

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

частина 2

Методи і технічні засоби прогнозу газонасності

для студентів

спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро
НТУ «ДП»
2024

Коровяка Є.А. Оцінка газоносності метановугільних родовищ / Методи і технічні засоби прогнозу газоносності. Конспект лекцій для студентів 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Д.: НТУ «ДП», 2024. – 81 с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доцент

Затверджено методичною комісією зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 8 від 09.07.2024р.) за поданням кафедри нафтогазової інженерії та буріння (протокол № 19 від 09.07.2024 р.).

Конспект лекцій призначений для вивчення дисципліни «Оцінка газоносності метановугільних родовищ», а саме формування компетентностей щодо основних етапів і методів оцінювання газоносності вугільних родовищ, підготовки студентів до контрольних заходів. Викладено матеріал, який допоможе активізувати виконавчий етап пізнавальної діяльності студентів під час виконання практичних робіт та самостійного вивчення дисципліни.

Призначено для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

Є.А.Коровяка, 2024
©НТУ «ДП», 2024

ЗМІСТ

1. Вимоги до матеріалів по газоносності вугільних родовищ	4
2. Методи вивчення газоносності вугільних родовищ	6
2.1. Метод вивчення якісного складу газу	7
2.2. Метод прямого визначення природної газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід.....	11
2.3. Методи непрямого визначення природного газоносності	36
2.4. Комплексний метод МГРІ	37
2.5. Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах	45
2.6. Газовий каротаж	48
2.7. Вивчення газовиділень з свердловин	51
2.8. Пристрій і спосіб застосування ПГД-2.....	52
2.9. Способи дегазації породно-газових проб і рідин	54
2.10. Виявлення та вивчення мікро покладів газу в вугленосної товщі	60
2.11. Визначення параметрів відкритої тріщинуватості гірських порід.....	64
2.12. Методика проведення підземних газових зйомок	69
2.13. Розрахунок значень природного газоносності порід за результатами сорбційних досліджень	74
2.14. Оцінка показності породно-газових проб	78
2.15 Вивчення газоносності за допомогою пакерного пристрою.....	79
Контрольні питання.....	80
Бібліографічний список.....	80

1. ВИМОГИ ДО МАТЕРІАЛІВ ПО ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

На всіх стадіях проведення геологорозвідувальних робіт виявляють, визначають і оