустимих меж:

$$\Delta P < 0,1 \gamma h + \Delta_m ,$$

де γ – щільність бурового розчину, г/см³; h – відстань між встановленими манометрами, м; Δ_m – клас точності манометра.

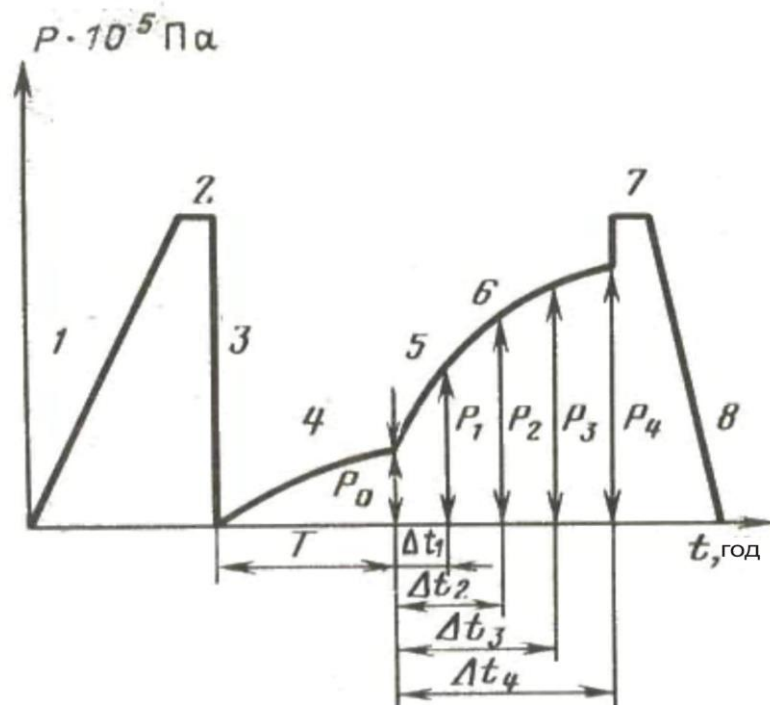


Рис.7.9. Діаграма тиску

1 - спуск комплексу випробувальних інструментів у свердловину; 2 - встановлення пакера; 3 - відкриття випускного клапана; 4 - крива (діаграма) припливу (відкритий період); 5 - закриття запірно-поворотного клапана; 6 - крива (діаграма) відновлення тиску (закритий період); 7 - зняття пакера; 8 - підйом комплексу випробувальних інструментів.

Існуючі методи обробки діаграм тиску діляться на дві групи:

- 1) обробка кривих відновлення тиску;
- 2) обробка кривих тиску припливу.

Діаграми (криві) відновлення тиску в газоносних і газоводонасних об'єктах обробляються переважно методом Хорнера. Сутність цього методу полягає в тому, що період відновлення тиску розглядають як продовження періоду припливу, відповідно до основного закону фільтрації.

Для водонасичених і водогазонасичених пластів цей закон приймає наступний вираз:

$$P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}} - \frac{0,183 q_{\text{max}}}{i} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t},$$

де $P_{\text{виб}}$ – поточний вибірний тиск на кривій відновлення тиску, що відповідає даному моменту часу, 10^5 Па; $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, 10^5 Па; q_{max} – дебіт газу на початку припливу, $\text{см}^3/\text{с}$; i – гідропровідність (газопровідність), $\text{мкм}^2 \text{ м}^2$

с/кг; T – час відкритого періоду, с; Δt – величина інтервалу часу, відповідного віддалі між початковою і наступними точками, прийнятими при розшифровці кривої відновленого тиску, с.

Залежність $P_{\text{вib}}$ від $\lg (T+\Delta t)/\Delta t$ є лінійною і використовується для графічного визначення пластового тиску, так як при $\lg (T+\Delta t)/\Delta t \rightarrow 0$ вибійний тиск наближається до пластового.

Визначення пластового тиску і розрахунок параметрів пласта при цьому проводиться в наступному порядку:

1) результати розшифровки кривої відновлення тиску записуються в таблицю такої форми:

№ з/п	$P_{\text{вib}}$	Δt	$T+\Delta t$	$\frac{T+\Delta t}{\Delta t}$	$\lg \frac{T+\Delta t}{\Delta t}$

2) за результатами розшифровки кривої відновлення тиску будується графік (рис. 7.10.а), що відображає залежність:

$$P_{\text{вib}} = f \left(\lg \frac{T+\Delta t}{\Delta t} \right);$$

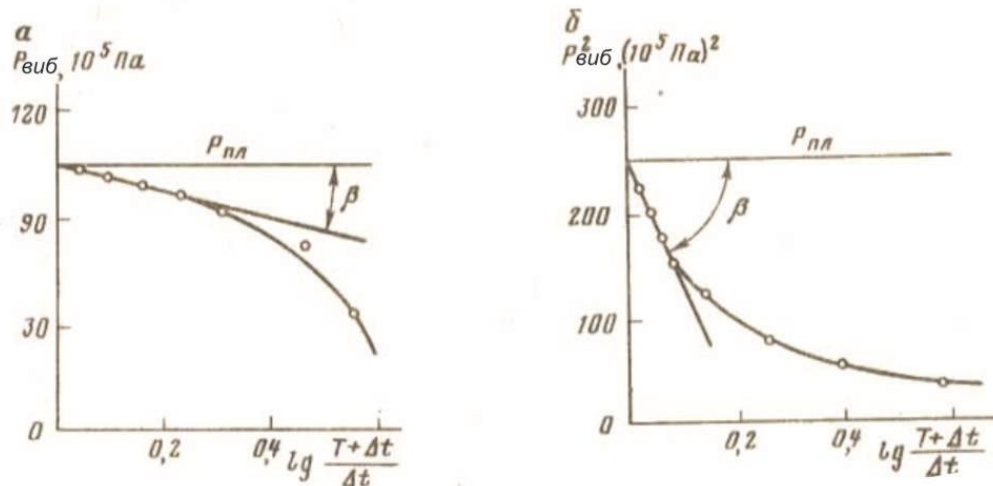


Рис.7.10. Визначення пластового тиску по графіку залежності вибійного тиску від логарифму відношення $(T+\Delta t)/\Delta t$, побудованого по діаграмі відновлення тиску:

a - пласт водонасичений; *б* - пласт газонасичений.

Графік (рис. 7.10.) визнається придатним для визначення пластового тиску, якщо в ближньому до осі ординат його частині є не менше 3-4 точок, через які можна провести пряму лінію. Продовжуючи цю лінію до перетину з віссю ординат, отримують значення пластового тиску на глибині установки манометра.

Гідрогеологічні параметри (коефіцієнти фільтрації, гідропровідність, пластовий тиск, коефіцієнт проникності) розраховують по методиках, які описані в спеціальних інструкціях. У вуглерозвідувальній практиці найбільш прийнятні формули Краснопольського і Хорнера.

Для газонасичених пластів формула Хорнера має наступний вигляд:

$$P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}}^2 - \frac{0,366 q_{\text{max}} P_0 T_{\text{пл}} Z}{i T_{\text{ст}}} \lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t},$$

де $T_{\text{ст}} - 293 \text{ К}$; $T_{\text{пл}}$ – температура пласта, К; Z – коефіцієнт стисливості для газу; P_0 – атмосферний тиск, МПа.

Визначають пластовий тиск і розраховують параметри пласта в наступному порядку:

1) за результатами розшифровки кривої відновлення тиску складають таблицю наступного вигляду:

№ з/п	$P_{\text{виб}}$	$P_{\text{виб}}^2$	Δt	$T + \Delta t$	$\frac{T + \Delta t}{\Delta t}$	$\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$

2) будується графік залежності (рис. 7.10.б):

$$P_{\text{виб}}^2 = f \left(\lg \frac{T + \Delta t}{\Delta t} \right),$$

У точці перетину прямої, що проходить через останні 3-4 точки, з віссю ординат отримують значення квадрата величини пластового тиску, на підставі чого розраховується пластовий тиск.

Виходячи з аналізу наведених формул, необхідно прагнути до максимального зменшення величини $T + \Delta t / \Delta t$. Це досягається у випадках, коли час закритого періоду Δt у багато разів більше часу відкритого періоду.

Замірний вибірний тиск повинен становити не менше 80 % від розрахункового пластового.

У всіх випадках випробування свердловин пластовипробувачем КВІ-65, коли існує приплив газу, з визначеним складом, коли камера герметична, а крива відновлення тиску піддається обробці за методом Хорнера, результати і отриману величину пластового тиску слід вважати достовірними.

7.3.9. Газоносність порід (переважно пісковиків) визначають по метану як компоненту, що має найбільш важливе значення в газовій суміші. Метаноносність розраховують для газонасичених і газоводонасичених порід, випробуваних пластовипробувачем, з урахуванням результатів визначення відкритої пористості в породних зразках, температури пласта і пластового тиску.

1) Вміст метану X ($\text{м}^3/\text{м}^3$) в системі «порода–газ» визначається за формулою:

$$X = \frac{n K_T f \alpha P_{\text{пл}}}{P_0 \alpha_0} + \Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}},$$

де n – загальна пористість, в частках одиниці; K_T – коефіцієнт заповнення пор газом, в частках одиниці; f – температурна поправка для приведення об'єму газу до нормальних умов: $f = 1 / (T + t_{\text{пл}})$, де $t_{\text{пл}}$ – пластова температура, виміряна максимальним термометром в процесі випробування пласта $^{\circ}\text{C}$; $T = 273 \text{ K}$; α – поправка на відхилення реальних газів від закону Бойля-Маріотта при тискові, що дорівнює $P_{\text{пл}}$; $\alpha = 1/Z$, де Z – стисливість газу, що береться з довідкової літератури в залежності від значення приведенного тиску $P_{\text{пр}}$ і приведеної температури $T_{\text{пр}}$. Для метану: $P_{\text{пр}} = P_{\text{пл}}/4,50$; $T_{\text{пр}} = (273\text{K} + t_{\text{пл}})/190,5$; де $t_{\text{пл}}$ – пластова температура, $^{\circ}\text{C}$; $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск газу, визначений за результатами випробування КВІ, МПа; P_0 – атмосферний тиск

в період відбору проби газу у гирла свердловини, МПа; $\alpha_0 = 1$ при P_0 , $\Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}}$ – сорбційна газоємність породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Коефіцієнт заповнення пор газом ($K_{\text{г}}$) визначають в частках одиниці за формулою:

$$K_{\text{г}} = \left(1 - \frac{\gamma_{\text{п}} W}{p_0 \gamma_{\text{в}}}\right),$$

де $\gamma_{\text{п}}$ – щільність породи, $\text{т}/\text{м}^3$; W – пластова (природна) вологість, %; p_0 – відкрита пористість, %; $\gamma_{\text{в}}$ – щільність води.

Визначення природної (пластової) вологості породи по керну свердловин ускладнено, оскільки буріння ведеться з промивкою. Тому її значення зазвичай встановлюють по шахтних пробах. З досвіду роботи в Донбасі, в зоні поширення вугілля марок Ж, К, ПС, П величина $K_{\text{г}}$ для пісковиків до глибини приблизно 600-900 м становить 0,0-0,2. На глибинах понад 900-1000 м в газоносних пісковиках $K_{\text{г}} = 0,7-0,95$. Конкретні значення коефіцієнта заповнення пор газом рекомендується уточнювати по шахтних пробах, що відбираються в аналогічних умовах.

Значення сорбційної газоємності породи визначають по вмісту в ній органічної речовини:

$$\Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}} = (X_0 \gamma C_0)/100,$$

де $\Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}}$ – обсяг сорбованого газу в 1 м^3 породи ($\text{м}^3/\text{м}^3$); C_0 – вміст органічного вуглецю, %; γ – щільність порід, $\text{т}/\text{м}^3$; X_0 – метаносність органічної речовини, $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$, яку в першому наближенні приймають рівній метаносності найближчого вугільного пласта або визначають по номограмі для оцінки сорбційної метаносності порід (рис. 7.13.).

2) Вміст X газу в системі «пісковик-газ-вода» визначають як суму об'ємів газу, розчиненого у пластових водах і сорбованого органічною речовиною:

$$X = \Gamma_{\text{п}}^{\text{в}} + \Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}},$$

де $\Gamma_{\text{п}}^{\text{в}}$ – об'єм газу, розчиненого у пластових водах, що насичують 1 м^3 породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

7.4. Вивчення газонаосних горизонтів у відкритих та обсаджених стволах свердловин

7.4.1. Конструкція геологорозвідувальних бурових свердловин, що використовуються з метою вивчення газонаосності вуглепородного масиву, має забезпечувати застосування у стволі свердловини геофізичних та інших приборів, спуск обсадних колон на передбачувані глибини, ізоляцію продуктивних горизонтів один від одного та від водоносних горизонтів, а також ізоляцію несумісних зон за технологією буріння або експлуатації свердловини.

Конструкція геологорозвідувальних свердловин обґрунтовується і розробляється на підставі цілеспрямованого аналізу мети свердловини згідно із геологічним завданням, її проектної глибини, геологічного розрізу досліджуваної вуглепородної товщі, габаритів прохідницького, дослідницького та експлуатаційного устаткування, що передбачається до використання.

Під час обґрунтування конструкції свердловин першочерговому дослідженню і аналізу у геологічному розрізі підлягають вугільні та породні пласти, інтервали глибин тектонічних порушень, що здатні поглинати буровий розчин, а також загрозливих щодо газопроявів та обвалів стінок ствола свердловини.

Визначення конструкції свердловин здійснюється знизу до верху на підставі проектного геологічного розрізу і проектної глибини свердловини. Діаметр внутрішньої колони обсадних труб має забезпечувати: виконання в колоні геофізичних та інших дослідницьких робіт, що передбачаються, ізоляцію продуктивних об'єктів, ізоляцію несумісних зон за технологією буріння або експлуатації свердловини, здійснення можливої майбутньої експлуатації свердловини, достатню міцність та довговічність кріплення ствола.

Гирло свердловини та верхня частина розрізу, складеного нестійкими та поглинаючими породами укріплюються та ізолюються кондуктором. Конструкція свердловини після кондуктора має враховувати кількість обсадних колон для ізоляції несумісних зон буріння свердловини, глибини спуску обсадних колон та висоти підйому тампонажного цементу в поза колонному просторі.

Цементування обсадних колон належить виконувати відповідно до чинних інструкцій з кріплення свердловин.

Якість цементування має забезпечувати: надійну ізоляцію газових і водоносних пластів, що виключає циркуляцію газу і води в поза колонному просторі; стійкість до руйнівного впливу пластових флюїдів, механічних та температурних навантажень; можливість створення проектних депресій та репресій на пласт; дотримання вимог охорони надр та навколишнього природного середовища; надійне запобігання проникненню цементного розчину у продуктивний пласт (об'єкт).

Якість цементування обсадних колон неодмінно контролюється спеціальними геофізичними дослідженнями. Визначення висоти підйому цементу здійснюється акустичним, термічним і радіоактивним методами.

Акустичний метод, як найбільш результативний, фіксує якість цементу та наявність у ньому пустот та неоднорідностей.

Термічний метод ґрунтується на екзотермічному характері процесу затвердження цементного розчину, унаслідок якого зацементовані ділянки ствола свердловини вирізняються на термограмах зонами підвищеної температури. Особливість цього методу – обов'язкове дотримання терміну застосування.

Для застосування радіоактивного методу до цементного розчину додаються радіоактивні речовини, наявність яких дозволяє виділити зацементовану ділянку ствола свердловини, як інтервал підвищеного гамма-випромінювання.

Для сполучення та герметизації спущених обсадних колон устя свердловин обладнується колонною головкою, що випробовується на герметичність за робочим тиском, визначеним паспортними даними. Робочий тиск фонтанної арматури має відповідати максимальному тиску, що очікується на усті свердловини.

Діаметр колони насосно-компресорних труб (далі НКТ) слід вибирати так, щоб забезпечити повний і безперервний винос рідини з вибою при мінімальних гідравлічних втратах тиску в стволі свердловини.

Вимоги, що виставляються до дегазаційних свердловин, загалом є такими ж, що і для геологорозвідувальних та експлуатаційних свердловин.

Конструкція дегазаційних свердловин має забезпечити екологічно безпечне вилучення газу (метану) вугільних родовищ із вуглепородного масиву, у тому числі: забезпечити надійну ізоляцію від залягаючих вище і нижче продуктивних пластів, а також запобігти поза колонним перетокам газу до залягаючих вище водоносних горизонтів.

Для типових задач буріння дегазаційних свердловин, що включають: дегазацію продуктивного вуглепородного комплексу геологічного розрізу, дегазацію відробленого простору, дегазацію скупчень (покладів) вільного газу (метану) у породах та структурах–колекторах, розроблені типові конструкції дегазаційних свердловин, які належить використовувати під час розробки проектів дегазації.

Технічні та організаційні заходи щодо запобігання аваріям і катастрофам під час виконання геологорозвідувальних та науково-дослідних робіт, проектування, будівництва, експлуатації, реконструкції об'єктів, що здійснюють видобування газу (метану) вугільних родовищ, здійснюються відповідно до законодавства. Підприємства, що здійснюють видобування газу (метану) вугільних родовищ, підлягають постійному та обов'язковому обслуговуванню аварійно-рятувальними службами згідно із законодавством.

Для забезпечення безпеки населення, яке проживає в районі розташування об'єктів видобування та використання газу (метану) вугільних

родовищ, встановлюються охоронні та санітарно-захисні зони, розміри і порядок використання яких визначаються законодавством та проектами цих об'єктів, затвердженими у встановленому законодавством порядку.

7.4.2. Дослідження газоносних горизонтів в обсаджених свердловинах застосовується для вивчення виявлених скупчень (покладів вільного чи розчиненого газу в пісковиках, гравелітах, конгломератах з підвищеною пористістю і проникністю та в порожнинах тріщинних колекторів.

За наявності в розрізі вугленосної товщі двох або декількох, розташованих один під одним газових покладів, перевага надається системі дослідження об'єктів в обсаджених свердловинах знизу догори. У цих випадках свердловина, що перетнула всі горизонти, які підлягають випробуванню, обсаджується до вибою колоною обсадних труб з цементациєю затрубного простору за умови підйому цементу до поверхні або покрівлі верхнього об'єкта. Випробування здійснюється, починаючи з нижнього об'єкта через перфоровані навпроти нього отвори в обсадних трубах. Приплив флюїдів після проведення кумулятивної перфорації викликається шляхом зниження тиску на пласт, що досягається заміною бурового розчину рідиною меншої щільності, зниженням рівня за допомогою аерації розчину, свабуванням, тартанням та іншими способами, що застосовуються в нафтогазовій промисловості.

Для вивчення мікропокладів вільного газу застосовується метод дослідження в обсаджених свердловинах із застосуванням колони-фільтра, що традиційно використовується в газовій галузі для продуктивних пластів з відносно невисокими значеннями пластового тиску.

За цим методом дослідна свердловина буриться до глибини, на кілька метрів меншої відносно глибини залягання покрівлі мікропокладу, і обсаджується колоною труб діаметром 146 або 168 мм з цементациєю затрубного простору до устя. Буріння продовжується меншим діаметром. Після повного перетину свердловиною газопроявляючого горизонту опускається потайна колона-фільтр, що забезпечує надходження до ствола

свердловини флюїду з пласта-колектора. У свердловину опускаються дві колони насосно-компресорних і сифонних труб діаметром до 20 мм. Устя свердловини обладнується фонтанною арматурою. За допомогою манометра і лічильника, встановлених поблизу від устя свердловини і з'єднаних з насосними трубами, під час досліджень фіксуються показники тиску і дебіту газу. До цих же труб може бути підключена дегазаційна установка. Сифонні труби використовуються для видалення із свердловини води.

Випробування в обсаджених свердловинах дозволяють оцінювати основні параметри покладів: колекторські властивості порід, фізико-хімічні властивості пластового флюїду (газу, води), пластовий тиск, температуру, дебіти води та газу.

7.4.3. Випробування у відкритому стволі свердловини за допомогою спеціального запірного обладнання устя свердловини і зниження тиску шляхом відкачування із ствола свердловини бурового розчину та закачування в нього повітря або природного газу (ерліфт, газліфт), здійснюється з метою оперативного вивчення газових скупчень, розкритих свердловинами. Цей метод дозволяє охарактеризувати газонасність всього розкритого розрізу в цілому, а не окремих його інтервалів. Кореляція виявлених припливів вільного газу з конкретними ділянками геологічного розрізу за цим методом є неоднозначною. Перешкоди при відкачці бурового розчину можуть виникати у зв'язку із наявністю у стволі свердловини неізольованих водоносних горизонтів.

У зв'язку з тим, що розкриття газонасних горизонтів може супроводжуватися катастрофічними газовиділеннями, для запобігання викидів газу в процесі проведення випробувань устя свердловини належить облаштовувати спеціальним запірним обладнанням, а також здійснювати належні спостереження, вимірювання, відбір проб флюїду. Заходи, щодо запобігання аваріям і катастрофам під час виконання дослідницьких робіт здійснюються відповідно до законодавства.

7.5. Вивчення газоносності вуглепородної товщі із застосуванням газового каротажу

Газовий каротаж розвідувальних свердловин застосовується в процесі бурових робіт з метою виділення інтервалів з газоносними породами в розкритому при бурінні розрізі вуглепородної товщі, а також для оцінки рівня природної газоносності порід, що містять сорбований газ, газ, розсіяний у вільній фазі або розчинений у пластових водах. Кращі результати метод дає під час вивчення газоносності порід непорушеного або слабо порушеного вуглепородного масиву середнього ступеня метаморфізму, що вміщує вугілля від марки Г до антрацитів. У розрізах, що вміщують слабо метаморфізоване вугілля марок Д-Г або суперантрацити марок 11А-12А і вище, результативність методу знижується. Застосовувати метод у свердловинах з поглинанням промивальної рідини більше 40-50 % не рекомендується.

Метод ґрунтується на безперервному визначенні вмісту газу в буровому розчині на усті свердловини дегазаційною й аналітичною апаратурою. Одночасно проводиться систематичний відбір проб на вміст газу в буровому розчині і керні.

За даними газового каротажу розраховують природну газоносність порід шляхом ділення сумарного значення: вмісту газу в буровому розчині (за вирахуванням фону), залишкової газоносності розчину і керну на об'єм породи, перебуреної в досліджуваному інтервалі свердловини.

У інтервалах, представлених тріщинно-поровими і тріщинними колекторами, значення газоносності порід за даними газового каротажу можуть бути значно завищені за рахунок надходження газу з простору навколо свердловинного ствола, або занижені у зв'язку з відтисненням газу з простору навколо вибою свердловини.

Для проведення газового каротажу використовують автоматичні газокаротажні станції, змонтовані на автомобілях або автомобільних

причепях. Основними елементами станцій є трубчастий дегазатор безперервної дії, датчик глибин, витратомір, пробовідбірник бурового розчину, рівнемір, глибиномір, газоаналізатор, панель реєстрації параметрів та ін. Схема установки газокаротажної станції на буровій показана на рисунку (рис. 7.11.).

Застосування газового каротажу для вивчення газоносності порід передбачає виконання комплексу польових, лабораторних і камеральних робіт.

У процесі польових робіт, виконуваних одночасно з бурінням свердловин, здійснюються наступні основні операції: вимірювання і автоматична реєстрація із записом на стрічку показань сумарного вмісту вуглеводневих газів; реєстрація витрат бурового розчину, тривалості проходки 1 м свердловини, коефіцієнта розбавлення в масштабі істинних глибин; безперервний вимір і реєстрація діючих глибин; автоматичне перетворення сигналів діючих глибин в сигнали істинних глибин; вибіркові люмінесцентні дослідження бурового розчину і керна на вміст в них бітумінозних речовин; періодичне визначення температури і фізичних властивостей бурового розчину (в'язкості, щільності).

У процесі польових робіт відбирають проби бурового розчину і порід для наступної термовакuumної дегазації. Проби вихідного із свердловини бурового розчину відбирають при проходці аномальних, газовиділяючих інтервалів свердловин по 3-6 проб на інтервал або через кожні 2 м проходки при деталізації аномалій. При фонових значеннях газонакопичення відбір здійснюється через кожні 10-15 м.

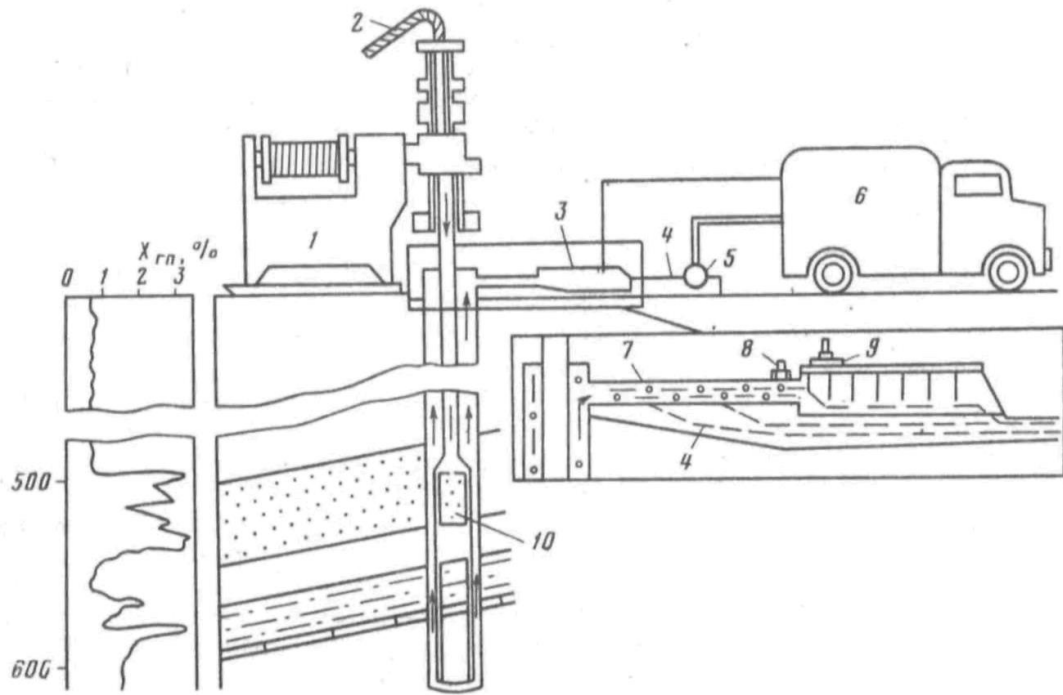


Рис. 7.11. Схема газового каротажу

1 - буровий верстат; 2 - нагнітальний шланг; 3 - трубчастий дегазатор ТГ-3; 4 - жолоб для вхідної рідини; 5 - витратомір; 6 - АГКС; 7 - відвідний патрубок; 8 - отвір для відбору проб; 9 - газова камера; 10 - буровий снаряд; $X_{гп}$ - газопоказання (%).

Проби розчину відбирають з відвідного патрубка до вакуумованих пробовідбірників місткістю 100 см³.

Для визначення залишкової газонасності порід відбирають проби керна до герметичних стаканів. При перебудуванні вугільних пластів відбирають 3 проби: з порід покрівлі, підшви і самого вугілля; в аномальних по газовиділенню інтервалах відбирають по 1 пробі керна, а при тривалих аномаліях – по 1 пробі через кожні 5 м проходки свердловини. При фонових газопоказаннях відбирають 1 пробу через 10-15 м проходки. У тих же точках відбирають проби порід для визначення вмісту розсіяної органічної речовини і вивчення колекторських властивостей.

В ході польових газокаротажних робіт на каротажній діаграмі відзначають додаткові відомості про перерви в бурінні і циркуляції промивальної рідини, зміні бурового снаряду і його розмірах, про вихід керна і таке інше. При виконанні газового каротажу з метою кількісної оцінки

газоносності порід належить виконати наступні умови: установку відвідного патрубку для монтажу трубчастого дегазатора; забезпечити відповідність бурового розчину нормативним вимогам і своєчасну заміну дегазаційного розчину; прокачку бурового розчину до повного виходу газонасиченого розчину з вибою свердловини при завершенні перебудовки газоносних інтервалів; прокачку бурового розчину, збагаченого природним газом, після перетину газовиділяючих інтервалів до повного виходу його на поверхню.

Під час камеральних робіт для інтерпретації результатів газового каротажу використовуються такі матеріали: літологічна колонка свердловини, опрацьована за даними геологічної документації керна, даних з технології буріння і геофізичного дослідження свердловини; інтервали поглинання та об'єми поглинутої рідини; діаграма газового каротажу; дані про вміст газу у вхідному і вихідному буровому розчині, отримані в процесі термовакuumної дегазації проб; діаграми, отримані при випробуванні пластів із застосуванням КВІ-65, кавернограма; результати визначення колекторських властивостей порід та залишкової газоносності, вмісту в них розсіяної органічної речовини.

По діаграмах газового каротажу на підставі підвищених газопоказань здійснюється виділення інтервалів підвищеної газонасиченості порід в розрізі свердловини.

Кількісна оцінка газоносності вуглевміщуючих порід проводиться на основі даних про фактичну газонасиченість проб розчину, що відбираються по всьому розрізу свердловини незалежно від наявності аномалій. При цьому доцільно виконувати розрахунок стосовно інтервалів, виділених з урахуванням літологічної приналежності порід і величини газонасиченості проб бурового розчину. Природну газоносність розраховують за формулою:

$$X_{\text{п}} = (Q_{\text{об}} / V_{\text{п}}) + q_{\text{к}} ,$$

де $V_{\text{п}}$ – об'єми порід, розбурених в даному інтервалі, м^3 ; $Q_{\text{об}}$ – загальна кількість газу, який надійшов у буровий розчин при перетині інтервалу, м^3 :

$Q_{об} = (q - q_{ф}) t V_{н} / 1000$, де q і $q_{ф}$ – газонасиченість вихідного і вхідного бурового розчину, $см^3/л$; t – час, протягом якого перебував даний інтервал, $хв$; $V_{н}$ – продуктивність бурового насоса, $л/хв$; $q_{к}$ – залишкова газонасиченість керна, $м^3/м^3$.

Результати газокаротажних досліджень наводяться у висновку, який містить відомості про методику проведення робіт, якості проведених досліджень, наявність та геологічної природи газовиділяючих інтервалів в розрізі свердловини, значеннях газонасиченості різних літотипів порід. Текст супроводжується копіями газокаротажних діаграм і таблицями значень газонасиченості порід.

У зв'язку з тим, що за певних умов значення газонасиченості порід, розраховані по газовому каротажу, можуть виявитися завищеними, виконується контрольний розрахунок максимально можливого (граничного) вмісту $X_{п}$ вільного і сорбованого газу за такою формулою:

$$X_{п} = (n_0 f P) / Z d + (C_0 X_y) / 100 ,$$

де n_0 – відкрита пористість, $м^3/м^3$; $f = T + t_{ст} / T + t_{пл}$ – поправка за температуру для приведення об'єму газу до нормальних умов; P – газовий тиск, умовно прийнятий рівним гідростатичному; Z – коефіцієнт стисливості газу; d – щільність порід, $т/м^3$; C_0 – вміст розсіяної органічної речовини в породах, %; X_y – природна газонасиченість найближчого вугільного пласта, $м^3/т$.

У разі, якщо питома газонасиченість порід (в $м^3/м^3$ або $м^3/т$), оцінена по газовому каротажу, перевищує граничну, результати цієї оцінки вважаються недостовірними.

Після проведення газового каротажу, внаслідок якого виявлено газонасичені породи, і їхнього повного розкриття свердловиною, належить здійснити повний комплекс промислово-геофізичних досліджень і повторити його перед спуском обсадної колони.

7.6. Вивчення газоносності вугільних родовищ із застосуванням комплексу геофізичних досліджень свердловин

Під час вивчення газоносності вугільних родовищ комплексом геофізичних досліджень свердловин (ГДС) вирішуються геологічні завдання, пов'язані з літологічним розчленуванням розрізу, оцінкою вугленасиченості розрізу і виявленням некондиційних прошарків вугілля, а також з визначенням колекторських властивостей порід, прогнозуванням розривних порушень і зон тріщинуватості, виявленням локальних газових скупчень, оцінкою газонасиченості, прогнозуванням мікропокладів газу та інше. Для вирішення зазначених завдань використовуються визначені на підставі досвіду геолого-геофізичного вивчення розрізів вугільних родовищ типові комплекси ГДС та спеціальні методи промислової геофізики, які застосовуються при вивченні родовищ газу.

Основні методи ГДС включають: електричний, радіоактивний, акустичний каротажі. До додаткових методів геофізичних досліджень відносяться: термометрія, вимірювання діаметра свердловини, визначення місць притоку води у свердловинах, інклінометрія, вимірювання кутів падіння пластів та інше.

Типові комплекси геофізичних методів дослідження (ГДС) вуглегазових свердловин наведені в таблиці.

Пошуковий комплекс				Деталізаційний комплекс					
основний	додатковий	Дослідження покрівлі і підшви вугільних пластів для всіх класів родовищ		Дослідження вугільних пластів					
				Клас родовища					
				I і III		II		IV	
		основний	додатковий	основний	додатковий	основний	додатковий	основний	додатковий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

продовження таблиці									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КС (градієнт-зонд) **, КС*, (потенціал-зонд) К, ГГК (ГГК-Щ), ДС, АК РК(ГК-НГК) Інклінометрія БКЗ БК БМК ІК АК Термометрія Деталізація вугільних пластів і колекторів	ВП, ПС, СГК, Термо метрія Резистиві метрія	КС (градієнт-зонд), КС (потенціал-зонд), БТК**, ГГК, ГГК-Щ Накл.	ВП, ПС	КС (потенціал-зонд), БТК** ГГК, ГГК, (ГГК-Щ), ГГК-С, ДС, КО	ВП, ГНК, АК Накл.	КС (градієнт-зонд)**, КС (потенціал-зонд), БТК**, ГГК, ГГК (ГГК-Щ), ГГК-С, ДС, КО	ВП, БМК, АК, Накл.	КС (потенціал-зонд), ПС (ГПС), ГГК, ГГК, (ГГК-Щ), ГГК-С, ДС, КО	ТК, ЕП, АК, Накл.

Примітки:

* - При застосуванні методу БК можливе виключення з типового комплексу бокового токового каротажу БТК, а також КС.

** - Метод застосовується вибірково в окремих свердловинах, а відбір проб ґрунтоносами КО проводиться на окремих вугільних пластах.

7.6.1. Потужності вугільних пластів виділяють і оцінюють на підставі даних пошукового і деталізаційного комплексів ГДС. Більшість некондиційних вугільних пластів пропускається при бурінні. Вугільні пропластки і шари вуглистих порід зазначаються під час геологічної документації керна, але потужність їхня надійно не визначається. Основним способом встановлення їхньої потужності, будови і положення в геологічному розрізі для вивчення притаманної їм газоносності є геофізичні дослідження в свердловинах (ГДС). Типові комплекси ГДС дозволяють виявляти тонкі (потужністю більше 5-10 см) пропластки вуглистих порід з наступною напівкількісною оцінкою їхньої зольності. Окремі породні прошарки при цьому виділяються за потужності 2-4 см. Для цього

рекомендується в 1-3 свердловинах виконувати запис каротажних кривих в масштабі 1 : 50 методами ГГК-С, ГК, БК, Кав по всьому розрізу.

Вуглисті породи в розрізі виділяють шляхом зіставлення діаграм інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання і кавернометрії. Вугілля всіх марок характеризуються максимальними значеннями інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання. На ділянках з незначною кавернозністю такі аномалії однозначно класифікуються як вугільні пласти. Для уточнення потужності і будови вуглистих порід додатково використовують виміри КС, ГК, БК.

Інтервали із збільшеним діаметром свердловини так само, як і вуглисті породи, відзначають аномаліями підвищеної інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання. При наявності в свердловині каверн виділення вуглистих порід ускладнюється. Кожну аномалію інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання, що співпадає по глибині з кавернозною ділянкою додатково досліджують іншими геофізичними методами. При незначній кавернозності на ділянках, де вугілля має підвищений електричний опір, вуглисті породи характеризуються підвищеними значеннями на діаграмах методів КС_{ПЗ}, КС_{ГЗ}, БК. Інтервали з глибокою кавернозністю належить досліджувати методом викликаної поляризації (ВП) з різною силою поляризуючого струму. При збільшенні струму живлення вуглисті породи на діаграмах $\Delta V_{\text{ВП}}$ виділяються по збільшенню аномалій.

Питомий електричний опір вуглистих порід залежить від ступеня вуглефікації рослинної органіки. Електричний опір бурого вугілля мало відрізняється від опору вміщуючих порід, і вони недостатньо чітко виділяються на кривих КС, БК і ТК (БТК). Опір кам'яного вугілля марок Д, Г, Ж, К, ПС і П значно перевищує опір вміщуючих порід: вугілля відрізняється високими показаннями КС і низькими значеннями ГК. Пісне і перехідне до антрацитів вугілля незначно відрізняється від вміщуючих порід, слабо виділяється на кривих КС. Антрацити характеризуються низьким опором, на діаграмах КС і відзначаються чіткими мінімумами.

Для вугільних пластів характерне знижене значення інтенсивності природного гамма-випромінювання. Некондиційні за зольністю пласти (високозольне вугілля і вуглисті породи) відзначаються аномаліями меншої амплітуди, ніж пласти кондиційного вугілля. Некондиційні за потужністю вугільні пласти виділяються аномаліями меншої інтенсивності і протяжності. Для виявлення вугільних пластів потужністю менше 20-25 см необхідно проводити вимірювання в деталізаційному масштабі з обов'язковим залученням методів з високою роздільною здатністю: ГГК-С, БТК, БК, ПС_{ГР}, МК.

З метою визначення потужності вугільних пластів використовують геофізичні вимірювання в деталізаційному масштабі. Відомо декілька способів визначення потужності. Найбільш простий і поширений з них полягає в тому, що границі пласта визначають на кривій КС_{ГЗ} по точках найбільшого градієнта на висхідній і низхідній гілках кривої, а потужність вугільного пласта оцінюють як різницю між проекціями цих точок на вісь глибин. Спосіб застосовується для пластів високого опору і дозволяє визначати їх потужність з точністю до ± 5 см.

Інтервали, представлені породами з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини, характеризуються пониженою щільністю. На каротажних діаграмах такі інтервали виділяються підвищеним значенням ГГК, підвищеними (для вугілля марок Д, Г, Ж, К, ПС, П), або зниженими (для антрацитів) значеннями позірних електричних опорів. Кількісна оцінка вмісту розсіяної органічної речовини може здійснюватися співставленням результатів геофізичних вимірів методами КС і ГГК з даними лабораторних визначень.

Для оцінки достовірності та точності результатів геофізичних методів проводиться співставлення геофізичних даних з результатами геологічної документації по керну опорних свердловин, по гірничих виробках і по ґрунтоносних пробах. Вихід керна при цьому має бути не меншим 90 %.

Геофізичні виміри дозволяють виділяти в розрізі свердловини пропластки вугілля і вуглистих порід потужністю понад 2-4 см.

Колекторські властивості порід належить оперативно оцінювати на основі результатів застосування типового комплексу ГДС, доповненого спеціальними дослідженнями в свердловинах методами БКЗ і НГК, а також за матеріалами повторних вимірів зондом БКР-3 по всьому розрізу під час періодичних каротажів в процесі буріння і через 2-3 дні після його закінчення, а також до і після випробування свердловини. Найбільш показними є дані вивчення колекторських властивостей акустичним каротажем.

Для виявлення зон підвищеної проникності порід використовують матеріали БКЗ і результати повторних вимірів КС. Місця налипання глинистої кірки в інтервалах інтенсивного поглинання промивальної рідини виявляються за даними кавернометрії і електрокаротажу мікрозондами. Інтервали надходжень флюїдів у свердловину виділяються за температурними аномаліями (термометрії) і зміни опору промивальної рідини (резистивіметрія).

Для визначення пористості використовуються дані електричного (ПС, МК, БКЗ) і акустичного каротажу; для оцінки глинистості порід використовуються матеріали гамма-каротажу (ГК).

7.6.2. Колектори і зони скупчення вільного газу в розрізах вуглерозвідувальних свердловин виділяються за даними стандартного пошукового (1 : 200, 1 : 500) комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС), що виконується у всіх свердловинах (100 %) і включає вимірювання електричних опорів градієнт- і потенціалзондами (КС_{ГЗ}, КС_{ПЗ}), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж щільнісний (ГГК-Щ), акустичний каротаж (АК), кавернометрія (Кав), інклінометрія (Інк). У спеціальних свердловинах з вивчення газоносності додатково в пошуковий комплекс слід включати методи термометрії (Тер), запис тиску бурильного розчину

свердловинним манометром і повторні вимірювання по всьому розрізу свердловини приладом БКР-3 в процесі буріння.

В інтервалах з підвищеними колекторськими властивостями, зонах можливого скупчення вільних газів (включаючи 10 м розрізу в підшві і покрівлі цих інтервалів, зон) мають виконуватися деталізаційні дослідження (1 : 20 або 1 : 50) приладом БКР-3 (БК, ГК, ГГК-Щ) акустичним (АК) і нейтронним-гамма-каротажем (НГК). Крім того, виконуються повторні вимірювання цим деталізаційним комплексом тих же інтервалів свердловин до і після їхнього випробування.

Важливою фізичною ознакою для виділення колекторів при геофізичних дослідженнях є зміна властивостей геологічного середовища в зоні проникнення промивальної рідини, яка буває найбільш значною в інтервалах, представлених породами з підвищеною проникністю. Крім того, при проникненні промивальної рідини в пористі породи на стінках свердловини утворюється глиниста кірка, яка змінює її діаметр. Посилене проникнення промивальної рідини і підземних вод через проникні породи призводить до утворення природних електричних потенціалів (ПС). Істотно піщанисті породи, які можуть бути поровими колекторами, зазвичай мають більш низьку радіоактивність і підвищену щільність у порівнянні з глинистими флюїдоупорами.

Відповідно до вищенаведеного, під час виділення порід-колекторів за даними ГДС слід враховувати такі ознаки: зміна електричного опору порід в зоні поглинання при повторних вимірах одним і тим же зондом ($KC_{гз}$, $KC_{пз}$); наявність за даними кавернометрії і за показаннями мікрозондів глинистої кірки на стінках свердловин в інтервалі пласта; наявність негативних аномалій природної поляризації при бурінні з використанням прісних промивних рідин; знижені значення радіоактивності за даними ГК та розсіяного гамма-випромінювання (ГГК).

Істотною фізичною ознакою для виділення колекторів при геофізичних дослідженнях є наявність зони проникнення, що виявляється за зміною

електричного опору порід в радіальному напрямку за даними БКЗ та інших методів ГДС, що передбачають здійснення вимірів зондами з різним радіусом дослідження. Як правило, в колекторах, що містять газоводяні суміші, при бурінні з використанням прісних промивальних рідин зони проникнення характеризуються підвищеним електричним опором, що знижується по мірі віддалення від ствола свердловини і відповідно відбивається на діаграмах, отриманих зондами з різним радіусом дослідження. Для колекторів, що містять вільний газ, характерні відносні зниження значень питомого опору в зоні проникнення і його збільшення в бік масиву.

Для виявлення скупчень вільного газу слід використовувати повторні вимірювання температурних характеристик бурового розчину і його тиску, що заміряні свердловинними термометрами і манометрами. Такі вимірювання необхідно виконувати мінімум у два прийоми: до випробування, коли пластовий тиск газу знаходиться в рівновазі з тиском стовпа бурової рідини, і потім, після зниження тиску, коли газ надходить в буровий розчин. Інтервали припливу газу в свердловину фіксуються мінімумами різницевого графіка термометрії ΔT^0 і зниженими градієнтами зміни тиску ΔP . В цих же інтервалах відзначаються значні зміни електричного опору при повторних вимірах методом КС.

7.6.3. Тріщинні і тріщинно-кавернозні колектори на каротажних діаграмах проявляються нечітко, їх виділення зазвичай ускладнене і в ряді випадків вимагає проведення спеціальних робіт. За матеріалами стандартного комплексу ГДС зони тріщинуватості мають наступні особливості: на діаграмах електрокаротажу тріщинні і кавернозні колектори в ряді випадків проявляються підвищеною диференціацією, дрібною ізрізаністю кривих КС; показання НГК для водоносних тріщинних колекторів знижені; може мати місце деяке збільшення діаметра свердловини, однак ця ознака не характерна; відзначається інтенсивне поглинання енергії пружних коливань (зменшення амплітуд коливань, збільшення ефективних коефіцієнтів згасання поздовжніх і поперечних хвиль); на кривих БКЗ інтервали

тріщинних колекторів, в основному, відзначаються двохшаровими кривими так, як переважаючий вплив на питомий електричний опір має непроникна матриця гірської породи. Можливі різні випадки. Один із них – це наявність трьохшарової кривої зондування, при умові наявності зони проникнення, та розкриття розрізу на високопровідних бурових розчинах.

З метою виявлення тріщинних колекторів застосовується комплекс методів, що включає $КС_{ГЗ}$, $КС_{ПЗ}$, НГК і АК з наступною побудовою нормованих різниць і виявленням місць істотної розбіжності пар графіків. Для підвищення вірогідності виділення тріщинних колекторів проводиться комплексна інтерпретація геофізичних вимірів, з використанням аналітичних залежностей і зіставлення нормованих графіків нейтронного, бокового і акустичного каротажу: ΔI_{ny} і $\Delta \rho_k$, Δt і $\Delta \rho_k$. Так, наприклад, для найбільш достовірного виділення колекторів за способом нормалізації діаграму екранованого зонда БК слід перебудувати в логарифмічному масштабі з таким модулем, щоб криві БК і НГК збігалися в інтервалах щільних неглинистих порід. В цьому випадку колектори виділяються по розбіжності кривих БК і НГК. Аналогічні трансформації слід проводити для замірів ефективного опору ρ_k за даними БК та інтервального часу пробігу Δt по каротажу АК.

Ефективним способом, що забезпечує підвищення достовірності геофізичних прогнозів при виділенні тріщинних колекторів, є використання результатів повторного каротажу комплексом БК, ГК, ГГК (зонд БКР-3) з метою виявлення змін фізичних властивостей порід-колекторів в зоні проникнення в часі. Такі вимірювання проводяться в не обсаджених свердловинах у процесі утворення зони проникнення. В обсаджених сталевими колонами свердловинах замір методом БК не проводять. Виключення можуть складати свердловини, що кріпляться азбестовими, або пластиковими колонами.

В не обсаджених свердловинах використовують виміри електричного опору, природної поляризації і кавернометрії. Електричний опір зони

проникнення фільтрату промивної рідини зазвичай зменшується, природне поле характеризується як збільшенням, так і зменшенням аномалій СП, діаметр свердловини може збільшуватися за рахунок обвалення стінок свердловини або зменшуватися за рахунок збільшення товщини глинистої кірки. Виділення колектора більш ефективно, якщо перший замір проведений через невеликий інтервал (5-10 діб) після розкриття пласта.

Ефективність повторних досліджень значно зростає, якщо змінювати тиск, що створюється стовпом промивної рідини на пласт, або фізичні властивості промивальної рідини. Тиск змінюють, збільшуючи або зменшуючи щільність промивальної рідини, знижуючи або підвищуючи її рівень в свердловинах. Додатковий тиск створюється також шляхом впливу на пласт випробувачем. Перший вимір проводять до зміни тиску, другий - після. Колектори виділяють по змінах показань при співставленні двох вимірів.

Фізичні властивості промивальної рідини змінюють, додаючи різні активатори. Підвищуючи мінералізацію, зменшують питомий електричний опір, додаючи радіоактивні ізотопи, збільшують радіоактивність, а додаючи магнетит - магнітну сприйнятливість. Геофізичний метод вибирають відповідно до активатора, що додається. Перший вимір проводять при звичайному розчині, свердловину промивають декількома обсягами активованого розчину і проводять повторні вимірювання. Колектори виділяють по зміні показників геофізичних вимірів.

Поширений метод двох розчинів, коли розчин активують додаванням солі, а вимір проводять методами бокового або мікробокового каротажу. Для впевненого виділення колекторів необхідно, щоб розчини не менше ніж в 3-5 разів розрізнялися за питомим електричним опором. При співставленні замірів колектори виділяють по зниженню електричного опору. В щільних породах опори збігаються.

Повторні дослідження в обсаджених свердловинах для виділення колекторів проводять методами радіоактивного і низькочастотного

акустичного каротажу. Зіставлення кривих НГК безпосередньо після спуску колони і за плином деякого часу дозволяє по збільшенню показань виділяти колектори газу в розрізі.

7.6.4. Значення відкритої (n) і загальної (n_0) пористості оцінюються геофізичними методами найбільш надійно. Визначення проводять за результатами вимірів електричного опору, а також радіоактивного і акустичного каротажу. Визначення відкритої пористості за методом опорів зводиться до оцінки параметра пористості R_{π} за відносним опором. Для водонасичених порід R_{π} визначається за формулою:

$$R_{\pi} = \rho_{ВП} / \rho_{ПВ},$$

де $\rho_{ВП}$ – питомий електричний опір водонасиченої породи; $\rho_{ПВ}$ – питомий електричний опір пластових вод.

В породах зі значною (більше 0,2-0,3 м) зоною проникнення для оцінки R_{π} використовують результати вимірювання електричного опору зони проникнення.

Параметр пористості R_{π} розраховується за формулою:

для водонасичених порід:

$$R_{\pi} = \rho_{ВП} / q\rho_{\phi},$$

для газонасичених порід:

$$R_{\pi} = \rho_{ПВ} / Q\rho_{\phi},$$

де ρ_{ϕ} – питомий електричний опір фільтрату промивної рідини; q – поправочний коефіцієнт на змішування фільтрату промивної рідини і пластової води; Q – поправочний коефіцієнт на залишкову газонасиченість.

Питомий електричний опір порід $\rho_{ВП}$ встановлюють за результатами інтерпретації БКЗ або результатами застосування зондів з великим радіусом дослідження, величина $\rho_{ПВ}$ – за даними хімічних аналізів, лабораторних вимірів питомого опору, аналізу проб пластових вод або за результатами інтерпретації ПС.

Питомий електричний опір порід в зоні проникнення $\rho_{ВП}$ визначають за результатами інтерпретації БКЗ або малих градієнт-зондів (0,4-1,2 м). Опір фільтрату промивної рідини ρ_{ϕ} встановлюють по питомому електричному опору рідини ρ_c , що виміряний резистивіметром або отриманий при інтерпретації БКЗ і приведений до температурних умов пласта. Величина ρ_{ϕ} становить приблизно 0,7-0,8 ρ_c .

Для визначення поправочного коефіцієнта q використовують формулу:

$$q = 1/(1-z- z (\rho_{\phi} / \rho_{ПВ})) ,$$

де z – частина порового простору, з якого пластова вода не витіснена. Для чистих піщаних колекторів $z = 0,075$ при відкритій пористості $n_0 > 18 \%$ і $z = 0,05$ при $n_0 = 18 \%$. Відомі спеціальні способи оцінки значень коефіцієнту залишкової газонасиченості, але зазвичай його приймають рівним 1,6.

Для визначення відкритої пористості n_0 використовують емпіричні залежності її від параметра пористості P_{π} , виражені графічно у вигляді формули:

$$n_0 = {}^m \sqrt{a/P_{\pi}} ,$$

де a , m – постійні, що визначаються експериментально за результатами вимірювання опорів порід, насичуючих їх вод і пористості при температурі залягання та ефективному тиску. За відсутності таких даних приймають: для пісковиків $a = 1$; $m = 1,7$; для вапняків $a = 1$, $m = 2$.

З метою визначення коефіцієнта пористості глинистих колекторів в отримані значення вноситься поправка за глинистість:

$$n_0 = n_0^1 - K_{гл} (\rho_{\phi} / \rho_{гл}) ,$$

де n_0^1 – коефіцієнт пористості визначений по електричному опору; $K_{гл}$ – об'ємний вміст глинистих частинок; $\rho_{гл}$ – питомий опір розсіяної глинистої речовини.

Відкриту (загальну) пористість порід n (%) визначають за результатами акустичного каротажу за допомогою палетки або за відповідним рівнянням середнього часу:

$$n = (\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_p - \Delta t_{\text{ск}}) ,$$

де Δt - інтервальний час, отриманий за даними акустичного каротажу; $\Delta t_{\text{ск}}$, Δt_p - інтервальний час для скелету породи і пластових вод, що встановлені за результатами лабораторних досліджень, або за довідковими даними.

Пористість порід може бути також визначена за замірами НГК, ГГК-Щ, ПС, а для глинистих колекторів - шляхом комбінування ПС і КС, АК і ГК, НГК і ГК, АК і НГК і ГК.

7.6.5. Газонасиченість порід оцінюється за матеріалами електричного каротажу шляхом обчислення коефіцієнта збільшення електричного опору в зоні газонасичення в порівнянні з опором аналогічних порід поза контуром газоносності. Для прогнозування мікропокладів газу додатково залучаються і комплексно інтерпретуються дані міжсвердловинної і наземної геофізики про структуру об'єкта, що розвідується: наявності та розташування антиклінальних складок, розривних порушень, зон тріщинуватості. Газонасиченість оцінюється за допомогою коефіцієнта збільшення опору:

$$P_H = \frac{\rho_p}{\rho_{\text{вп}}} = \frac{1}{(1-k_{\text{нг}})^f} ,$$

де f – постійна, що визначається за експериментальними даними, а за їх відсутності приймається рівною 2; ρ_p – питомий електричний опір газоносних порід, що визначають за вимірами БКЗ в контурі газоносності; $\rho_{\text{вп}}$ – питомий електричний опір цієї ж породи, але на 100 % заповненої водою (при умові її водоносності); $\rho_{\text{вп}}$ може визначатися за вимірами БКЗ поза контуром газоносності при умові однакових пористостей продуктивного та водоносного колекторів. При різних пористостях продуктивного та водоносного колекторів його визначають за результатами обчислень з

врахуванням питомого електричного опору пластових вод ($\rho_{\text{ПВ}}$) та емпіричної залежності параметру пористості (P_n) від коефіцієнту пористості (n_0).

Породи-колектори в поглинаючих інтервалах розрізу мають бути додатково досліджені методами термометрії і резистивіметрії як по окремих свердловинах, так і в межах розвідувальних ділянок.

7.6.6. Ознаками розривних порушень, що контролюють розвиток тріщинних колекторів є такі особливості каротажних діаграм: пониження питомих електричних опорів порід порівняно із інтервалами з наперед відомою відсутністю порушень (по даних каротажу КС); підвищення інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання (метод ГГК) і збільшення діаметра свердловин (за даними профілеметрії).

За умови застосування бурових розчинів зі зниженою щільністю або відповідної підготовки свердловин (промивці водою) важливу інформацію для вивчення тріщинуватості масиву вугленосних порід дають методи оптичного каротажу і свердловинного акустичного телевізора (САТ). На знімках-розгортках свердловин, здійснених в електромагнітних або акустичних хвилях, зонам тріщинуватості, окремим тріщинам і кавернам відповідають затемнені області, що викликані підвищеним поглинанням енергії досліджуваного поля. Протяжні косо січні тріщини розміром більше діаметра свердловини відбиваються на знімках у вигляді темних синусоїдальних ліній.

7.7. Вивчення газопроявів із свердловин і відслонень

Газовиділення із свердловин і відслонень вивчаються з метою виявлення порід і зон тектонічних порушень з аномально високим вмістом газу та визначення його хімічного складу.

7.7.1. Під час спостережень при бурінні свердловин слід розрізняти: слабке виділення бульбашок газу з виливом або без виливу води (при тиску газу на усті свердловини в межах 0,1 МПа); інтенсивне фонтанування води на

висоту 1,5-30 м (при тиску понад 0,5 МПа) з періодичними викидами води і породи.

Спостереження проводяться з початку фонтанування і до закінчення інтенсивного виділення газу зі свердловин, не обладнаних превенторами або фонтанної арматурою. При цьому відзначаються висота газоводяного фонтану, склад і величина винесених твердих частинок, шумові ефекти, температура води, що надходить, характер пульсації, запах газу. З можливою точністю оцінюються: інтервал глибин газопрояву та дебіт води і газу.

У разі виявлення виділень газу із свердловини (частіше всього це відбувається під час самовиливу підземних вод) належить відібрати проби води та газу для визначення його складу. Залежно від дебіту води і газу відбір проб здійснюється наступним чином.

Проба води відбирається у герметичну посудину об'ємом 1,5-2 л для дегазації рідини і визначення хімічного складу газу і рідини.

При невеликому припливі (до 100 м³/добу) дебіт газу найбільш просто визначати за швидкістю заповнення мірної посудини газом, що каптується за допомогою вставленої в кондуктор свердловини заглушки, з газовідвідною трубкою. Для вимірювання дебіту газу використовуються анеометри, трубки Піто, а також шайбні вимірювачі, після відповідної підготовки свердловини.

У разі дуже великого дебіту води, коли неможливо утримати ліжку в свердловині, для відбору проби газу користуються широкогорлою скляною посудиною, закритою резиною пробкою, через яку пропущено два металічних патрубки: один - довжиною до дна посудини, другий - короткий, що проходить тільки через пробку. Гвинтовим затискачем пробка розширюється в шийці посудини. Ретельно вимитий посуд заповнюється водою. До короткого патрубка посудини приєднується невеликий гумовий відвід, що опускається в мірний циліндр. До довгого патрубка посудини через триходовий кран приєднується гумовий шланг, який опускається в свердловину. Вода, що надходить зі свердловини через триходовий кран, спочатку виливається назовні. Після виливу двох-трикратних об'ємів шланга

вода подається в посудину. Проходячи через посудину, вода віддає частину газу, яка і збирається в посудині. Після набору певного обсягу газу він спрямовується в лабораторію. Витрата поточної води при цьому заміряється вимірювальним циліндром.

При значному дебіті води і газу зі свердловини ретельно вимита пляшка місткістю не менше 0,5 л заповнюється водою, закривається гумовою пробкою і в перевернутому положенні занурюється шийкою вниз в свердловину, де пробка виймається і в шийку пляшки вставляється воронка. Газ, потрапляючи у пляшку, витісняє з неї воду, і коли $\frac{4}{5}$ обсягу пляшки заповнюється газом, пляшку закривають пробкою.

При невеликому дебіті газу пляшка, заповнена водою зі свердловини, в перевернутому положенні занурюється у відро з тією ж водою. У свердловину поміщається воронка з шлангом, що надітий на неї. Гирло свердловини частково перекривається, внаслідок чого рідина з напором виходить через шланг, що підводиться в шийку пляшки після того, як з нього буде витиснуте все повітря. Загальний дебіт газу при такому відборі проби значно збільшується і пляшка місткістю 0,5 л наповнюється протягом 5-6 хвилин.

При незначному самовиливі води зі свердловини, що супроводжується газовиділенням, відбір проби газу проводиться через колону бурових штанг, яка опускається до покрівлі пласта, що виділяє газ. Гирло свердловини перекривається. Фонтануюча вода виходить через вузький внутрішній перетин штанги, завдяки чому забезпечується необхідний напір. Шланг одним кінцем вводиться безпосередньо в отвір штанги, іншим – в шийку пляшки, в яку збирається вільний газ.

У випадку, коли немає самовиливу води, але її рівень знаходиться близько від гирла свердловини, промивна рідина за допомогою насосу підливається через штанги в свердловину, створюється штучний самовилив і проба газу відбирається за допомогою лійки, що опускається в свердловину на шлангу.

На етикетках до проб вказується час появи газовиділень, передбачувана глибина і характеристика порід, з яких відбувалося газовиділення, а також дебіт газу та води, якщо визначалися. Вимірюється і вказується температура води.

7.7.2. При виявленні газопроявів в природних або штучних відслоненнях проводиться топографічна прив'язка до карти, робиться замальовка місця газовиділення із зазначенням літологічної приналежності порід, до яких приурочений вихід газу, і описом характеру газовиділення. Орієнтовно визначається дебіт газу за швидкістю наповнення мірної посудини (пляшки). Визначається характер пульсації, тривалість виходу, температура води.

З кожного газопрояву відбираються проби газу. Для відбору проби в місці виходу сухого газу встановлюється перевернута воронка, краї якої обсипаються зволженим шаром землі. Гумова трубка, надіта на лійку, вводиться в пляшку, попередньо заповнену водою і опущену в перевернутому вигляді в ємність з водою.

Якщо газ виділяється з поверхні водойми, то для відбору проби використовується пляшка, заповнена водою з цього ж водоймища, яка встановлюється в воду горловиною вниз, а знизу підводиться лійка. Коли в пляшці залишається 50-100 см³ води, лійка виймається і пляшка закривається пробкою.

7.8. Оцінка газоносності порід за їхньою потенційною метаноемністю

Метод використовується для опосередкованої наближеної оцінки газоносності некондиційних вугільних пластів і прошарків вугілля, а також порід, що містять включення концентрованої і розсіяної вугільної речовини в кількості понад 25 %. На підставі значень пористості порід метод використовується для орієнтовного прогнозу їхньої потенційної метаносності.

Прогноз потенційної метаноносності вуглистих порід здійснюється за даними їхньої сорбційної ємності, тиску газу і температури. Сорбційна ємність порід визначається в лабораторних умовах по кернових зразках, а також зразках, відібраних у гірничих виробках. Вологість зразків, призначених для цієї мети, має відповідати природній, у зв'язку з чим при необхідності проводиться їхнє штучне додаткове зволоження. Величину сорбційної ємності порід відносно газу визначають об'ємним методом на установці СУ-74, сконструйованій в інституті ім. А.А. Скочинського.

Пов'язані з цим процесом основні операції полягають у наступному. Наважки роздробленої породи розміщуються в сорбційні ампули і щільно трамбується в них легким струшуванням. Ампули підключаються до установки і заповнюються газом під тиском, що незначно перевищує максимально необхідний. Після встановлення сорбційної рівноваги здійснюються послідовні випуски в вакуумовану із заздалегідь вимірним об'ємом частину установки декількох порцій газу до встановлення тисків дещо менших проти прийнятих за умовами експерименту. Чергові випуски газу проводяться після встановлення сорбційної рівноваги.

Для визначення загальних об'ємів газу, що знаходиться в сорбційних ампулах, проводиться повна дегазація зразків, яка здійснюється шляхом підвищення температури проб до 80-90°C і переведення газу в вакуумовану вимірювальну частину установки.

Сорбційну здатність порід розраховують таким чином. Встановлюють об'єми газу, випущеного в вимірювальну частину установки при кожному i -му скиданні тиску газу, см^3 :

$$V_i^B = V_{\text{вим}} (P_{2i}^B - P_{1i}^B) f ,$$

де $V_{\text{вим}}$ – об'єм вимірювальної частини установки, см^3 ; P_{2i}^B , P_{1i}^B – кінцевий і початковий тиск (відповідно) при i -му випуску по вакуумметру, МПа; f – температурна поправка, що визначається за формулами, наведеними у розділі 7.3.8.

Визначають обсяг газу, вилученого при дегазації при кожному i -му випуску газу, см^3 :

$$V_i^{\text{д}} = V_{\text{вим}} (P_{2i}^{\text{в}} - P_{1i}^{\text{в}}) .$$

Загальний об'єм газу, що міститься в сорбційній ампулі з пробой (см³) розраховують за формулою:

$$V_3 = \sum_{i=1}^n V_i^{\text{в}} + \sum_{i=1}^n V_i^{\text{д}} ,$$

де n – число випусків газу.

Встановлюють обсяг вільного газу, що знаходиться в ампулі при кожному рівноважному тиску, см^3 :

$$V_i^{\text{с}} = V^0 * P_i / \alpha ,$$

де V^0 – обсяг вільного простору в сорбційній ампулі з пробой, см^3 ; P_i – тиск сорбційної рівноваги в системі метан-порода, МПа; α – ступінь стисливості газу при тиску і температурі досліджу.

Питомий об'єм сорбованого газу при кожному тиску сорбційної рівноваги ($\text{см}^3/\text{г}$) дорівнює:

$$\begin{aligned} \text{при } P_1 a_1 &= (V_3 - V_1^{\text{с}}) / \sigma , \\ \text{при } P_2 a_2 &= (V_3 - V_1^{\text{в}} + V_2^{\text{с}}) / \sigma , \\ \text{при } P_3 a_3 &= (V_3 - (V_1^{\text{в}} + V_2^{\text{в}}) - V_3^{\text{с}}) / \sigma , \\ \text{при } P_k a_k &= (V_3 - \sum_{i=1}^{k-1} V_i^{\text{в}} - V_k^{\text{с}}) / \sigma , \end{aligned}$$

де P_i – тиск сорбційної рівноваги ($i = 1, 2, \dots, k$), МПа; a_i – сорбційна ємність порід при даному тиску ($i = 1, 2, \dots, k$), $\text{см}^3/\text{г}$; k - загальна кількість випусків; σ – маса проби, г.

Для переведу в розмірність $\text{м}^3/\text{м}^3$ значення сорбційної ємності множиться на уявну щільність породи.

Загальний об'єм газу, уміщеного в породі, складається з обсягів вільного, сорбованого і водорозчиненого газу, формула розрахунку газоносності породи $X_{\text{п}}$ має вигляд:

$$X_{\text{п}} = \Gamma_{\text{п}}^{\text{віль}} + \Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}} + \Gamma_{\text{п}}^{\text{в}}, \text{ м}^3/\text{м}^3 ,$$

де $\Gamma_{\text{п}}^{\text{віль}}$ – вміст вільного газу в поровому просторі породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{\text{п}}^{\text{сорб}}$ – сорбційна метаноемність породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{\text{п}}^{\text{в}}$ – вміст газу, розчиненого в пластових водах, що насичують породи, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Розрахунок об'єму вільного газу виконується за рівнянням:

$$\Gamma_{\text{п}}^{\text{віль}} = (n_0 P f) / (z P_0),$$

де n_0 – відкрита пористість, долі одиниці; P – пластовий тиск, МПа; f – температурна поправка, що визначається за формулами, наведеними в розділі 7.3.8; $P_0 = 0,1$ МПа (атмосферний тиск); z – коефіцієнт стисливості.

Розрахунок вмісту газу, розчиненого у пластових водах, що насичують породи, здійснюється за формулою:

$$\Gamma_{\text{п}}^{\text{в}} = 0,001 \Gamma_{\text{ф}} n_0,$$

де $\Gamma_{\text{п}}^{\text{в}}$ – газоносність водоносних порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{\text{ф}}$ – газонасиченість пластових вод, $\text{см}^3/\text{л}$.

Для визначення $\Gamma_{\text{п}}^{\text{в}}$ відбирають проби води і рідини з пробовідбірної камери пластовипробувача КВІ-65 на усті свердловини. Об'єм газу заміряють, пробу газу відправляють в лабораторію. За даними газового аналізу та об'ємом вилученого газу розраховують вміст газових компонентів:

$$V_{\text{к}} = (A_{\text{к}} V) / 100,$$

де $V_{\text{к}}$ – об'єм газу, вилученого з пробовідбірної камери, м^3 ; $A_{\text{к}}$ – вміст компонента у вилученому газі, %.

При відборі проби рідини в ній розчиняються кисень і азот повітря. У пробі може бути тільки атмосферний кисень, тому його обсяг виключають повністю. Об'єм атмосферного азоту приймається рівним подвоєному об'єму кисню, так як співвідношення розчинності кисню та азоту у воді – $\text{O}_2/\text{N}_2 = 1/2$. Таким чином, вміст азоту дорівнює різниці загального об'єму азоту в пробі і подвоєного об'єму кисню.

Кількість газу, вилученого з пробовідбірної камери, без урахування кисню та азоту повітря обчислюється за формулою:

$$V_{\text{пр}} = V - V_{\text{O}_2} - V_{\text{N}_2}^{\text{B}},$$

де V_{O_2} – об'єм кисню, м^3 ; $V_{\text{N}_2}^{\text{B}}$ – об'єм атмосферного азоту, м^3 .

Вміст b_k газових компонентів в вилученому з проби газі розраховується за виразом:

$$b_k = (V_k 100) / V_{\text{пр}}.$$

Абсолютний вміст окремих газових компонентів в 1 м^3 рідини визначають за формулою:

$$\Gamma_{\text{в}} = V_{\text{к}} / V_{\text{в}},$$

де $V_{\text{в}}$ – об'єм води, відібраний з пробовідбірної камери, м^3 .

Результати розрахунків заносяться в журнал.

Газонасиченість пластових вод горючими газами спільно з воднем розраховують за формулою:

$$\Gamma_{\text{ф}} = \sum (V_{\text{п}} + V_{\text{H}_2}) / V_{\text{в}},$$

де $V_{\text{п}}$ – об'єм вуглеводневих газів, обчислений за результатами газового аналізу та приведений до нормальних умов, м^3 ; V_{H_2} – об'єм водню, обчислений за результатами газового аналізу і приведений до нормальних умов, м^3 .

Якщо в пробовідбірній камері обсяг газу, розчиненого у воді, не визначений, замість фактичної газонасиченості пластових вод приймають граничну величину розчинності метану у воді за графіком (рис. 7.12).

Вміст газу, розчиненого у пластових водах, що насичують 1 м^3 породи, розраховують за рівнянням:

$$X_{\text{п}}^{\text{в}} = \Gamma_{\text{ф}} p_0 + \Gamma_{\text{ф}} p_{\text{т}}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

де $X_{\text{п}}^{\text{в}}$ – газонасиченість водовміщуючих порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma_{\text{ф}}$ – газонасиченість пластових вод, $\text{м}^3/\text{м}^3$; p_0 – відкрита пористість порід за лабораторними даними, частки одиниці; $p_{\text{т}}$ – тріщинна пустотність порід, частки одиниці.

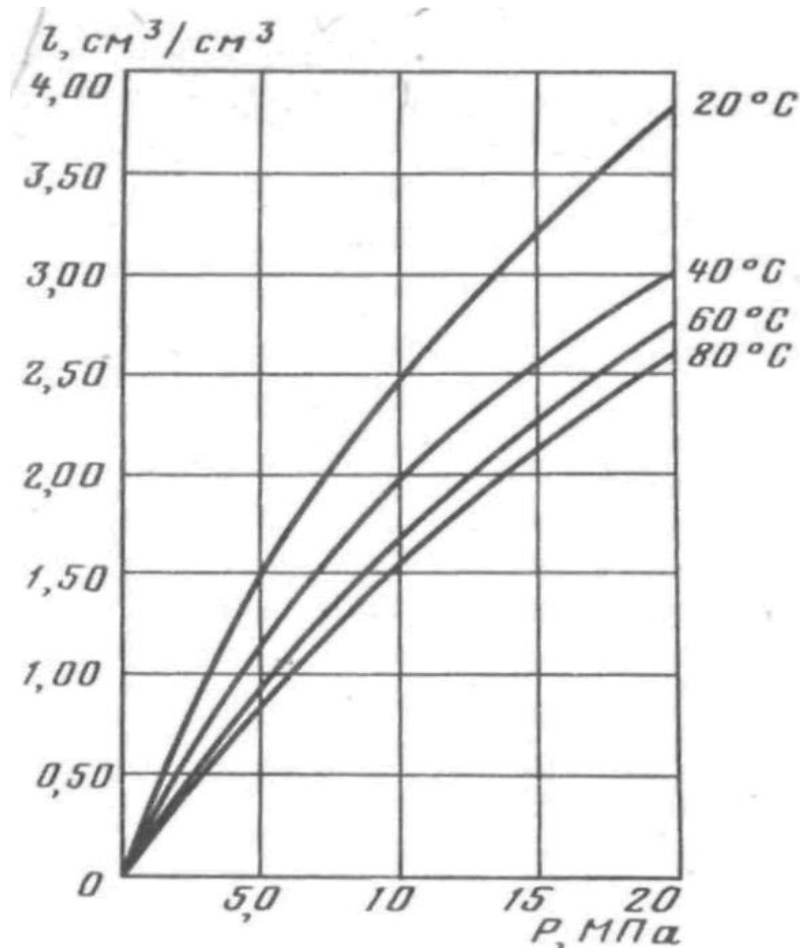


Рис.7.12. Розчинність метану у воді при різних тисках і температурах
 l - число об'ємів газу (при $P = 0,1$ МПа, 0°C), що розчиняються в одному об'ємі води.

Для Донецького вугільного басейну метаноемність порід може орієнтовно визначатися за допомогою номограми (рис. 7.13) відповідно до вмісту в них вугільних включень і даних про вихід летючих речовин по найближчому вугільному пласту.

Отримані по номограмі значення сорбційної метанонасності відповідають обсягу метану, сорбованого включеннями вуглистої речовини, що містяться в 1 м^3 породи при природній вологості в зоні метанових газів на глибинах понад 500 м. За результатами лабораторних досліджень будуються ізотермічні криві, що показують залежність сорбційної газоємності (метаноемності) від тиску при різних температурах. Тиск визначається в процесі випробування розвідувальних свердловин глибинними манометрами; температура вимірюється під час проведення каротажу та іншими методами термометрії.

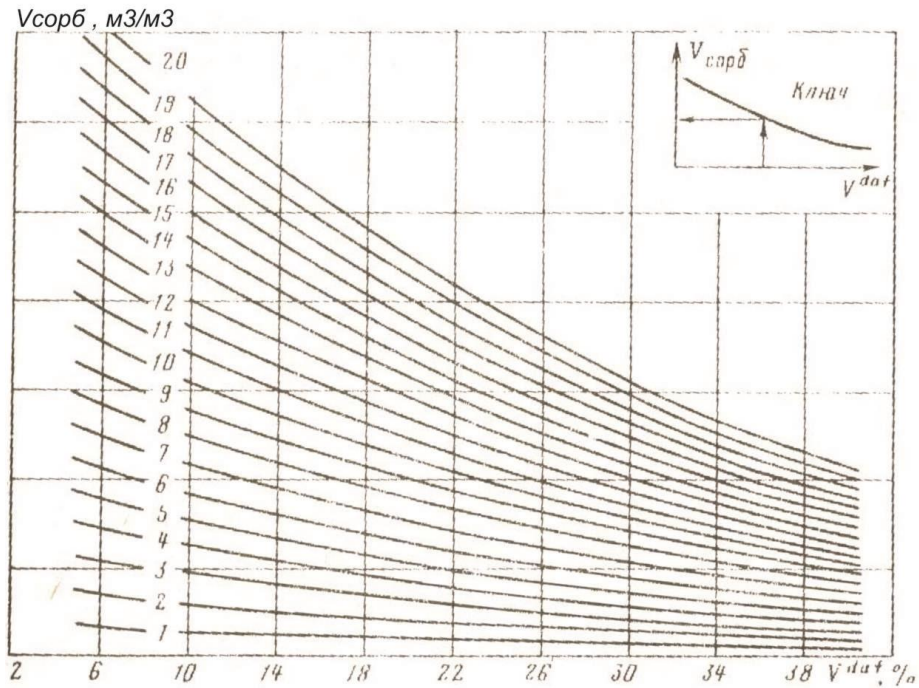


Рис.7.13. Номограма визначення сорбційної метаносємності вуглевміщуючих порід

$V_{\text{сорб}}$ – сорбційна метаносємність порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; V^{daf} – вихід летючих речовин, %; 1-20 – вміст вуглистої речовини в поріді, %.

7.9. Вивчення газоносності підземними газовими зйомками на підставі збору матеріалів про газозбагаченість гірничих виробок

7.9.1. Метод використовується для вивчення газоносності потужних (понад 5-7 м) верств порід незалежно від дрібних літолого-петрографічних особливостей в умовах, близьких до природних. Ефективне проведення газових зйомок з метою визначення газоносності порід можливе при відсутності: суфлярних газовиділень, викривлюючого впливу вугільних пластів, загазованих виробок і виробленого простору, а також попередньої дегазації вугленосного масиву.

Визначення газоносності за методом газових зйомок ґрунтується на визначенні газовиділення з відбитої породи і свіжовідслоненої поверхні вибою шляхом відбору проб «мокрим» способом і виміру кількості повітря на повітряному струмені, що виходить з підготовчої виробки і вентилятора місцевого провітрювання. Вміст газових компонентів у відібраних пробах

визначається на хроматографах, що забезпечують одержання значень концентрацій водню, метану і його гомологів з точністю до 0,0001 %. Величина природної газоносності порід встановлюється з відношення суми обсягів газу, що виділився і залишився в породі, до об'єму відбитої породи.

Методом підземних газових зйомок вивчають газоносність порід, що належать до окремих літологічно однорідних товщ нормальною потужністю більш 5-7 м; у виняткових випадках (при високій ступені розшарування відкладів) вивчають газоносність комплексів літологічно близьких шарів і прошарків. Дослідження, як правило, проводять в межах інтервалів геологічного розрізу на відстані не менше 10 м (по нормалі до напластування) від найближчого вугільного пласта.

У разі наявності розривних порушень газоносність порід методом підземних газових зйомок вивчається безпосередньо в зоні порушення, а також на відстанях 5-10, 20-25 і 40-50 м від поверхні змішувача по осі виробки (зазначені відстані можуть зменшуватися при малій і збільшуватися при великій амплітуді зміщення по поверхні розривів).

Тривалість кожної газової зйомки має відповідати тривалості технологічного циклу з проведення виробки або в 2-3 рази перевищувати її.

Газоносність порід $X_{\text{п}}$ визначається як сума питомого метановиділення з відбитої породи $q_{\text{п}}$ і величини її середньої залишкової газоносності $X_{\text{пз}}$:

$$X_{\text{п}} = q_{\text{п}} X_{\text{пз}}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Відносне метановиділення з відбитої породи $q_{\text{п}}$ визначають за результатами газових зйомок, проведених в польових підготовчих виробках, а величину $X_{\text{пз}}$ - по пробах відбитої породи, набраних у герметичні посудини. Для визначення цього метановиділення з відбитої породи на прямолінійній, не загороженій ділянці виробки, із щільно прилягаючими до стінок кріпленням, на відстані не ближче 50 м від вибою і 20 м від устя виробки, вибирають пункт спостереження, в якому вимірюють розміри поперечного

розрізу виробки «у світу», середню швидкість руху повітря, а також відбирають газоповітряні проби.

При швидкості руху повітря в підземній виробці 0,3-0,5 м/с вона вимірюється анемометром типу АСО-3, при великих швидкостях - крильчатими анемометрами. У випадках, коли швидкість повітряного струменя становить менше 0,3 м/с, її визначають розрахунковим шляхом за даними виміру швидкісного тиску в повітропроводі з використанням мікроманометра типу ММП і результатів вимірів барометричного тиску і температури у виробці.

Для відбору газоповітряних проб використовують посудини (пляшки) місткістю не менше 0,25 л, виготовлені з безбарвного скла і повністю заповнені підкисленим 30 % розчином кухонної солі, відстояним протягом доби і профільтованим.

Відбір газоповітряних проб в вимірювальному пункті під час проходження через нього продукту вибуху здійснюється із застосуванням захисних заходів з відбору проб рудникового повітря. Для відбору проб використовуються також автоматичний пробовідбірник типу ПГМ або ПРВС-10 конструкції МакНДІ.

Газоповітряні проби відбираються через часові інтервали згідно з визначеним порядком. Проби безпосередньо перед вентилятором місцевого провітрювання відбираються протягом усього циклу спостережень через кожні 30 хв. У пункті спостережень після вибухових робіт починаючи з моменту підходу до нього продуктів вибуху проби відбирають: у перші 5 хв - через кожну хвилину, в наступні 10 хв - через 2 хв, потім протягом 15 хв - через 3 хв і протягом 30 хв - через кожні 10 хв. В інші часи спостережень відбір проб проводять через 30 хв. Швидкість руху повітря в пункті спостережень вимірюють протягом усього циклу спостережень через кожні 30 хв.

Для розрахунку величини питомого метановиділення з відбитої породи визначають кількість повітря і метану, що проходить в пункті спостережень,

а також метану, що надходить у виробку зі свіжим струменем повітря. Кількість повітря, що проходить через пункт спостережень, визначають за формулами:

$$Q = 60SV_B,$$

де S – площа поперечного перерізу виробки «у світу», м^2 ; V_B – середня швидкість руху повітря у виробці, м/с , що розраховується за формулою:

$$V_B = (\sum_{i=1}^n V_{Bi} K_3) / n,$$

де V_{Bi} – швидкість руху повітря у виробці при i -му замірі, м/с ; n – число вимірів швидкості руху повітря у виробці; K_3 – поправочний коефіцієнт, що враховує спосіб виміру швидкості руху повітря.

При вимірі способом «перед собою» поправку приймають рівною 1,14, а для способу «в перерізі» визначають за формулою:

$$K_3 = (S:0,4) / S.$$

Середню швидкість руху повітря V_T в повітропроводі встановлюють за формулою:

$$V_T = \frac{\sum_{i=1}^n V_{Ti}}{m},$$

де m – число замірів швидкісного тиску в повітропроводі; V_{Ti} – швидкість руху повітря в повітропроводі при i -му замірі визначається за формулою:

$$V_{Ti} = \sqrt{\frac{2 q h_{ув i}}{\rho}},$$

де q – прискорення вільного падіння, $\text{м} / \text{с}^2$; $h_{ув i}$ – швидкісний тиск в i -й точці виміру, Па ; ρ – щільність повітря, кг/м^3 , що визначається за формулою: $\rho = 0,00349 p / (273 + t_b)$, де p – барометричний тиск в гірничій виробці в місці заміру швидкості в вентиляційній трубі, Па ; t_b – температура повітря у виробці, $^{\circ}\text{C}$.

Кількість газу I_i , що проходить в пункті спостережень при кожному i -му наборі проби, розраховується за формулою:

$$I_i = 0,01 Q_n C_i ,$$

де C_i – концентрація газу при i -му наборі проби, %.

Середня кількість метану, що надходить в підготовчу виробку до ведення вибухових робіт, визначають за формулою:

$$I_{n0} = (\sum_{i=1}^n I_{0i}) / n_0 ,$$

де I_{0i} – кількість газу, що надходить зі свіжим струменем повітря у виробку до ведення вибухових робіт при кожному i -му наборі проби, $\text{м}^3 / \text{хв}$; n_0 – число проб повітря, набраних до ведення вибухових робіт.

Кількість газу, що надходить із свіжим струменем повітря у виробку до ведення вибухових робіт при кожному i -му наборі проби, визначають, за формулою:

$$I_{0i} = 0,01 Q_n C_{0i} ,$$

де C_{0i} - концентрація метану у всосі вентилятора при кожному i -му наборі проби до ведення вибухових робіт, %.

Середня фоновіа кількість газу, що проходить через спостережний пункт до ведення вибухових робіт, визначається за формулою:

$$I_{\phi 0} = \frac{0,5 [(I_{\phi i} + I_{\phi i+1}) (T_{\phi i+1} - T_{\phi i})]}{T_0} ,$$

де $I_{\phi i}, I_{\phi i+1}$ – кількість метану, що проходить в спостережному пункті під час i -го і наступного замірів до ведення вибухових робіт, $\text{м}^3/\text{хв}$; $T_{\phi i+1}, T_{\phi i}$ – час, що відповідає відповідно i -му і подальшому замірам, ч, хв; T_0 - загальний час спостереження до ведення вибухових робіт, хв.

Середня фоновіа кількість метану $\Delta I_{\phi 0}$, що виділяється в виробку до початку ведення вибухових робіт, визначається за формулою:

$$\Delta I_{\phi 0} = I_{\phi 0} - I_{n0} .$$

Середня кількість газу, що проходить в спостережному пункті після ведення вибухових робіт по породі, визначають за формулою:

$$T_n = \frac{0,5 [(I_{ni} + I_{ni+1}) (T_{ni+1} - T_{ni})]}{\sum (T_{ni+1} - T_{ni})},$$

де I_{ni} , I_{ni+1} – кількість газу, що проходить через замірний пункт в часі i -го і подальшого замірів після ведення вибухових робіт, м³/хв; T_{ni} , T_{ni+1} – час, що відповідає відповідно i -му і наступним вимірами, хв; $T_{ni+1} - T_{ni}$ – інтервал часу між вимірами, хв.

Середня кількість газу, що поступає у виробку після ведення вибухових робіт, рівна:

$$I_{n0} = \sum I'_{0i} / n'_0,$$

де I'_{0i} – кількість газу, що надходить зі свіжим струменем повітря у виробку після ведення вибухових робіт при кожному i -му наборі проби, м³/хв; n'_0 – число проб повітря, набраних перед вентилятором після ведення вибухових робіт.

Середня кількість метану, що виділяється з відбитої породи, становить:

$$I_{0n} = I_n - I_{n0} - \Delta I_{\phi 0}.$$

Відносне метановиділення з відбитої породи (в м³/м³) визначають за формулою:

$$q = (I_{0n} T) / V,$$

де V – об'єм підірваної породи в масиві, м³; $V = S_{\Pi} I_{зв}$, тут: S_{Π} – поперечний переріз виробки в проходці, м²; $I_{зв}$ – посування вибою за цикл, м; T – проміжок часу, протягом якого відбувалося виділення газу з відбитої породи у виробку; $T = T_{\kappa} - T_{\epsilon} - T_c$, тут: T_{κ} – час, що відповідає моменту, коли концентрація метану у виробці знизилась після вибухових робіт до величини, що відповідає концентрації метану до ведення вибухових робіт, хв; T_{ϵ} – час проведення вибухових робіт, хв; T_c – час руху повітря від вибою до пункту

спостереження, хв: $T_c = I_n / 60V_6$, де I_n – відстань від вибою до пункту спостережень, м.

Для визначення залишкової газоносності з кожної партії вагонеток, виданих поза межі спостережного пункту, відбирають по одній породній пробі в спеціальні герметичні посудини. Застосування герметичних посудин і методика дегазації породногазових проб наведені у розділах 7.1, 7.2.7. Залишкову газоносність породи в кожній пробі визначають як відношення об'єму газу до об'єму дегазованої проби. Середнє значення залишкової газоносності (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) породи ($X_{\text{зп}}$) встановлюють за формулою:

$$X_{\text{зп}} = \sum_{i=1}^n X'_{\text{зп}} / n ;$$

де n – число відібраних проб.

Проби порід відбирають також для вивчення колекторських, сорбційних властивостей порід і оцінки вмісту в них розсіяної органічної речовини.

Матеріали про результати газових зйомок за змістом мають містити: відомості про глибину залягання, літолого-стратиграфічну характеристику, тектонічну порушеність, ступені постдіагенетичного перетворення, обводненості породи, розкритої підземною виробкою, в якій проведено картування; дані про газоносність довколишніх вугільних пластів, найкоротші відстані до них; відомості про колекторські і сорбційні властивості породи, а також про вміст у ній розсіяної органічної речовини; відомості про газонасиченість підземних вод і компонентний склад газу; дані про абсолютну і відносну газозбагаченість підземної виробки, зумовленої газовиділенням з відбитої породи; дані про залишкову газоносність породи; результати визначення природної газоносності породи за даними проведення газової зйомки.

7.9.2. Збір і узагальнення даних газових зйомок по об'єктах, що знаходяться в аналогічних геологічних умовах та безпосередній близькості від ділянки, що досліджується, проводяться з метою отримання матеріалу,

що характеризує фактичну абсолютну газозбагаченість гірничих виробок, що проходяться по породах на діючих шахтах. Ця робота виконується в обсязі, що забезпечує отримання інформації про газозбагаченість виробок не менш ніж на двох діючих горизонтах однієї або кількох шахт.

На шахті збираються наступні матеріали: результати планових відборів та аналізу проб повітря у гірничих виробках, відомості про місця виникнення та інтенсивності суфлярних виділень газу з вуглевміщуючих порід, відомості про раптові викиди порід і газу, результати проведених раніше газових зйомок у підземних виробках; результати визначення газового балансу виїмкових ділянок.

Одночасно з перерахованими вище матеріалами збираються графічні матеріали – плани гірничих робіт з показаними на них схемами вентиляції, місцями суфлярних виділень газу, раптових викидів порід і газу.

При необхідності в гірничих виробках відбираються проби порід з метою вивчення колекторських і сорбційних властивостей, вмісту розсіяної органічної речовини, залишкової газоносності.

Відомості про абсолютну газозбагаченість виробок, зібрані на шахті, аналізуються з метою визначення мінливості газозбагаченості гірничих виробок по площі і з глибиною в залежності від геологічних чинників (літологічного складу порід, складчастих та розривних тектонічних структур), а також технологічних чинників, пов'язаних із системами видобувних гірничих робіт.

У процесі узагальнення матеріалів за даними про газозбагаченість виробок може виконуватись орієнтовна оцінка газоносності порід, розкритих гірничими виробками. Для цього використовуються кількісні співвідношення, що наводяться в чинних керівництвах з проектування вентиляції вугільних шахт.

7.10. Вимірювання газового тиску в вуглепородній товщі, розкритій свердловинами із гірничих виробок

Для вимірювання газового тиску в свердловинах, пробурених з гірничих виробок шахт і розкриваючих вуглевміщуючі породи, що підлягають випробуванню, використовується прилад ПГД-2 конструкції інституту ім. О.О.Скочинського (рис. 7.14.).

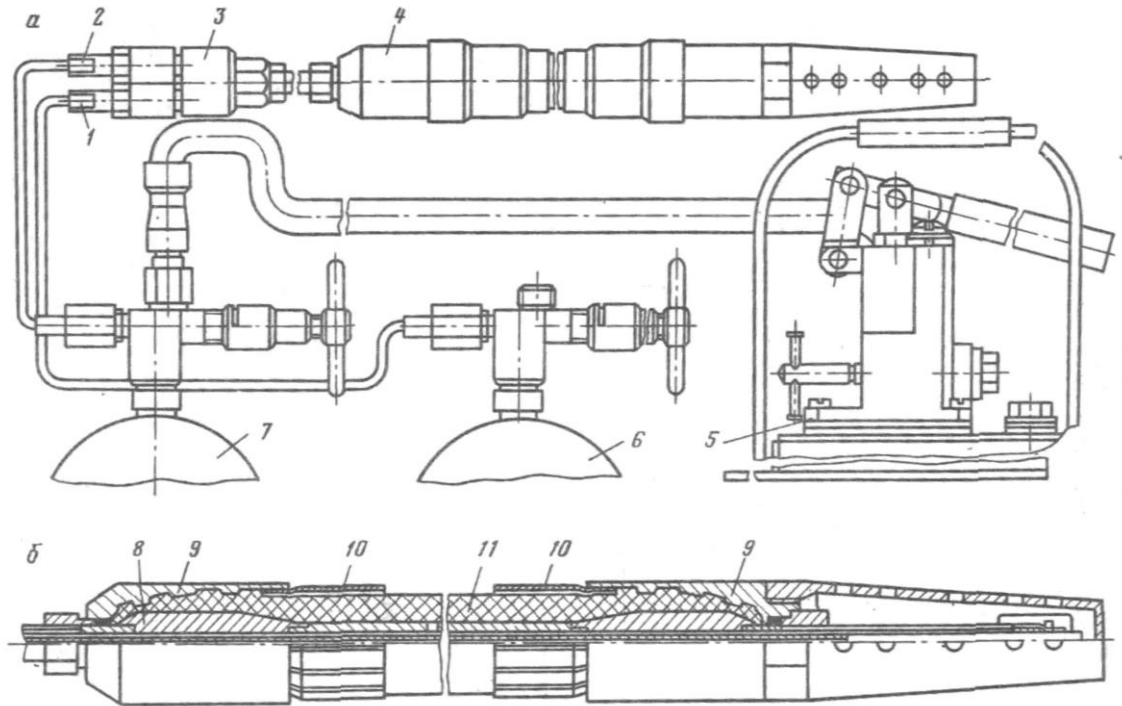


Рис. 7.14. Прилад для заміру газового тиску ПГД-2 (а) та його герметизуюче обладнання (б)

а) 1, 2 - рідинна та газова магістралі, 3 - розподільник, 4 - герметизуючий пристрій, 5 - насос, 6, 7 - манометри; б) 8 - металева порожниста тяга, 9 - обжимні патрони, 10 - перекриваючі пластини, 11 - трубка з вакуумної гуми

Прилад складається з герметизуючого пристрою 4, розподільника 3, рідинної та газової магістралей 1 і 2, виконаних з мідних трубок, манометрів для заміру тиску герметизуючої рідини 7 і для вимірювання тиску газу 6, насоса 5 для подачі герметизуючої рідини під тиском.

Герметизуючий пристрій складається з металевої порожнистої тяги 8 циліндричної форми, трубки з вакуумної гуми 11, двох металевих обжимних патронів 9 і металевих перекриваючих пластин 10. У середній частині тяги

розташовані декілька радіальних отворів для проходу рідини. У тягу вставляється замірна трубка, яка з одного кінця развальцьовується і притискається до тяги за допомогою гайки і штуцера. Під час герметизації рідина надходить під тиском з другого кінця тяги між трубкою і тягою, потім через радіальні отвори у тязі створює тиск на вакуумну гуму і розширює її до того, поки перекриваючі пластини не притиснуться до стінок ствола свердловини. При подальшому збільшенні тиску закачаної рідини створюється тиск герметизації і свердловина герметизується.

Тиск газу передається через вимірну трубку на манометр, за шкалою якого знімається відлік. Після закінчення заміру для вилучення пристрою із свердловини тиск рідини зменшують, внаслідок чого вакуумна гума стискається і повертається до початкового стану. Через хвостовики перекриваючих пластин, вона змушує їх також приймати початкове положення.

Залежно від довжини герметизації свердловини прилад забезпечується рідинною і газовою магістралями відповідної довжини. Прилад в висхідні або горизонтальні свердловини великої довжини подається досильником. Герметизуючий елемент виконаний таким чином, що тиск герметизації, створюваний насосом, практично повністю передається на стінки свердловини. Тиск герметизації повинний на 30-50 % перевищувати можливий газовий тиск, що орієнтовно прирівнюється до гідростатичного. Результати вимірювання газового тиску по свердловинах з гірничих виробок можуть використовуватися за аналогією для прогнозу потенційної метаноносності на ділянках з аналогічною геологічною будовою.

Метод не використовується у разі наявності інтенсивної природної або техногенної тріщинуватості, сполученої з виробленим простором.

7.11. Метод тампонажної фіксації розкритих тріщин

Метод тампонажної фіксації розкритих тріщин (ТФТ) використовується для оцінки параметрів розкритої тріщинуватості під час вивчення газоносності тріщинних колекторів вільного газу у випадках, коли не передбачається подальше використання свердловини для дослідних чи видобувних робіт, так як фіксація тріщин у колекторі може приводити до непридатності свердловини для подальших дослідних та експлуатаційних робіт.

Сутність методу полягає в попередній фіксації розкритих природних тріщин безпосередньо в масиві шляхом нагнітання в них твердіючих фіксуєчих розчинів (ТФР) і подальшого вибурювання породних зразків разом із затверділим у них ТФР, що утворює «зліпки» тріщинних порожнин, розміри і морфологія яких вимірюються і документуються як параметри тріщинного колектору. Використання методу дозволяє зберігати в керні, піднятому із свердловини, природний вигляд розкритих тріщин у вуглепородному масиві, шляхом простих вимірювань визначати достовірні значення ступеня тріщинуватості і тріщинної пустотності порід, густоту і орієнтування зіання тріщин, що належать до різних систем.

Метод застосовується в процесі перебування тріщинуватих порід практично на будь-якій глибині від поверхні.

Фіксація розкритої тріщинуватості і збереження параметрів, притаманних їй в умовах природного залягання, досягається шляхом попереднього введення в зіяючі тріщини цементних, магнезіальних та інших твердіючих розчинів. У результаті такої тампонажної фіксації тріщин (ТФТ) виключається можливість відносного зміщення розділених ними породних блоків і пов'язаного з цим змикання або розширення тріщин в процесі наступного вибурювання керна. Тампонажний фіксуєчий розчин (ТФР), що проникає в тріщини і твердіє в них, утворює «зліпок» тріщинних порожнин,

який зберігає їх форму, ступінь зіяння і величину тріщинної порожнини порід у надрах.

У якості об'єктів досліджень вибирають породи, з природною тріщинуватістю, параметри якої необхідно оцінити в зв'язку з вивченням і прогнозуванням газоносності. У випадках, коли зони поширення тріщинуватих порід виявлені і попередньо простежені за даними раніше пройдених свердловин або гірничих виробок, місцеположення об'єктів досліджень і інтервалів застосування методу ТФТ в розвідувальних або спеціальних свердловинах, які підлягають бурінню, може намічатися заздалегідь. Об'єкт досліджень можна вибирати також і в процесі проходки свердловини, після розкриття нею тріщинуватих порід-колекторів, що вимагають кількісної оцінки.

7.11.1. Залежно від геологічних і технічних умов виконання досліджень використовується три основні варіанти ТФТ і відбору кернових зразків.

Перший варіант (див. рис. 7.15., *а*) передбачає утворення в зоні розповсюдження тріщинуватих порід 5, розкритих свердловиною колонкового буріння 1, випереджаючої циліндричної порожнини 6 меншого діаметра, співвісної зі стволом основної свердловини. Довжина циліндричної порожнини 6 повинна відповідати інтервалу, в якому намічено виконання досліджень. Потім за допомогою тампонажного снаряда 3 з пакером 4, опущених на буровій колоні 2, ізолюється приви́бійна частина основної свердловини 1. У циліндричну порожнину 6 і розкриті нею тріщини вводиться ТФР (зона проникнення ТФР в породи умовно оконтурена штрих-пунктирною лінією 7), після чого тампонажний снаряд з пакером піднімають з свердловини. Після закінчення часу затвердіння ТФР продовжується проходка основної свердловини 1 тим же діаметром з відбором керна, представленого товстостінним кільцевим циліндром 8, з внутрішнім стрижнем 9 із ТФР.

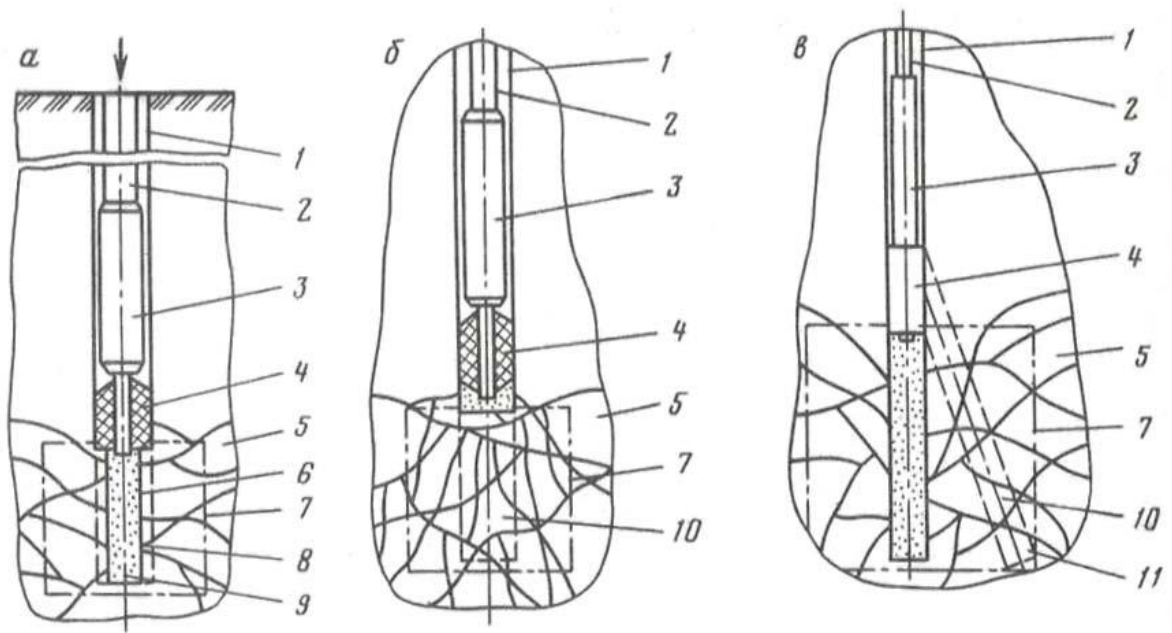


Рис.7.15. Основні технологічні схеми (а, б, в) тампонажної фіксації тріщин в масиві.

Даний варіант доцільно застосовувати за таких умов:

1) більшість тріщин орієнтовані перпендикулярно або під значними за величиною кутами до осі свердловини, у зв'язку з чим надходження ТФР через тріщини, які перетинають вибій, в породи, що знаходяться безпосередньо під ним, виявляється утрудненим;

2) діаметр основної свердловини 1 досить великий, щоб під час вибурювання випереджуючої циліндричної порожнини 6 не відбувалося руйнування навколишньої породи 8.

Другий варіант (див. рис. 7.15., б) заснований на нагнітанні ТФР в розташовану перед вибоєм досліджувану область 5 безпосередньо через вибій основної свердловини 1. У даному випадку для нагнітання ТФР також використовують тампонажний пристрій 3 та пакер 4. Після затвердіння ТФР з розташованої перед вибоєм частини свердловини 1 вибурюють керн 10 із зафіксованою в ньому природною тріщинуватістю. Цей варіант доцільно застосовувати у випадках, коли тріщинуватість, яка вивчається, орієнтована паралельно або під гострим кутом до осі свердловини, чим обумовлюється

відносно висока ймовірність гідравлічного зв'язку тріщин, що розвинені в просторі перед вибоєм 5, зі свердловиною 1.

Третій варіант (див. рис. 7.15., в) відрізняється від попередніх тим, що нагнітання ТФР здійснюється в тріщинуваті породи, що примикають до бічної поверхні ствола свердловини. Для цього здійснюється ізоляція інтервалу, в якому свердловина 7 перетинає зону тріщинуватості порід 5, і нагнітання в нього ТФР через тріщини, які перетинають стінки свердловини в ізольованому інтервалі. Після цього за допомогою відхиляючого пристрою типу: клина, пробки-вибою, відхиляючого снаряда та ін. виконується буріння нового, пробовідбірної ствола 11, який проходить в безпосередній близькості від основного ствола 1, і відбір із ствола 11 кернових проб 10 із зафіксованими тріщинами. Даний варіант доцільно використовувати при неможливості застосування описаних вище, більш простих способів.

Для тампонажної фіксації тріщин в якості ТФР використовуються тампонажні розчини, що застосовуються для тампонування бурових свердловин і кріплення нестійких порід в гірських виробках. Найбільш доцільно застосовувати цементні розчини, приготовлені на основі портландцементів марок М400 і М500, сульфатостійких, гіпсоглиноземистих і глиноземистих цементів, а також магнезійні в'язучі суміші, що включають 55-60 % хлористого магнію, 35-40 % окису магнію і 15 % бентонітового порошку.

Магнезійні суміші відрізняються високою кольоровою контрастністю по відношенню до гірських порід, що полегшує візуальне виявлення тріщин в відібраних після ТФР зразках. До їх переваг відносяться також високі адгезивні та міцнісні властивості і висока проникаюча здатність, яка забезпечує фіксацію тріщин з невеликим розкриттям.

Для проходки тампонажних свердловин і відбору зразків з масиву використовують бурове обладнання, що застосовується при геологорозвідувальних роботах, а для нагнітання ТФР в досліджувану область масиву - тампонажні снаряди різних конструкцій з контейнерною

доставкою ТФР в зону нагнітання: ТС, СТС, СТ-3, УТС-1М, ТУ та ін. В процесі нагнітання ТФР досліджувана область герметизується за допомогою пакерів, що входять в конструкцію тампонажних снарядів, або самостійних пакерних пристроїв типу МП, ДАУ та ін.

З метою виключення можливості гідророзриву порід, здатного спотворити картину природної тріщинуватості порід за рахунок появи штучних тріщин і зміни величини розкриття природних тріщин, тиск нагнітання ТФР в досліджувану зону не повинен перевищувати величину $P_{\max}$, визначену за формулою Хорнера для газонасичених пластів:

$$P_{\max} = (0,30 \div 0,85) \gamma_{\text{гп}} H ,$$

де $P_{\max}$ - максимально допустимий тиск в зоні нагнітання ТФР, МПа;
 $\gamma_{\text{гп}}$ - усереднена об'ємна маса гірських порід, т/м³; залежна від віку і глибини залягання порід; H - глибина розташування зони нагнітання ТФР, м.

При вибурюванні породних зразків із зафіксованою тріщинуватістю необхідно обмежувати осьове навантаження на породоруйнівний інструмент і частоту його обертання в межах, рекомендованих для буріння по тріщинуватих, механічно слабких породах. Режими промивки свердловини слід вибирати такі, що виключають розмив керна і зашламування бурового снаряда.

7.11.2. Визначення параметрів природної тріщинуватості порід.

При необхідності вивчення просторового положення тріщин в масиві виконують інклінометричні дослідження та керноскопію; з цією ж метою можуть використовуватися спеціальні палетки.

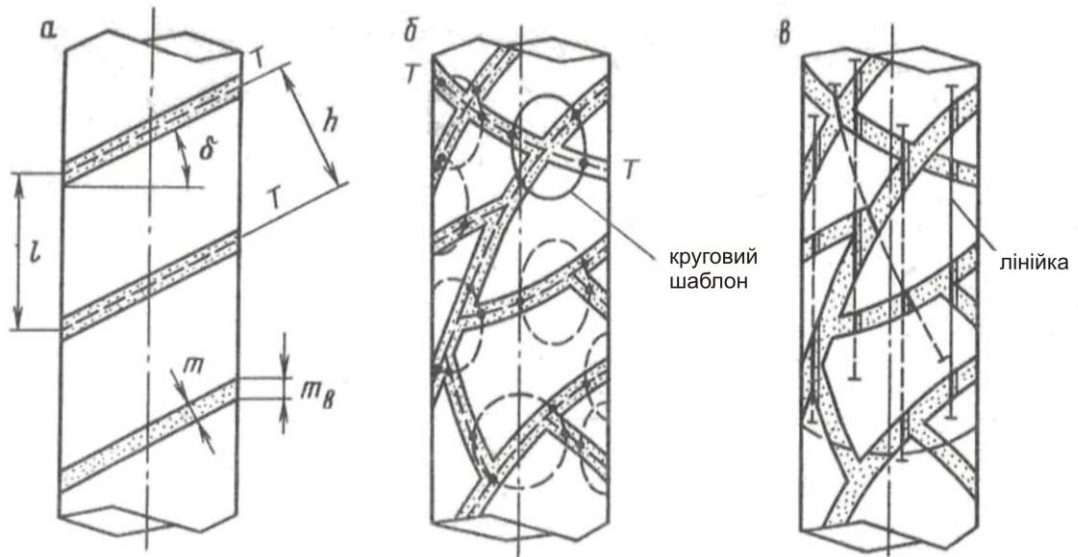


Рис.7.16. Визначення параметрів зафіксованої тріщинуватості по кернових зразках.

Параметри розкритої природної тріщинуватості, зафіксованої за методом ТФТ, можуть оцінюватися по кернових зразках як для окремих різноспрямованих систем тріщин, так і сукупності тріщин в цілому. В першому випадку (рис. 7.16., а) системи тріщин з однаковим або близьким орієнтуванням виділяються за допомогою візуального огляду керна або на підставі інструментального вимірювання їх орієнтування щодо площин, орієнтованих нормально до поздовжньої осі керна (видимого кута падіння). При цьому густоту тріщин q кожної з систем визначають як величину, зворотну середній відстані між ними по нормалі:

$$q = 1/(l \cos \delta),$$

де l - середня відстань між осьовими поверхнями T сусідніх тріщин даної системи; δ - видимий в керні кут падіння тріщин тієї ж системи.

Розмірність показника q має вигляд 1/м або 1/см. В даному випадку середня відстань між тріщинами $h = l \cos \delta$.

Ступінь розкритості тріщин, заповнених ТФР, для кожної з виділених систем визначають величиною $m_{\text{ср}}$ - середньої відстані m між їх стінками по нормалі до останніх. Значення m можна виміряти на бічній поверхні керна в

тому місці, де вихід тріщини на цю поверхню має мінімальну ширину (в точках виходу короткої осі еліпса, утвореного при перетині плоскою або відносно плоскою тріщиною). Для зручності вимірів керн може розрізатися по площинах, нормальних до тріщин різних систем, з шліфуванням поверхні розрізу. Замість безпосереднього вимірювання значень m можна виміряти видиму ширину m_v уздовж керна, а по формулі обчислювати:

$$m = m_v \cos \delta .$$

Подібним чином можна вимірювати множинні ступені розкритості m окремих тріщин, що не утворюють чітко виражених систем, а потім визначати їхню середню розкритість m_{cp} як середнє арифметичне з результатів вимірів.

Визначення тріщинної пустотності Π як величини, що вимірюється відношенням об'єму розкритих тріщин, розсікаючих гірську породу, до загального об'єму цієї породи в зоні розвитку тріщинуватості, для окремих, чітко виражених систем здійснюється шляхом ділення середньої ширини тріщин m_{cp} на середню нормальну відстань h між їх осьовими поверхнями T :

$$\Pi = m_{cp} / h \cdot 100 \% .$$

При декількох різноорієнтованих системах тріщин (рис. 7.16., б) сумарна тріщинувата пустотність розраховується за формулою:

$$\Pi_c = m_{cp1} / h_1 + m_{cp2} / h_2 + \dots + m_{cpk} / h_k .$$

Розрахунок за наведеною формулою дає дещо завищені результати, оскільки в місцях перетину тріщин обсяг пустот враховується двічі. Однак обумовлені цим похибки зазвичай невеликі, особливо при відносно малій сумарній пустотності. При значних (більш 10 %) величинах пустотності цю похибку можна виключити шляхом застосування наступної, більш точної формули:

$$\Pi_0 = [1 - (1 - m_{cp1} / h_1) (1 - m_{cp2} / h_2) * \dots * (1 - m_{cpk} / h_k)] 100 \% .$$

При великому числі або відсутності систем тріщин, що чітко виділяються, значення тріщинної пустотності та інших параметрів розкритої тріщинуватості визначають статистичним методом. З цією метою спочатку вимірюють величину об'ємної щільності тріщин Q ($\text{см}^2/\text{см}^3$, $\text{дм}^2/\text{дм}^3$), що представляє собою сумарну площу тріщин в одиниці об'єму породи (кожна тріщина умовно розглядається як єдина поверхня). Вимірювання здійснюється за допомогою трафарету-кола з довжиною кола - 10 см. Трафарет виконується з прозорого міцного матеріалу (фотоплівки, лавсанової кальки.). Він багаторазово довільно накладається на основну поверхню керна; при кожній такій накладці підраховується число n перетинань окружності з видимими на поверхні слідами тріщин, а точніше з середніми лініями T тріщин (рис. 7.16., *б* - показано жирними точками). Потім шляхом ділення суми значень n на загальне число накладок трафарету підраховується середнє число точок перетину $n_{\text{ср}}$ слідів тріщин, що припадає на 10 см (1 дм). При підрахунку $n_{\text{ср}}$ беруть до уваги всі значення n , у тому числі і нульові. Доведено, що при досить великому числі накладень (більше 20-25) величина об'ємної щільності тріщин дорівнює подвоєному значенню $n_{\text{ср}}$:

$$Q = 2 n_{\text{ср}} .$$

Значення тріщинної пустотності P в розглянутому випадку визначають за допомогою гнучкої лінійки довжиною 10 см, що багаторазово довільно накладається на бічну поверхню керна (рис. 7.16, *в*). При кожній накладці підраховують число міліметрових поділок лінійки, що припадає на пустоти, заповнені ТФР (показані подвійними лініями), і виводять середнє арифметичне з результатів замірів. Не важко довести, що це середнє чисельно дорівнює величині P , в процентах. Напрямок накладання лінійки може бути будь-яким, проте при переважно поздовжніх по відношенню до осі керна тріщинах слід розташовувати лінійку по колу, а при січних – по твірній лінії керна.

Якщо величини Q і Π визначені ймовірно-статичним способом, то середня нормальна ширина тріщин може бути обчислена як частка від поділу загальної тріщинної пустотності на об'ємну щільність всіх тріщин:

$$m_{cp} = \Pi_c / Q .$$

У деяких випадках зафіксовані тріщини виявляються заповненими сумішшю ТФР і мінерального заповнювача, присутнього в тріщинах порожнин. При малих розмірах частинок природного заповнювача його кількість можна оцінювати в прозорих або полірованих шліфах під мікроскопом по загальновідомому петрографічному методу підрахунку компонентів за допомогою окуляра-мікрометра.

Розкрити тріщинуватість порід по керну методом ТФТ доцільно вивчати в комплексі з мікроскопічним методом, методом капілярного насичення порід люмінофором і ультразвуковим методом. Проте при цьому необхідно враховувати, що перераховані методи не дозволяють попередньо фіксувати природні тріщини і в підрахунки параметрів тріщинуватості неминуче вносять похибки, обумовлені штучними тріщинами, які утворюються в процесі вибурювання керна, виготовлення шліфів. За наявності відповідних технічних засобів паралельно з методом ТФТ слід вивчати тріщинуватість шляхом фотографування стінок свердловин, або досліджувати їх, застосовуючи акустичні свердловинні телевізори.

7.12. Відбирання проб вугілля і порід для лабораторного вивчення їхніх колекторських та сорбційних властивостей, вмісту і складу органічної речовини

Для вивчення порід і вугілля в лабораторних умовах відбирають зразки піднятого свіжого керна або зразки, відбиті в попередньо зачищеному вибої гірничої виробки. Зразки (проби), що відбираються для визначення колекторських властивостей, безпосередньо на свердловині або гірничій

виробці, загортають у марлю, покривають водонепроникною плівкою і парафінуються шляхом занурення в розплавлений парафін.

Зразки, які відбираються для вивчення розсіяної органічної речовини (ROP) і бітумів, парафінуванню та іншим видам консервації з застосуванням органічних речовин не підлягають.

Проби порід для визначення пористості і проникності відбирають у вигляді суцільних стовпчиків керна будь-якого діаметра завдовжки не менше 300-500 мм, проби з гірничих виробок відбирають у формі монолітів діаметром не менше $200 \times 200 \times 200$ мм. Для визначення сорбційної метаноемності відбирають проби порід масою 4 кг, проби для визначення вмісту розсіяної органічної речовини і вивчення бітумів повинні мати масу не менше 100 г.

Число проб та місця відбору їх для кожного виду досліджень залежать від стадії розвідувальних робіт і геологічних особливостей розвідувального об'єкта. Виняток становлять проби, призначені для вивчення бітумів. Ці проби, незалежно від стадії робіт та інших факторів, відбирають по всіх інтервалах всіх розвідувальних свердловин і гірничих виробок, у яких розкриваються породи з проявами бітумів.

Відбирання проб вугілля і порід для лабораторного вивчення слід здійснювати згідно з «Правилами відбирання проб вугілля і порід, що вміщують шахтні води, метан, германій, шкідливі речовини під час геологічної розвідки та експлуатації вугільних родовищ», встановленими Стандартом Мінвуглепрому України: СОУ 10.1.00186080.003:2007; Київ, Мінвуглепром України, 2007 р.

**8. Комплексування методів вивчення газоносності
вуглепородних товщ по стадіях геолого-економічної оцінки
вуглегазових ділянок надр.**

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 скупчень газу (метану) вугільних 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 (метану) вугільних 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;

- детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного підприємства (підрозділу з дегазації), що створюється або реконструюється, і доцільності інвестування робіт з його проектування та будівництва. ГЕО-1 здійснюється на основі розвіданих запасів газу і включає техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 повинні бути достатніми для прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень. Матеріали детальної геолого-економічної оцінки родовища, позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ України), є основним документом, що обґрунтовує доцільність фінансування робіт з опрацювання проектів будівництва гірничодобувних об'єктів (промислів).

Геологорозвідувальні роботи з вивчення газоносності вугільних родовищ та вуглепородних товщ можуть розпочинатись з будь-якої стадії геолого-економічної оцінки, якщо стан геологічного вивчення об'єкта робіт достатній для їхнього геологічного й техніко-економічного обґрунтування.

Для інтенсифікації геологорозвідувального процесу, скорочення термінів підготовки об'єктів до промислової розробки рекомендується раціональне суміщення й поєднування геологорозвідувальних робіт суміжних стадій відповідно до умов спеціального дозволу на користування надрами.

8.1. Початкова геолого-економічна оцінка перспективних вуглегазових ділянок надр (ГЕО-3)

Основним завданням геологічного вивчення газонасності вугілля та вуглевміщуючих порід під час початкової геолого-економічної оцінки перспективної вуглепородної товщі є отримання попередніх орієнтовних даних про наявність порід, здатних бути колекторами вільного газу, а також акумуляторами сорбованого газу, попередніх даних про їх метанонасність, компонентний склад природного газу, присутнього у вуглевміщуючих породах геологічного розрізу. Повнота і достовірність цих даних мають забезпечувати врахування можливої газонасності порід під час складання техніко-економічних міркувань (ТЕМ) щодо доцільності майбутнього промислового освоєння та інвестування робіт з подальшого геологічного та екологічного вивчення.

З метою отримання належних даних вивчають і аналізують матеріали раніше проведених регіональних геолого-геофізичних та інших досліджень, а також регіональних геолого-картувальних робіт. Здійснюється збір і узагальнення інформації: про газопрояви з природних і штучних відслонень, джерел води, гірничих виробок і свердловин; про газонасність вугленосних товщ, перекриваючих і підстиляючих їх відкладів і газозбагаченість гірничих виробок у межах досліджуваної та суміжних з нею вугленосних ділянок надр.

Збираються відомості про наявність і можливість проявлення структурних пасток газу: антиклінальних підняттях, виступів, брахіантиклінальних складок, «структурних носів» та терас.

У процесі польових пошуково-оціночних робіт виявляються і піддаються геологічній документації всі газопрояви з відслонень порід і свердловин, що буряться. По всіх газопроявах здійснюють вимірювання дебіту газу і води, відбирають проби води і газу в герметичні ємності (скляні пляшки). З найбільш потужних (понад 20 м) шарів пісковиків та інших порід, здатних бути колекторами газу, в окремих свердловинах відбираються проби для визначення колекторських властивостей та вмісту органічної речовини.

Колекторські властивості середньо- і грубозернистих пісковиків алювіального і дельтового походження картуються найбільш детально як у плані, так і в розрізі. У разі виявлення геологічних передумов для накопичення газів у породах, на одній з глибоких свердловин проводять газовий каротаж.

Загальна початкова оцінка газоносності порід під час пошуково-розвідувальних робіт ґрунтується головним чином на аналогії з добре вивченими об'єктами, схожими з оцінюваними родовищами по тектонічній структурі, літологічному складу, ступеню метаморфізму, колекторських і сорбційних властивостях вугільних відкладів, глибині залягання вугільних пластів.

8.2. Попередня геолого-економічна оцінка виявлених покладів газу (метану) вугільних родовищ (ГЕО-2)

Головною задачею вивчення газоносності вугілля та вуглевміщуючих порід під час попередньої геолого-економічної оцінки продуктивних покладів вуглегазоносної ділянки надр є отримання відомостей, достатніх для попереднього прогнозу газозбагаченості видобувних гірничих виробок та розробки техніко-економічного обґрунтування промислового значення ділянки і доцільності здійснення її детальної геолого-економічної оцінки.

Для попередньої геолого-економічної оцінки вуглегазоносної ділянки надр мають бути вирішені наступні завдання: визначення колекторських властивостей і величини газоносності основних різновидів вугілля і вуглевміщуючих порід, а також картування загальних тенденцій змінення показників колекторських властивостей і газоносності за площею і на глибину; визначення загальної потужності і петрографічного складу вугільних пластів, тонких пропластків, прошарків, та середніх коефіцієнтів вугленасиченості вуглепородного розрізу; визначення компонентного складу газів, що містяться в породах і вугіллі; визначення типів колекторів та сорбентів, здатних акумулювати газ і впливати на газовиділення з порід у

гірничі виробки вугледобувних підприємств; виявлення пасток газу на основі аналізу літолого-фаціальних особливостей вугленосних відкладів, визначення тектонічної будови і гідрогеологічних умов вуглепородного масиву; виявлення мікропокладів вільного газу; визначення наявності та характеру газовиділення з порід на вугледобувних підприємствах, що працюють в аналогічних геологічних умовах на площі досліджуваної ділянки або поблизу від неї; оцінка впливу геологічних чинників на газоносність вуглевміщуючих порід.

Основним джерелом інформації про газоносність вуглевміщуючих порід і вугілля під час попередньої геолого-економічної оцінки є результати буріння, вивчення керна, геофізичних та інших досліджень свердловин, призначених для загального геологічного вивчення ділянки надр з метою, визначеною спеціальним дозволом на користування надрами. Дослідження із застосуванням методів вивчення газоносності вугілля та вміщуючих порід виконуються в таких свердловинах попутно.

Спеціальні свердловини, цільовим призначенням яких є вивчення газоносності, буряться на підставі окремого обґрунтування для підтвердження оперативних прогнозних висновків про можливість розкриття значних скупчень газу в сприятливих для цього умовах.

Попутні дослідження, спрямовані на вивчення газоносності порід по розвідувальних свердловинах, виконують у всіх свердловинах, що буряться на ділянці. Вони передбачають фіксацію ознак, що дозволяють виділяти породи-колектори газу і флюїдоупори в процесі буріння, геофізичних досліджень свердловин і документації керна Крім того, використовують результати гідрогеологічних робіт, які дозволяють судити про наявність порід-колекторів та їх колекторських властивостях, склад підземних вод і газів.

Спеціальні дослідження, пов'язані з вивченням газоносності порід під час попередньої геолого-економічної оцінки, виконуються переважно по тих же свердловинах, по яких передбачається опробування вугільних пластів на

газоносність. Відповідно, спеціальне вивчення газоносності порід проводиться в розвідувальних свердловинах, що розташовані в 2-3 опорних профілях, орієнтованих ухрест простягання, на відстані 3-4 км по простяганню один від одного, у разі похилого залягання вугільних пластів і вміщуючих порід. У разі горизонтального або близького до нього залягання вугленосної товщі, спеціальне вивчення газоносності порід проводиться в розвідувальних свердловинах, що розташовані на двох взаємно перпендикулярних профілях. Відстані між свердловинами в профілях 2-3 км.

У разі виявлення структурних, літологічних та інших передумов до проявлення пластів високо газоносних порід, газових пасток і газових покладів, для їхньої оцінки слід проводити додаткові дослідження газоносності у місцях їхнього передбачуваного проявлення.

Спеціальні дослідження на даній стадії включають такі види робіт: додаткові (по відношенню до стандартного комплексу) геофізичні дослідження в свердловинах з метою виявлення та оцінки порід-колекторів, встановлення сумарної насиченості малопотужними вугільними пластами, пропластками та прошарками, вуглевміщуючих порід і визначення їхньої газоносності; визначення величини природної газоносності порід і компонентного складу газів із застосуванням кернагазонабірників; газовий каротаж; дослідження порід із застосуванням пластовипробувачів КВІ-65; відбір проб для вивчення колекторських і сорбційних властивостей порід, вмісту в них розсіяної органічної речовини і бітуму по кернових зразках; вивчення характеру та інтенсивності газовиділення із вуглевміщуючих порід на шахтах і розрізах-аналогах.

Додаткові геофізичні дослідження, що дозволяють виявляти й оцінювати колектори газу та виділяти тонкі вугільні пропластки, проводяться по всіх свердловинах, що підлягають вивченню на газоносність. Особливе значення при цьому мають дослідження методами БТК, НГК, мікрозондування, термометрія, визначення тиску в свердловинах.

Під час попередньої геолого-економічної оцінки опробування порід із застосуванням керногазонабірників здійснюють по свердловинах, що підлягають спеціальному дослідженню на газоносність. Відбір породно-газових проб так само, як і більшість інших видів досліджень, пов'язаних з вивченням газоносності порід, здійснюється головним чином в інтервалах підвищеної проникності масиву, що виникає у зв'язку із зрушенням підроблюваних і надроблюваних товщ, під час видобування вугільних пластів.

8.2.1. Виявлення порід-колекторів при бурінні та документації свердловин. В процесі розвідувального буріння до встановлених або передбачуваних колекторів газу відносяться породи, при розкритті яких відзначаються такі прямі ознаки підвищеної ємності і проникності: викиди газу і газоводяних сумішей зі стволів свердловин; самовилив підземних вод або фонтанування свердловин; поглинання промивної рідини; істотна зміна фізичних і хімічних параметрів промивальної рідини в результаті її змішування з підземними водами; наявність газопроявів за даними газового каротажу; роздробленість керна або розвиток в ньому інтенсивної природної тріщинуватості, не пов'язаної з процесом буріння; наявність візуально помітних по керну пор і каверн; «провали» бурового інструменту.

У комплексі з перерахованими прямими ознаками колектора фіксуються і враховуються як непрямі ознаки: знижений вихід керна, інтенсивне обвалення стінок свердловин, «прихвати» бурового інструменту і аномальна зміна швидкості проходки в процесі буріння.

Всі ці ознаки характерні для колекторів тріщинного, порово-тріщинного або кавернового типів, здатних надавати найбільш значний вплив на загазованість гірських виробок. Їх фіксація та використання відносяться до якісних методів виділення колекторів.

Поряд з якісними застосовуються кількісні методи виявлення та оцінки порід-колекторів, що дозволяють отримати досить надійну і об'єктивну

інформацію, необхідну для вирішення завдань, пов'язаних з вивченням газоносності вугільних родовищ.

8.2.2. Виділення колекторів і флюїдоупорів за результатами визначення колекторських властивостей порід.

Порові колектори зазвичай представлені піщано-алевритовими відкладами палеорік, дельт і авандельт, які характеризуються різким переважанням міжзернової пустотності, можуть не мати настільки ж чіткого зовнішнього прояву, як істотно тріщинні. Тому їх виявляють і оцінюють головним чином за результатами вивчення колекторських властивостей за зразками порід. Колектори цього типу серед флюїдоупорів при вивченні газоносності вуглевміщуючих порід вугільних родовищ можна виділяти лише орієнтовно за значеннями ефективної пористості, що складають більше 0,5-5,8 % для середньозернистих, більш 2-8 % – для дрібнозернистих пісковиків, більше 3,3-10 % – для крупнозернистих і більше 3,6-12 % – для дрібнозернистих алевролітів при проникності по газу більше 10^{-8} см². Ці критерії повинні конкретизуватися стосовно до умов різних вугільних басейнів і родовищ по мірі накопичення фактичних даних про характер і інтенсивність газовиділення з вуглевміщуючих порід в гірські виробки і зіставлення цих даних з показниками колекторських властивостей газовиділяючих порід.

При поєднанні пустотності порової з розвиненою в породах кавернозністю і відкритою тріщинуватістю, виділення і оцінка колекторів на основі вивчення лише кернових зразків, як правило, виявляються непередставницькими. Більш достовірні результати, які характеризують прилеглі до свердловин частини порідних масивів, дає випробування пластів із застосуванням КВІ-65.

Флюїдоупорами, обмежувачами і розділяючими колектори газу на вугільних родовищах, можуть бути головним чином нетріщинуваті глинисті породи з низьким вмістом частинок алевролітової і псаммітової фракцій, а також утворення типу «глинок тертя», приурочених до поверхонь

диз'юнктивних тектонічних порушень. Для орієнтовної оцінки екрануючої ролі глинистих відкладів по відношенню до газу можуть бути використані дані, наведені нижче у таблиці.

Оціночна шкала екрануючих властивостей глинистих порід за основними фізичними параметрами

Група флюїдо-упорів	Максимальний розмір пор, мкм	Проникність, мкм ²	Тиск прориву газу, МПа
<i>A</i>	0,01-0,05	10^{-9}	10
<i>B</i>	0,02-0,1	$10^{-9} - 10^{-8}$	10-5,5
<i>C</i>	0,05-0,2	$10^{-8} - 10^{-7}$	5,5-2
<i>D</i>	0,1-0,6	$10^{-7} - 10^{-6}$	2-0,7
<i>E</i>	0,1-0,6	$10^{-6} - 10^{-5}$	0,7-0,3
<i>F</i>	1	10^{-5}	0,3

З метою отримання додаткових характеристик колекторських властивостей (густоти, ступеня розкриття тріщин і значень коефіцієнта тріщинної пустотності в умовах природного залягання порід) рекомендовано використовувати метод тампонажної фіксації тріщин, а також інші способи вивчення тріщинних зон.

Для виявлення та оцінки порід-колекторів попутно використовують матеріали гідрогеологічних робіт, що виконуються відповідно до вимог Інструкції з вивчення і прогнозування гідрогеологічних умов вугільних родовищ при геологорозвідувальних роботах.

Колектори, виявлені окремими свердловинами, простежуються в межах окремих розвідувальних профілів і від профілю до профілю. Результати досліджень відображаються при складанні геолого-газових розрізів, структурних карт покладів вільного газу та інших графічних документів. Слід враховувати приуроченість порід з підвищеною ємністю і проникністю до тих чи інших структурних елементів: верствам або групам шарів, зонам розривних порушень, апікальним частинам складок. Для кожного з виділених і простежених колекторів визначають середні, екстремальні (мінімальні і максимальні), модульні (найбільш поширені) значення показників

колекторських властивостей і дають характеристики просторової мінливості цих показників у межах розвідувальної ділянки по площі і на глибину.

8.2.3. Розміри зон підвищеної проникності масиву та дренажу, що виникають у зв'язку із зрушенням вуглепородного масиву, підроблюваного і надроблюваного боків під час видобування вугільних пластів визначаються відповідно до вимог Розділу III «Визначення вихідних даних для підрахунку запасів емісійного шахтного метану» Методичних вказівок з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ в зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів, затверджених наказом ДКЗ України від 29.04.2009 № 161.

8.2.3.1. Потужність (товщина) зони підвищеної проникності масиву та дренажу метану (M_p) у висячому (підроблюваному) боці вугільного пласта, який розроблюється, розраховується для пологих та похилих вугільних пластів і пропластків з кутами падіння до 35° за емпірично встановленою формулою:

$$M_p = k_{c.п.} \cdot k_{л.} \cdot \frac{250 \cdot m_{від}}{\varepsilon_{кр} \cdot 10^3},$$

де $k_{c.п.}$ – коефіцієнт, що враховує залежність стійкості порід висячого боку вугільного пласта від способу управління покрівлею в очисному вибої ($k_{c.п.} = 1$ – при повному обрушенні порід покрівлі; $k_{c.п.} = 0,8$ – при частковій закладці, поступовому опусканні й утриманні «на кострах»; $k_{c.п.} = 0,4$ – при повній закладці виробленого простору); $k_{л.}$ – коефіцієнт, який враховує вплив ступеня метаморфізму вугілля на розміри склепіння розвантаження. Цей коефіцієнт визначається за графіком, наведеним на рис. 8.1. Ступінь метаморфізму вугілля на цьому графіку виражається через класифікаційний показник якості вугілля – вихід летких речовин (V^{daf}); $m_{від}$ – виймальна потужність вугільного пласта, що відробляється, м; $\varepsilon_{кр}$ – деформації розтягання, при яких відбувається розрив суцільності пластів (для вугільних пластів Донецького басейну $\varepsilon_{кр} = 2 \times 10^{-3}$).

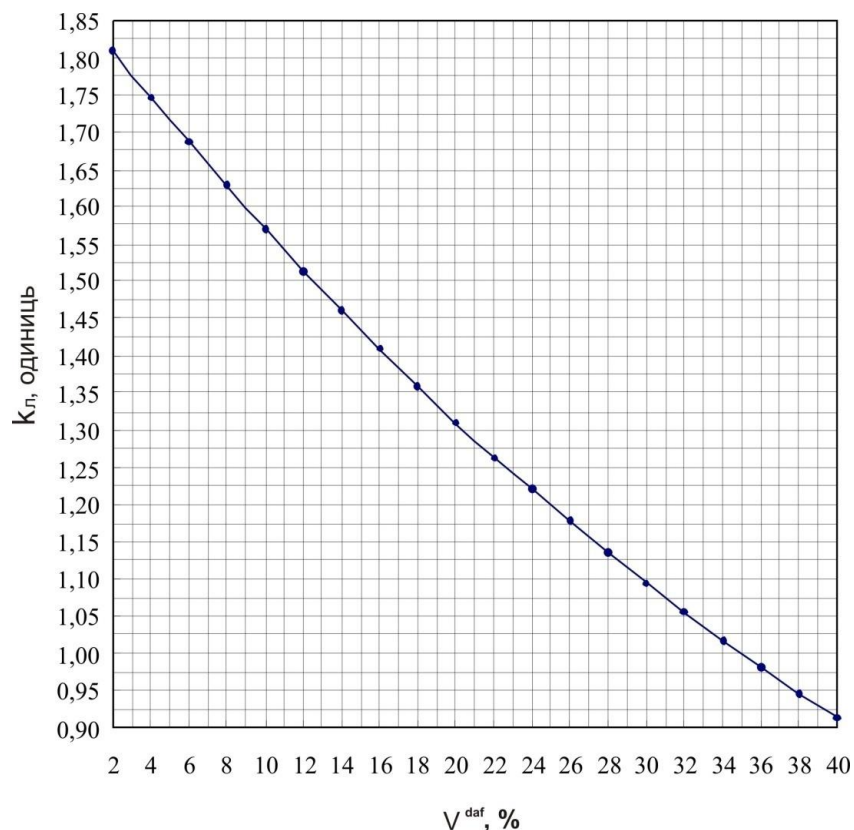


Рис. 8.1. Графік для визначення коефіцієнта k_L

Після стандартних алгебраїчних перетворень формула для визначення питомого метановиділення із підроблюваного пологого чи похилого вугільних пластів або пропластків після виїмання розроблюваного вугільного пласта у відроблюваний простір, набуває такого вигляду:

$$q_{vi} = (x_o - x_{oi}) \times (100 - A^d - W^a) / 100 \times \left(1 - \frac{M_{vi} \cdot \varepsilon_{кр} \cdot 10^3}{250 \cdot k_{с.п.} \cdot k_L \cdot m_{від}} \right)$$

8.2.3.2. Потужність (товщина) зони дренування метану (M_p) у висячому (підроблюваній товщі) боці вугільного пласта, який розроблюється, розраховується для крутопадаючих вугільних пластів і пропластків з кутами падіння понад 35° за емпірично встановленою формулою:

$$M_p = k_{уп} \times m_{від} \times (1,2 + \cos \alpha_{пл}),$$

де $k_{уп}$ – коефіцієнт, що враховує вплив способу управління покрівлею на розміри склепіння зрушення ($k_{уп} = 60$ при повному обрушенні порід покрівлі; $k_{уп} = 45$ при частковій закладці, поступовому опусканні й утриманні «на кострах»); $k_{уп} = 25$ при повній закладці виробленого простору; $m_{від}$ – потужність вугільного пласта, що відробляється, м; $\alpha_{пл}$ – кут падіння вугільного пласта, що відробляється, град.

Питоме метановиділення із пласта пісковика, який знаходиться в зоні дренажу відроблюваного вугільного пласта, слід визначати за формулою:

$$q_{пi} = X_{пi} \cdot K_{эф.р} ,$$

де $q_{пi}$ – питоме виділення метану (m^3) із підроблюваного пісковика (m^3); $X_{пi}$ – природна метаносність пісковика, m^3/m^3 ; $K_{эф.р.}$ – коефіцієнт ефективності розвантаження підроблюваної товщі.

Якщо відсутні дані щодо природної метаносності пісковиків ($X_{пi}$), вона визначається для кожного пласта пісковика окремо за формулою:

$$X_{пi} = k_{вп} \cdot \frac{0,0085 \gamma_v \cdot H_i}{p_0} ,$$

де $X_{пi}$ – природна метаносність (газосність) підроблюваного пісковика, m^3/m^3 ; $k_{вп}$ – коефіцієнт відкритої пористості пісковика в долях одиниці; γ_v – густина води, (приймається рівною 1 т/м^3); H_i – глибина залягання пісковика, м; p_0 – нормальний повітряний тиск (приймається рівним $0,1 \text{ МПа}$).

Коефіцієнт ефективності розвантаження пісковиків у підроблюваній товщі ($K_{эф.р}$) визначається за формулою:

$$K_{эф.р} = 1 - \frac{M_{пi}}{M_{рп}} ,$$

де $M_{пi}$ – відстань по нормалі від покрівлі відроблюваного вугільного пласта до середини товщини пісковика, м; $M_{рп}$ – потужність зони дренажу, що утворюється під час виймання відроблюваного вугільного пласта у його висячому боці, розрахована для пісковиків.

8.2.3.3. Потужність зони дренування для пологих та похилих пластів пісковиків розраховується за тією ж формулою, що і для вугільних пластів:

$$M_p = k_{c.p.} \cdot k_l \cdot \frac{250 \cdot m_{\text{від}}}{\varepsilon_{\text{кр}} \cdot 10^3},$$

де $k_{c.p.}$ – коефіцієнт, який враховує залежність стійкості порід висячого боку вугільного пласта від способу управління покрівлею в очисному вибої ($k_{c.p.} = 1$ – при повному обрушенні порід покрівлі; $k_{c.p.} = 0,8$ – при частковій закладці, поступовому опусканні та утриманні «на кострах»; $k_{c.p.} = 0,4$ – при повній закладці виробленого простору); k_l – коефіцієнт, який враховує вплив ступеня метаморфізму вугілля на розміри склепіння розвантаження. Цей коефіцієнт визначається за графіком, наведеним на рис. 8.1. Ступінь метаморфізму вугілля на цьому графіку виражається через класифікаційний показник якості вугілля – вихід летких речовин (V^{daf}); $m_{\text{від}}$ – виймальна потужність вугільного пласта, що відроблюється, м; $\varepsilon_{\text{кр}}$ – граничні деформації розтягання, при яких відбувається розрив суцільності порід (для пластів пісковиків $\varepsilon_{\text{кр}} = 3,5 \times 10^{-3}$).

Після стандартних алгебраїчних перетворень формула для визначення питомого метановиділення із підроблюваного пологого або похилого пласта пісковика у відроблюваний простір після виймання розроблюваного вугільного пласта приймає такий вигляд:

$$q_{\text{пі}} = x_{\text{пі}} \cdot K_{\text{еф.р}} = x_{\text{пі}} \cdot \left(1 - \frac{M_{\text{пі}}}{M_{\text{рп}}}\right), \text{ або } q_{\text{пі}} = x_{\text{пі}} \left(1 - \frac{M_{\text{пі}}}{M_{\text{рп}}}\right) \gamma_{\text{п}},$$

де $q_{\text{пі}}$ – питома виділення метану, м^3 або $\text{м}^3/\text{т}$ підроблюваного пісковика; $x_{\text{пі}}$ – природна метаносність пісковиків, що підроблюються, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $M_{\text{пі}}$ – відстань по нормалі від покрівлі відроблюваного вугільного пласта до середини товщини пласта пісковика, м; $\gamma_{\text{п}}$ – об’ємна щільність пісковика, $\text{т}/\text{м}^3$.

8.2.3.4. Потужність (товщина) зони дренування метану (M_p) у висячому (підроблюваному) боці вугільного пласта, який розроблюється, для крутопадаючих пластів пісковиків з кутами падіння понад 35° , розраховується за тією ж емпірично встановленою формулою, що і для вугільних пластів:

$$M_p = k_{уп} \times m_{від} \times (1,2 + \cos \alpha_{пл}),$$

де $k_{уп}$ – коефіцієнт, що враховує вплив способу управління покрівлею на розміри склепіння зрушення ($k_{уп} = 60$ при повному обрушенні порід покрівлі; $k_{уп} = 45$ при частковій закладці, поступовому опусканні та утриманні «на кострах»; $k_{уп} = 25$ при повній закладці виробленого простору; $m_{від}$ – потужність вугільного пласта, що відроблюється, м; $\alpha_{пл}$ – кут падіння вугільного пласта, що відроблюється, град.

При надробці пологих і похилих вугільних пластів та пісковиків потужність зони дренування у вуглепородному масиві лежачого боку розроблюваного вугільного пласта (інтервал, в якому пласти дегазуються під впливом надробки) приймається рівною $M_n = 60$ м.

У разі надробки крутоспадаючих і крутих вугільних пластів та пісковиків (з кутами падіння більше 35°) потужність зони дренування у вуглепородному масиві лежачого боку розроблюваного вугільного пласта розраховується за формулою:

$$M_p^л = k_{уп} \times m_{від} \times (1,2 - \cos \alpha_{пл}),$$

де $k_{уп}$ – коефіцієнт, що враховує вплив способу управління покрівлею на розміри склепіння зрушення; $k_{уп} = 60$ при повному обрушенні порід покрівлі ($k_{уп} = 45$ при частковій закладці, поступовому опусканні та утриманні «на кострах»; $k_{уп} = 25$ при повній закладці виробленого простору; $m_{від}$ – потужність вугільного пласта, що відробляється, м; $\alpha_{пл}$ – кут падіння вугільного пласта, що відробляється, град.

8.2.4. Окремі додаткові проби відбирають з найбільш потужних породних шарів, що складають міжпластові інтервали поза межами зон проникності, а також з шарів, що належать до товщі, розміщеної вище, аж до верхньої межі метанової зони, виділеної за даними вивчення газонасності вугільних пластів. Пробами характеризують всі основні літологічні різновиди порід, насамперед найбільш потужні шари вуглевміщуючих аргілітів, алевролітів слабо пористих пісковиків, що залягають на глибині понад 600-700 м. Число породно-газових проб, що відбираються по одній свердловині, має становити 5-10 шт., а загальне число на середній за розмірами розвідувальній ділянці 50-60 шт.

8.2.5. Газовий каротаж проводять лише на ділянках поширення вугілля, що належать до марок від Г до А (або до аналогів цих марок). Під час попередньої геолого-економічної оцінки каротаж проводиться не менше ніж по одній свердловині на кожні 10 км² площі поверхні родовища (ділянки), газонасність якого оцінюється, при горизонтальному або пологому заляганні порід і не менше ніж по одній свердловині на кожні 5 км² площі при похилому, круто-похилому і крутому (кути падіння 19° і більше) заляганні. Спочатку газовий каротаж проводять по одній з найглибших свердловин, наступні (одна-дві і більше) свердловини вибирають для проведення газового каротажу з урахуванням результатів дослідження в глибокій свердловині, а також структурних, літологічних та інших факторів, що визначають можливість одержання найбільш представницьких даних про газонасність порід. Найбільш доцільно проведення газового каротажу в місцях, де прогнозується зосередження порід-колекторів з газом: в склепінних частинах антиклінальних складок (куполів), в місцях ймовірного існування різного роду газових пасток. Разом з тим при виборі свердловин для постановки газового каротажу слід уникати ділянок, де можливе інтенсивне (більше 50 %) поглинання промивальної рідини в процесі буріння.

8.2.6. Оцінка газонасності із застосуванням пластовипробувачів КВІ-65 як правило, проводиться в породах з підвищеною проникністю і

газовіддачею, на ділянках поширення вугілля марок від Д до ПС (або їх аналогів), по свердловинах, що піддаються спеціальному дослідженню на газоносність. Об'єктами опробування є ті інтервали порід, в яких виявлено газовиділення при проведенні газового каротажу, а також інтервали, в яких при бурінні були зафіксовані водогазопрояви у формі виділення газу з бурового розчину, фонтанування, газо-водяних і газових викидів, або ті інтервали де за даними геофізичних досліджень в свердловинах виділені породи-колектори. В окремих випадках за допомогою КВІ-65 випробовують найбільш потужні шари пісковиків, які залягають в межах метанової зони і за даними раніше проведених досліджень можуть кваліфікуватися лише як потенційні колектори газу. Величина (довжина) інтервалів випробувань не повинна перевищувати 25-30 м, об'єкти великої потужності досліджують декількома інтервалами. Число випробувань на стадії попередньої геолого-економічної оцінки має становити 30-40 на ділянку.

Для вивчення колекторських властивостей порід, переважно з поровим типом пустотності, а також для визначення вмісту в них розсіяної органічної речовини по свердловинах, належних спеціальному дослідженню, відбирають кернові проби в інтервалах, суміжних з усіма інтервалами опробування порід, за допомогою керногазонабірників і пластовипробувачів КВІ-65, а також з інших породних шарів потужністю понад 10 м, навіть якщо вони не піддавалися іншим видам досліджень. Для вивчення бітумів відбирають проби порід у всіх свердловинах, де вони виявлені при документації керна, сорбційні властивості порід бажано вивчати з розрахунку 1-2 проби по кожній з літологічних різновидів.

8.2.7. Інтенсивні газопрояви вивчають за особливою програмою. При наявності пасток в вугленосних товщах можуть бути присутніми скупчення вільного газу у вигляді різних за розмірами покладів, найчастіше – мікропокладів з кількістю зосередженого в них газу від кількох сотень кубометрів до десятків і більше мільйонів кубометрів. При розкритті таких покладів розвідувальними свердловинами спочатку спостерігається повне

або часткове поглинання промивочної рідини або самовилив з наступним газовиділенням, іноді у вигляді викидів і фонтанування газу або води з газом. Розкриття мікропокладів гірничими виробками супроводжується виникненням суфлярних виділень газу і приводить до значного підвищення газової небезпеки. Запаси газу, які містяться в мікропокладах, можуть використовуватися в народному господарстві. Для успішного вирішення питань, пов'язаних із запобіганням небезпеки, зумовленої скупченням газів в мікропокладах, і промисловим використанням цих газів, необхідно своєчасне виявлення і всебічне вивчення мікропокладів в процесі розвідки вугільних родовищ.

Мікропоклади газу в вугленосних товщах виявляють і вивчають за допомогою методів і технічних засобів, що застосовуються в газонафтовій геології. В процесі попередньої розвідки в основному виявляють лише ознаки існування мікропокладів. Для цього вивчають і аналізують геологічні чинники, які обумовлюють накопичення та збереження вільного газу і можливий характер газовиділення в гірничі виробки. Особливу увагу слід приділяти аналізу структурно-тектонічних, літологічних, гідрогеологічних факторів, а також прямих і непрямих ознак, що свідчать про можливість існування скупчень вільного газу.

Структурно-тектонічні фактори, що сприяють формуванню газових покладів, – це наявність в межах розвідувальних ділянок куполоподібних і антиклінальних складок, розривних порушень, що супроводжуються зонами підвищеної тріщинуватості, різких змін елементів залягання порід, які приводять до флексуроподібних або ступінчастих вигинів пластів.

До літологічних чинників належить сприятливе для акумуляції газів поєднання порід-колекторів і покриваючих їх екрануючих газ флюїдоупорів. Колекторами газу служать, як правило, породи, що володіють підвищеною пористістю і проникністю (переважно пісковики), або інтенсивно тріщинуваті породи, представлені будь-якими іншими літологічними різновидами. Флюїдоупорами частіше є слабо тріщинуваті глинисті породи.

Формуванню і збереженню мікропокладів газу сприяє наявність пасток, зумовлених фаціальним заміщенням шарів пісковиків по простяганню і повстанню аргілітами, а також існування лінзовидних тіл пісковиків, піщаних накопичень русел річок, барів, кос.

Гідрогеологічною пошуковою ознакою утворення мікропокладів вільного газу є ускладнений водообмін в вугленосній товщі або наявність застійних вод, що виявляється в переважанні вод хлоридно-натрієвого складу.

Як пошукова ознака існування мікропокладів газу враховуються вільні газовиділення з свердловин і суфлярні виділення газу в шахтах, що відпрацьовують вищезалягаючі пласти або горизонти, наявність газонасичених горизонтів, виділених газовим каротажем, геофізичними методами і випробуванням пластів, наявність газових і геотемпературних аномалій на площі родовища.

На підставі результатів аналізу перерахованих факторів і ознак газонасичених горизонтів слід виділяти зони з передбачуваною наявністю покладів газу, які є основним об'єктом подальших досліджень. В свердловинах, які розкривають ці зони, слід проводити газовий каротаж і геофізичні дослідження, за результатами яких уточнюються інтервали, які підлягають випробуванню.

Випробування об'єктів, з якими пов'язують можливість існування мікропокладів газу, належить проводити з використанням комплексу випробувальних інструментів КВІ-65. Величина інтервалів випробувань продуктивного горизонту не повинна перевищувати 15-20 м; випробовуваний інтервал має бути однорідним за літологічним складом і колекторськими властивостями.

Результати випробувань із застосуванням КВІ-65 по свердловинах, що розкрили скупчення газу, можуть вважатися достовірними (представницькими), якщо дотримуються наступні умови: забезпечується достовірне отримання стабільного припливу вільного газу з досліджуваного

горизонту протягом 5-30 хв і більше; здійснюється чіткий запис кривої відновлення тиску з диференціацією за періодами і циклам та отримання кривої, характерної для газонасичених горизонтів, фіксація тиску стовпа промивальної рідини; фіксується наявність пластового тиску, по величині близького до умовно гідростатичного; здійснюється визначення складу газу; забезпечується герметичність пробовідбірної камери.

При наявності скупчення вільного газу, підтверджене результатами випробувань, досліджуваний горизонт простежується і випробується по сусідніх свердловинах з метою оконтурення. Мережа газових випробувань в цьому випадку істотно згущується. Число випробувань газонасичених горизонтів може досягати 6-10 на 1 км, при середній частоті для складчастих структур 0,5-1,5 випробувань на 1 км.

8.2.8. Подальше вивчення мікропокладів на стадії детальної розвідки має здійснюватися з урахуванням результатів пластовипробувань, геофізичних досліджень, даних газового каротажу, лабораторних визначень і загальної геологічної ситуації. При цьому необхідно визначити площу покладу, потужність газонасиченої частини колектора і ряд інших параметрів, що входять в формулу підрахунку запасів.

Площа газового покладу визначається шляхом знаходження лінії перетину структурної поверхні з поверхнею газоводяного контакту (ГВК). Положення ГВК визначають по парі свердловин, одна з яких розкрила газ, а інша – воду, за формулою В.П. Савченко:

$$h_r = \frac{h_{ГВ} \gamma_v - 100(P_v - P_r)}{\gamma_v - \gamma_r},$$

де h_r – перевищення позначки точки заміру пластового тиску газу в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м; γ_v – щільність води в пластових умовах, г/см³; γ_r – щільність газу в пластових умовах, г/см³; $h_{ГВ}$ – різниця висотного положення точок заміру пластового тиску газу, м; P_v – пластовий тиск води, МПа; P_r – пластовий тиск газу, МПа.

Якщо при випробуванні з одного інтервалу отримані вода і газ, положення ГВК умовно приймається в середині інтервалу.

Положення ГВК визначають також за геофізичними даними: для газоносної частини колектора значення ПО є вищим ніж в її водоносній частині.

Газонасичена товщина колектора всередині контуру газоносності дорівнює ефективній товщині пласта за вирахуванням прошарків негазоносних глинистих та інших порід.

У межах газоводяної зони газонасичена товщина дорівнює відстані від покрівлі пласта до ГВК. Більш детальні дослідження полягають у проведенні стаціонарних спостережень за тиском і дебітом газу. Для цього 2-3 свердловини, що розкрили мікропоклад, обладнуються і випробовуються через перфоровані обсадні труби і фільтри.

Результати випробувань, опробування й стаціонарних спостережень за дебітом і тиском в свердловинах служать основою для підрахунку запасів газу, розробки заходів по дегазації товщі і використанню каптуємого газу.

8.2.9. Для підрахунку кількості вільного газу в мікропокладах вугільних родовищ слід застосовувати методи, які використовуються при підрахунку запасів газу в газових родовищах. Так, для підрахунку запасів газу в мікропокладах, розкритих та оконтурених низкою свердловин, слід застосовувати в початковій стадії об'ємний метод, який базується на даних про геологічні межі поширення пластів, характер порового простору і величини пластового тиску. При цьому використовується формула:

$$V = F h K_p \beta_g f (P_p \alpha_p - P_{зал} \alpha_{зал}) \eta ,$$

де V – видобувні запаси газу на дату розрахунку, м^3 ; F – площа газового покладу в межах контуру газоносності, м^2 ; h – ефективна (газонасичена) товщина пласта, м ; K_p – коефіцієнт пористості; β_g – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням вмісту зв'язаної води; P_p – середній початковий абсолютний тиск в покладі газу на дату розрахунку, МПа ; $P_{зал}$ –

середній залишковий абсолютний тиск в покладі після вилучення промислових запасів газу, МПа; α_n і $\alpha_{зал}$ – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P_n і $P_{зал}$; f – поправка на температуру для приведення обсягу газу до стандартної температури; η – коефіцієнт газовіддачі.

У разі проведення стаціонарних досліджень свердловини, що розкрила мікропоклад, з допомогою підключеної пересувної дегазаційної установки типу: ПДУ-3, ПДУ-12, ПДУ-25, ПДУ-50, або секційної пересувної дегазаційної установки типу ПДУ-200, можливе застосування методів підрахунку кількості газу по падінню тиску. При розкритті скупчення вільного газу однією свердловиною і відсутності даних про геологічні межі поширення цього скупчення, газоносність вміщуючих порід розраховується на одиницю їх об'єму. При існуванні в районі, де виконують попередню геолого-економічну оцінку, вугледобувних підприємств, що розробляють (або раніше розробляли) вугільні пласти в аналогічних геологічних умовах, необхідно збирати та аналізувати матеріали геолого-маркшейдерської документації, так чи інакше відображають характер і інтенсивність газовиділення з порід або їх газоносність, якщо раніше в гірських виробках проводились газові зйомки. Слід виявляти закономірності зміни газовиділення з порід та їх газоносності залежно від різних природних факторів, закономірності локалізації суфлярних виділень газу, раптових викидів порід з газом.

8.3. Детальна геолого-економічна оцінка вуглегазових родовищ

На даній стадії геолого-економічної оцінки задача досліджень газоносності полягає в отриманні достовірних відомостей про газоносність вуглевміщуючих порід в обсязі, достатньому для складання проекту розробки вуглегазових родовищ (проектування вентиляції вугільних шахт і провітрювання розрізів, прогнозування викиднебезпечності порід,

обґрунтування доцільності та способів утилізації природного газу). Проект досліджень має враховувати результати попередньої геолого-економічної оцінки та основні положення техніко-економічного обґрунтування доцільності промислового освоєння вуглегазових родовищ (ТЕО тимчасових кондицій).

Задачі, що впливають з мети детальних досліджень, наступні: уточнення колекторських властивостей порід, виділення і простеження колекторів і флюїдоупорів, що їх розділяють, виділення газових пасток і резервуарів газу; характеристика колекторів вільного газу; уточнення значень газоносності вуглевміщуючих порід, вивчення її просторової мінливості по площі ділянки; оконтурювання і детальне вивчення мікропокладів газу; виявлення породних шарів з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини і малопотужних вугільних пропластків, здатних акумулювати природні гази і істотно впливати на газовиділення в гірничі виробки.

Основний спосіб отримання відомостей про газоносність порід під час детальної геолого-економічної оцінки, що здійснюється до початку експлуатаційних робіт, є буріння, дослідження розвідувальних свердловин і вивчення піднятого з них керна.

Буріння спеціальних свердловин для вивчення газоносності порід рекомендується для виявлення, уточнення розмірів та інших параметрів мікропокладів вільного газу, або акумуляцій сорбованого газу.

У процесі детальної геолого-економічної оцінки проведення попутних досліджень з газоносності продовжується по всіх розвідувальних свердловинах, і спрямовується переважно на виявлення, простежування колекторів газу, флюїдоупорів, у тому числі з використанням результатів гідрогеологічних досліджень.

Спеціальні дослідження на цій стадії геологорозвідувального процесу включають такі види польових робіт: додаткові геофізичні дослідження в свердловинах; визначення природної газоносності і компонентного складу газу із застосуванням кернагазонабірників; газовий каротаж; вивчення

газоносності порід із застосуванням пластовипробувача КВІ-65; випробування газоносних горизонтів в обсаджених свердловинах; опробування порід для вивчення колекторських і сорбційних властивостей і вмісту розсіяної органічної речовини; вивчення параметрів розкритої тріщинуватості; вивчення газоносності порід методом газових зйомок в підземних гірничих виробках; збір додаткових (після попередньої геолого-економічної оцінки) відомостей про газоносність порід і газовиділення з них на діючих шахтах і вуглерозрізах.

Додаткові геофізичні дослідження під час детальної геолого-економічної оцінки проводять з метою виявлення, простеження, оцінки колекторів, виявлення малопотужних вугільних пластів і прошарків по всіх свердловинах, призначених для використання з метою виконання спеціальних робіт з вивчення газоносності. Вони включають: дослідження в окремих свердловинах зондом БКР-3 із записом в деталізаційному масштабі 1 : 50; те ж саме, в пошуковому масштабі з неодноразовими повтореннями запису в процесі буріння свердловин; дослідження комплексом НГК-БКЗ, термометрію та вимірювання тиску в інтервалах, представлених (за результатами попередніх вимірювань) породами-колекторами з повторюванням цих вимірів до і після випробування свердловин.

Свердловини, по яких передбачається виконувати спеціальні дослідження, вибирають з урахуванням геологічної будови ділянки, результатів дослідження газоносності порід на попередніх стадіях геолого-економічної оцінки, а також нових даних, отриманих у процесі детальної геолого-економічної оцінки.

На площах з горизонтальним або моноклінальним заляганням вугленосної товщі опробування порід кернагазонабірником в основному здійснюється по свердловинах, розташованих на профілях, які є додатковими по відношенню до вивчених на стадії попередньої геолого-економічної оцінки і знаходяться на відстані 1,5-3 км один від одного. У кожному з профілів спеціальні дослідження виконують у трьох-чотирьох свердловинах.

Опробування порід керногазонабірниками проводять головним чином в інтервалах, найбільшою мірою схильних до руху в процесі гірничих робіт. Окремі додаткові проби відбирають з найбільш потужних шарів в інтервалах, що знаходяться за межами цих інтервалів, а також з шарів, що залягають в надвугільній товщі, нижче верхньої межі метанової зони.

Пробами характеризують всі основні літологічні різновиди порід, розкриті свердловиною. Особливу увагу приділяють випробуванню слабо пористих пісковиків, аргілітів, алевролітів, що залягають на глибинах понад 600-700 м. У середньому по одній свердловині на стадії детальної геолого-економічної оцінки відбирають по 8-12 породно-газових проб. Загальне число таких проб на середній за розмірами розвідувальній ділянці має становити 100-120 шт. Кількість проб має забезпечувати отримання надійних середніх значень газоносності для всіх основних літологічних різновидів порід, а також виявлення кількісного зв'язку газоносності порід з вмістом у них органічної речовини, встановлення залежності газоносності від глибини залягання порід та інших природних факторів.

По свердловинах, буріння яких здійснюється в місцях передбачуваного закладення шахтних стволів, роздільно випробуються всі породні шари потужністю більше 20 м (відбирається по 1-2 проби з шару).

Число свердловин, по яких проводять газовий каротаж, на стадії детальної геолого-економічної оцінки доводять до однієї на 5 км² при кутах падіння менше 19° і до однієї на 2-3 км² при більш крутому заляганні порід. Розташування цих свердловин визначають відповідно до тих же критеріїв, що й на стадії попередньої розвідки, з урахуванням всіх нових отриманих геологічних даних. Пластовипробувачі КВІ-65 застосовують для вивчення газоносності проникних порід на ділянках поширення вугілля марок Д-ПС (або їх еквівалентів), головним чином по свердловинах, запланованих для виконання спеціальних досліджень. Випробування проводять в інтервалах з ознаками газовиділення, зафіксованими при бурінні і в процесі газового каротажу, а також в породах-колекторах, виділених за даними свердловинних

геофізичних досліджень. Щільність мережі випробувань основних потенційно газоносних шарів і в порушених зонах має забезпечувати надійне визначення параметрів газоносності у всьому діапазоні глибин залягання порід і, особливо, на площі першочергового освоєння родовища.

Одночасно з високо пористими і високо проникними породами в інтервалах, що примикають до вугільних пластів, випробовують окремі шари пісковиків з відносно низькою пористістю. У цих випадках необхідно забезпечувати тривалість закритого періоду випробування, достатню для відновлення пластового тиску (не менше 6 годин). Число пластовипробувань на середній за розмірами ділянці детальної геолого-економічної оцінки має становити 100-150, виконаних по 20-30 свердловинах. У разі виявлення на ділянці газових покладів густина мережі пластовипробувань може ущільнюватися із збільшенням їх загальної кількості до 300, виконаних по 30-40 свердловинах.

Дослідження пластовипробувачами проводять по свердловинах «стандартної» розвідувальної мережі, що знаходяться в пропонованому контурі покладів, або в додаткових свердловинах, які у винятковому порядку бурять для вивчення газових скупчень. Поряд з випробуванням не обсаджених свердловин із застосуванням інструменту КВІ-65, в контурах газових покладів проводять випробування і режимні спостереження в спеціально обладнаних, обсаджених свердловинах.

Для вивчення колекторських, сорбційних властивостей порід і визначення вмісту в них розсіяної органічної речовини кернаві проби відбирають з інтервалів, суміжних з інтервалами опробування із застосуванням кернагазонабірників, а також з породних шарів потужністю більше 10 м по свердловинах, в яких спеціальне вивчення порід на газоносність не проводилося. По всіх свердловинах, що розкрили бітумінозні породи, відбирають проби для вивчення бітумів. Вивчення колекторських властивостей порід має забезпечувати виявлення її зв'язку з глибиною залягання і ступенем постдіагенетичного перетворення для всіх основних

літологічних різновидів. Сорбційні дослідження проводять з розрахунку 1-2 проби на кожну з основних різновидів порід.

Параметри розкритої тріщинуватості вивчаються в інтервалах розвідувальних свердловин, представлених тріщинними колекторами. Число визначень встановлюють з урахуванням конкретних геологічних умов, у тому числі: масштабів прояву тріщинуватості, можливою мірою її впливу на газоносність порід.

Підземні газові зйомки в польових штреках і квершлагах, розташованих на різних, і в першу чергу – на найбільш глибоких горизонтах, проводять у випадках, коли вуглевміщуючі відклади розкриваються гірничими виробками діючих шахт, розташованих на відстані по простяганню не більше 5-10 км від ділянки, що піддається детальній геолого-економічній оцінці, або на відстані 2-3 км по підняттю від ділянок пластів, що досліджуються. Мета цих робіт – додаткова характеристика газоносності порід і вугілля, а також перевірка результатів її визначення іншими методами.

Газові зйомки проводять у польових штреках, проходка яких здійснюється по пісковиках і інших породах, що є потенційними колекторами газу. Відстань між інтервалами проведення газових зйомок в середньому становить 500-1000 м; зйомки проводять як на ділянках непорушеного залягання порід, так і в зонах розривних порушень, в безпосередній близькості від поверхонь зміщувачів і на відстані 50-150 м від них, в лежачих і висячих крилах диз'юнктивів. Газові зйомки слід також проводити в місцях перегинів пластів по простяганню та падінню, особливо в склепінних частинах антиклінальних структур. В окремих випадках підземні газові зйомки проводять по квершлагах, що розкривають найбільш потужні шари пісковиків та інших порід-колекторів, здатних бути істотними джерелами газовиділення. Бажано, щоб число визначень газоносності основних різновидів порід-колекторів (пісковиків) за даними газових зйомок складало не менше 5-10 на ділянку, що детально оцінюється.

Додаткові відомості про газоносність порід і газозбагаченість виробок збираються на шахтах і розрізах, що діють в безпосередній близькості від об'єктів детальної геолого-економічної оцінки, або діють у тому ж районі в аналогічних геологічних умовах.

На площах з простими складчастими структурами і нечисленними розривними порушеннями породи і вугілля додатково опробують кернагазонабірниками по свердловинах, що належать до опорних розвідувальних ліній, які перетинають складки ухрест простягання. Кожна складка має характеризуватись не менш, як 3-ма опорними лініями, що проходять через центральну частину і на флангах плікративної структури. Свердловини, заплановані в межах ліній, розташовують в крайових частинах синклінальних і антиклінальних складок і в середніх частинах їхніх крил. Схема відбору проб по кожній із свердловин та ж сама, що і для моноклінальних зон. У склепінній частині кожної антикліналі (куполі) по одній з найбільш глибоких свердловин проводять газовий каротаж. При виявленні газових аномалій досліджують відповідні інтервали із застосуванням пластовипробувачів КВІ-65. Дослідження з використанням пластовипробувачів КВІ-65 проводиться не менш, ніж по 1-2 свердловинах, що пройдені в шарнірних частинах антиклінальних структур, навіть якщо по цих свердловинах газовий каротаж не проводився. При цьому по-інтервально випробовують 3-4 найбільш газоносних шарів пісковиків. У разі виявлення аномально високих тисків слід додатково випробовувати кілька шарів аргілітів, алевролітів та інших порід.

На площах з розвитком складних складчастих структур, високої мінливості елементів залягання порід та чисельними диз'юнктивними порушеннями специфіка вивчення газоносності порід полягає в наступному. Кожна із складок додатково вивчається за схемою, наведеною для ділянок з простими складчастими структурами. У зв'язку з тим, що за наявності численних диз'юнктивних порушень проведення газового каротажу значно ускладнюється, обсяги цього виду робіт скорочуються. На площах, що

безпосередньо прилягають до великих (регіональних) порушень, можливість використання газового каротажу і пластовипробувачів практично виключена. У таких умовах доцільно використовувати метод випробування порід в обсаджених свердловинах, вживаючи заходів до фіксації зон інтенсивно порушених і тріщинуватих порід в процесі буріння.

8.4. Геолого-економічна переоцінка раніше оцінених вуглегазових родовищ (ділянок)

8.4.1. Відповідно до п. 25 Положення про Порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 № 865 в редакції постанови Кабінету Міністрів України від 26.03.2008 № 264, повторна державна експертиза та оцінка запасів родовищ корисних копалин на підставі матеріалів геолого-економічної переоцінки їхніх запасів корисних копалин проводиться через кожні п'ять років експлуатації ділянки надр, а також у разі:

- коли перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо кількості або якості корисних копалин, технології їх переробки призводить до зменшення сумарних розвіданих запасів більш як на 20 %, або зростання їх обсягу більш як на 50 %;

- коли внаслідок гірничодобувних або додаткових геологорозвідувальних робіт сумарні розвідані запаси зростають більш як на 50 % порівняно з раніше оціненими Державною комісією України по запасах корисних копалин або якщо списані та передбачені для списання розвідані запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко-економічними умовами родовищ, перевищують нормативи, встановлені законодавством;

- коли різниця у розмірі становить понад 20 % порівняно з фактичними техніко-економічними та фінансовими показниками господарської

діяльності, пов'язаної з видобуванням корисних копалин, а також коли зміни в технологічних схемах призводять до такої різниці.

8.4.2. Задачі вивчення газоносності порід при геолого-економічній переоцінці освоєваних промисловістю або розроблюваних вуглегазових родовищ обумовлюються причинами, що викликали її необхідність, і в цілому відповідають задачам детальної геолого-економічної оцінки стосовно підлягаючих додатковому вивченню глибоких горизонтів, фланговим частинам шахт (кар'єрних) полів. При цьому використовуються ті ж комплекси методів досліджень газоносності, що і під час первинної детальної оцінки газоносності. Водночас при переоцінці розроблюваних родовищ значно зростає роль підземних газових зйомок, а також збору та аналізу відомостей про фактичне газовиділення в діючі виробки, та результатів прямих способів вивчення природної газоносності порід за даними опробування. Види та обсяги робіт по газоносності порід на об'єктах, де вона не вивчалась або була недостатньо оцінена в процесі первинної детальної геолого-економічної оцінки, обґрунтовують і переглядають у проектах додаткових геологорозвідувальних робіт, метою яких має бути повне виконання завдань по вивченню газоносності порід і вугілля, що визначені для первинної детальної геолого-економічної оцінки. Під час переоцінки родовищ, що експлуатуються, доцільно бурити окремі контрольні свердловини на площах ведення гірничих робіт; отримані при цьому дані з газоносності вугілля і порід зіставляють з результатами шахтних вимірів і використовують для коригування матеріалів, що характеризують газоносність по інших частинах шахтного поля.

Основним завданням вивчення газоносності порід під час промислової розробки вугілля є планомірне, систематичне накопичення уточнених даних про вміст, кількість і розподіл природних газів у вугленосних товщах, для здійснення поточного (річного) та оперативного (квартального, місячного, добового) планування газозбагачення виробок гірничих робіт, заходів по боротьбі з газовою небезпекою, а також використанню природних газів.

Для вирішення зазначених завдань під час експлуатації виконують такі роботи:

- 1) буріння, опробування і випробування спеціальних свердловин з поверхні і з гірничих виробок;
- 2) вивчення газоносності порід методом підземних газових зйомок в підготовчих виробках.

Спеціальні свердловини на вивчення газоносності буряться у місцях, де існують передумови для значного скупчення метанових газів в породах. Ці свердловини мають розкривати найбільш потужні шари пісковиків, розташовані поблизу розроблюваних вугільних пластів. Такі шари досліджують пластовипробувачами і випробовують кернагазонабірниками з одночасним відбором проб для вивчення колекторських властивостей порід за схемами, встановленими для детальної геолого-економічної оцінки, або з більшим, у порівнянні з цими схемами, ступенем детальності. Розвідувальні та спеціальні свердловини, які буряться в місцях скупчення вільного газу, належить обладнувати для використання, як експлуатаційні. Газовий каротаж проводять по окремих спеціальних свердловинах. Слід мати на увазі, що при виїмці вугільних пластів в породах можуть формуватися техногенні газові скупчення, обумовлені десорбцією газу з концентрованої і розсіяної органічної речовини в зонах розвантаження масиву від геостатичного тиску.

При розкритті таких скупчень розвідувальними свердловинами необхідно обладнувати і використовувати ці свердловини в якості дегазаційних або експлуатаційних, з одночасним проведенням спостережень за зміною тиску, дебіту, компонентного складу газу, що виділяється, до моменту припинення газовиділення.

Таким же чином належить використовувати свердловини, що розкривають загазовані старі виробки. Протягом першого тижня після розкриття газових скупчень відбирають проби і заміряють дебіт газу кожної доби, потім, до закінчення першого місяця, - подекадно, після чого протягом року заміри і випробування проводять не рідше як один раз на квартал.

Підземні газові зйомки проводять переважно в найбільш глибоко розташованих штреках і квершлагах, що розкривають колектори, здатні чинити істотний вплив на загазованість гірничих виробок. Зйомки у кількості 5-10 на шахтне поле проводять на різних горизонтах діючих або споруджуваних шахт з тим, щоб отримані при цьому дані можна було використовувати для виявлення зміни газоносності порід з глибиною. У процесі досліджень слід здійснювати заміри тиску газу в підземних свердловинах, відбирати проби газу з бурових шпурів і на усті дегазаційних свердловин. Під час експлуатації продовжують виявляти і вивчати пастки вільного газу незалежно від розмірів скупчень. З цією метою слід деталізувати карти газових покладів, складені на попередніх стадіях розвідки, і будувати нові; складати і систематично поповнювати карти і плани з позначенням зон можливого виділення газу на поверхню і надходження його до будівель і споруд. Слід враховувати, що під час експлуатації вуглегазоносний масив є значною мірою дегазований під впливом гірничих робіт, що зумовлює можливість значного перерозподілу газу (метану) вугільних родовищ у надрах.

АКТ ВІДБОРУ ПРОБ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ

Організація _____

Ділянка (шахта) _____

Проба № _____,

пласт _____,

Глибина від _____ до _____,

пласт розкритий змінним майстром _____

на глибині _____ м, в _____ год,

пройдено до комісії _____ м, покрівля пласта на глибині _____ м,

підшва пласта на глибині _____ м, кут падіння _____ градус,

буріння проводилось верстатом _____ з насосом _____,

промивальна рідина _____, з параметрами: щільність _____ г/см³,

в'язкість _____ см³/сек, втрати (поглинання) промивальної рідини _____ м³/год

буровий інструмент _____ мм,

конструкція свердловини: діаметр _____ мм, кут нахилу _____ град,

керногазовідбірник опускався після _____ м.

№ п/п	Характеристика інтервалу, який випробується	Інтервал відбору проби, м	Розріз пласта з наведення м інтервалу відбору проби	Час, год				Об'єм газу, який отримано, см ³ , і № пляшки	Вихід керну, %
				спуску інстру- менту	бурін- ня	підйому інстру- менту	від- кач- ки		

Зауваження по опробуванню _____

Комісія _____ (підписи)

ЕТИКЕТКА НА ПРОБУ

Проба № _____

Організація _____

Ділянка (шахта) _____

Керногазонабірник, герметична посудина, посудина для відбору проби газу, води
№ _____Свердловина № _____, пласт _____, глибина відбору проби від _____ м
до _____ м,Спосіб відбору _____

(Зауваження по відбору проби)

Дата _____

Час _____

Підписи _____

ЖУРНАЛ ДЕГАЗАЦІЇ ПРОБ, ВІДІБРАНИХ У ГЕРМЕТИЧНІ ПОСУДИНИ І КЕРНОГАЗОНАБІРНИКИ

Проба №.....

Підприємство....., ГРП (ГРЕ),

Ділянка, свердловина (шахта)

проба відібрана год хв 20..... р.;

поступила в лабораторію год хв 20.....р.;

пробу відібрав

Дегазація

Лабораторна температура градус і тиск _____ мм рт. ст.

Тиск в герметичній посудині (керноприймальникові)..... кгс/см²,

об'єм газу, що виділився при кімнатній температурі см³,

об'єм газу вилученого під час нагріву під вакуумомсм³,

вага проби г, об'єм вільного простору посудини см³,

маса проби, відібраної для дроблення г. Час дроблення год.

Об'єм газу, вилученого з колби-млина після дроблення проби, _____ см³,

Дегазація під час нагріву під вакуумом				Дегазація після дроблення проби			
Дата	Час		Об'єм газу, см ³	Дата	Час		Об'єм газу, см ³
	год	хв			год	хв	

Дегазацію проводив.....

ЖУРНАЛ ДЛЯ АНАЛІЗІВ ГАЗУ

Проба №

Аналіз.....

Тип газоаналітичного апарата.....

Дата аналізу

№ проби	Компоненти	Шкала	Висота піка	Ширина піка	Площа при шкалі 1:1	Площа поправки на газоносій	Вміст, %	Примітка
	CO ₂							
	O ₂							
	CH ₂							
	N ₂							

Аналіз проводив.....

Аналіз перевірів.....

АКТ ГАЗОВОГО ВИПРОБУВАННЯ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА (ПОРОДИ) ГЕРМЕТИЧНИМИ ПОСУДИНАМИ

Проба №..... підприємство....., ГРП (ГРЕ), ділянка(шахта)....., свердловина (виробка)..... пласт.....

Глибина (горизонт) від..... м до..... м, потужність :.....м,

Додаткові відомості пробу.....,

проба відібрана год. хв..... 20.....р.,

пробу відібрав (посада, прізвище, ім'я, по батькові)

.....,

поступила в лабораторію.....20...р., час дегазації з..... по.....

дата проведення аналізу..... атмосферний тиск мм рт. ст.

температура в лабораторії, об'єм газу, вилученого до подрібнення проби.....см³, об'єм вільного газусм³, маса проби.....г,

час подрібнення.....год.....хв....., об'єм газу вилученого з колби млина після подрібнення проби..... см³, загальний об'єм вилученого газу..... см³, об'єм вільного простору см³.

Одиниця виміру	Склад газу					
	CO ₂	O ₂	H ₂	CH ₄	N ₂	загальна сума
%						
см ³						
см ³ без O ₂ і N ₂						
% без O ₂ і N ₂						
см ³ на 1 г						

Проба відібрана в зоні, дата

Підпис лаборанта

Підпис начальника лабораторії.....

АКТ ГАЗОВОГО ВИПРОБУВАННЯ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА КЕРНОГАЗОНЗАБІРНИКОМ

Проба № , підприємство..... ГРП (ГРЕ) , ділянка (шахта)

....., свердловина № (виробка) , пласт..... , глибина

(горизонт) от м до м, потужність

додаткові відомості про пробу , проба відібрана час.....

20.....р., пробу відібрав (посада, прізвище, ім'я та по батькові)

.....
.....

поступила в лабораторію 20.....р.,

час дегазації з.....по.....,

дата проведення аналізу 20.....р.

Атмосферний тиск и температура при відборі газу із газозбірника мм рт. ст. і.....°С,

те саме, при дегазації в керноприймачі мм рт. ст. і°С,

маса пробиг,

технічний аналіз вугілля, % А^с.....,..... і

Маса проби, взятої для дроблення г, час дроблення з..... по.....

Відбір	Об'єм газу		
	№ проби	При температурі і тиску під час відбору	При нормальних умовах
Із газозбірника			
Із керноприймальника			
Із колби-млина після дроблення проби			

Продовження додатку 6							
Одиниця виміру	№ проби	Склад газу					Загальна сума
		CO ₂	O ₂	H ₂	CH ₄	N ₂	
Із газозбірника							
%							
см ³							
Із кернаприймальника							
%							
см ³							
Із колби-млина після дроблення проби							
%							
см ³							
Всього, см ³							

Газоносність на 1г вугілля _____ см³/г

Газоносність на 1г горючої маси вугілля _____ см³/г

Підпис лаборанта _____ (_____)

Підпис начальника лабораторії _____ (_____)

АКТ ВИПРОБУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ ВИПРОБУВАЧЕМ ПЛАСТІВ НА ТРУБАХ

Дата проведення випробування

Випробування №, підприємство....., ГРЕ,

ділянка....., св. №....., ст. бур. майстер.....,

Тип бурового станка

I. Характеристика свердловини

Конструкція свердловини.....

Глибина свердловини: а) фактична..... м

б) проектна.....м

Глибина залягання пласта..... Індекс пласта.....

Кривизна свердловини..... Статичний рівень

Діаметр номінального стовбура в зоні випробування

Промивальна рідина .щільність,г/см³,

в'язкістьс, водовіддачасм³/ 30хв

Бурильний інструмент

Оснащення талевої системи.....

II. Техніка и технологія дослідження

Мета дослідження

Компонування ВПТ під час спуску

Місце установки і № глибинних манометрів;

Початок спуска інструмента Рівень заповнення труб над
 ВПТ м. Час спуска ВПТ хв. Величина осьового навантаження на
 пакер т. Якість пакеровки _____
 Час стояння на відкритому притоці хв. Час відновлення тиску на
 закритому притоці хв. Осьове зусилля при знятті пакета т. Статична різниця
 маси інструмента до і після пакеровки Кількість заповнених труб при
 підйомі ВПТ Час підйому інструмента
 Стан вузлів ВПТ
 Час закінчення роботи....., Загальний час випробування.....,
 Номери і види аналізів:.....

III. Результати дослідження

Характер припливу з пластів..... Вид флюїду, що насичує пласт
 Дебіт флюїду в період відкритого припливу.....
 Щільність пластової рідини.....г/см³, температура повітря.....°С.....,
 пластовий тиск Коефіцієнт гідропровідності Привибійна
 закупорка,..... Проникність пласта , коефіцієнт продуктивності

IV. Висновки _____

Керівник групи
 Ст. буровий майстер
 Аналіз перевірів.....

РЕЗУЛЬТАТИ ОПРОБУВАННЯ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ ЗА ДОПОМОГОЮ ГЕРМЕТИЧНИХ СТАКАНІВ

[illegible]

Література

1. Гаркаленко И.А. и др. Методы геофизических исследований скважин Донбасса, Киев, «Наукова думка», 1971;
2. Довідник з нафтогазової справи /За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука, Київ – Львів, 1996;
3. Жикаляк М.В. Обоснование дебита и продуктивности метаноизвлекающих скважин при поэтапной дегазации шахтных полей Донбасса, м. Артемівськ Донецької області;
4. Жикаляк М.В. Удосконалення державного регулювання видобування газу метану з врахуванням гірничої ренти; ДРГП «Донецькгеологія», м. Артемівськ Донецької області;
5. Жикаляк М.В. Попередня дегазация – запорука безпечного ресурсозберігаючого вуглевидобутку в Донбасі, м. Артемівськ Донецької області;
6. Жданов М.А. «Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа», Москва, «НЕДРА», 1970;
7. Павлов С.Д. «Пути освоения природных газов угольных месторождений», Харьков, «Колорит», 2005;
8. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов, Москва, МГГУ, 2002;
9. Юровский Ю.М. Методы интерпретации результатов газового каротажа, Москва, «НЕДРА», 1977;
10. «Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах», Москва, «НЕДРА», 1977;
11. «Методичні вказівки із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів пластового газу (метану) вугільних родовищ на ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась», затверджені наказом ДКЗ від 30.12.2013 №569;
12. «Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах», Москва, «НЕДРА», 1988.
13. «Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна» (коллектив авторов), Москва, «НЕДРА», 1972;
14. Стандарт Мінвуглепрому України «Правила відбирання проб вугілля і порід, що вміщують шахтні води, метан, германій, шкідливі речовини під час геологічної розвідки та експлуатації вугільних родовищ» СОУ 10.1.00186080.003:2007; Київ, Мінвуглепром України, 2007;
15. Стандарт Мінвуглепрому України «Скупчення вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон та визначення їх параметрів» СОУ 10.1.05411357.004:2005; Київ, Мінвуглепром України, 2005.

ЗМІСТ

Передмова	3
1. Загальні положення	4
2. Галузь використання	8
3. Нормативні посилання	8
4. Терміни та визначення понять	12
5. Загальні відомості про газ (метан) вугільних родовищ	17
5.1. Компонентний склад і природа газів вугільних родовищ	17
5.2. Форми знаходження газів у вугільних пластах та вміщуючих породах	20
5.3. Міграція газів і газова зональність	25
6. Вимоги до вивчення газонасності вугільних родовищ по стадіях геолого-економічної оцінки ГЕО)	29
7. Методи і технічні засоби вивчення газонасності вугілля та вміщуючих порід	35
7.1. Вивчення якісного складу газу із застосуванням герметичних стаканів	35
7.1.1. Типи герметичних стаканів	35
7.1.2. Термовакuumна установка для дегазації проб із герметичних стаканів	36
7.1.3. Розрахунок вмісту газу в пробах із герметичних стаканів	38
7.2. Визначення газонасності із застосуванням герметичних кернагазонабірників	40
7.2.1. Вимоги до герметичних кернагазонабірників для відбору породно-газових проб	40
7.2.2. Герметичні кернагазонабірники типу ГKM	42
7.2.3. Герметичні кернагазонабірники типу (KA-61)	48
7.2.4. Умови роботи з кернагазонабірниками	55
7.2.5. Дегазація проб, відібраних кернагазонабірниками	57
7.2.6. Документація дегазованого керну	62
7.2.7. Визначення залишкової газонасності у пробі	62
7.2.8. Розрахунок природної газонасності	64
7.2.9. Представницькість породно-газових проб	65
7.3. Вивчення газонасності з допомогою випробувачів пластів	66
7.3.1. Комплект випробувальних інструментів KBI-65	67
7.3.2. Підготовка свердловини до випробування	70
7.3.3. Процес випробування пластів з використанням KBI-65	71
7.3.4. Обладнання для дослідження пласта на режимах	73
7.3.5. Час відкритого та закритого періоду випробування	74
7.3.6. Контроль за надійністю розпакеровки	74
7.3.7. Оцінка промислової перспективності об'єктів випробування	75
7.3.8. Інтерпретація результатів випробування пластів KBI	75

7.3.9.	Визначення газоносності порід	79
7.4.	Вивчення газоносних горизонтів у відкритих та обсаджених стволах свердловин	81
7.4.1.	Конструкція геологорозвідувальних бурових свердловин	81
7.4.2.	Вивчення газоносних горизонтів в обсаджених свердловинах	84
7.4.3.	Випробування у відкритому стволі свердловини за допомогою спеціального запірного обладнання	85
7.5.	Вивчення газоносності вуглепородної товщі із застосуванням газового каротажу	86
7.6.	Вивчення газоносності вугільних родовищ із застосуванням комплексу геофізичних досліджень свердловин	91
7.6.1.	Визначення потужності вугільних пластів	92
7.6.2.	Визначення колекторів і зон скупчення вільного газу	95
7.6.3.	Виділення зон тріщинних і тріщинно-кавернозних колекторів	97
7.6.4.	Визначення відкритої і загальної пористості	100
7.6.5.	Визначення газонасиченості порід	102
7.6.6.	Виділення ознак розривних порушень	103
7.7.	Вивчення газопроявів із свердловин і відслонень	103
7.7.1.	Газовиділення із свердловин	103
7.7.2.	Газопрояви в природних або штучних відслоненнях	106
7.8.	Оцінка газоносності порід за їхньою потенційною метаноємністю	106
7.9.	Вивчення газоносності підземними газовими зйомками та на підставі збору матеріалів про газозбагаченість гірничих виробок	112
7.10.	Вимірювання газового тиску в вуглепородній товщі, розкритій свердловинами із гірничих виробок	120
7.11.	Метод тампонажної фіксації розкритих тріщин	122
7.12.	Відбирання проб вугілля і порід для лабораторного вивчення їхніх колекторських та сорбційних властивостей, вмісту і складу органічної речовини	130
8.	Комплексування методів вивчення газоносності вуглепородних товщ по стадіях геолого-економічної оцінки вуглегазових ділянок надр	132
8.1.	Початкова геолого-економічна оцінка перспективних вуглегазових ділянок надр (ГЕО-3)	134
8.2.	Попередня геолого-економічна оцінка відкритих покладів газу (метану) вугільних родовищ (ГЕО-2)	135
8.3.	Детальна геолого-економічна оцінка вуглегазових родовищ	152
8.4.	Геолого-економічна переоцінка раніше оцінених вуглегазових родовищ (ділянок)	159
Додатки		163
Література		173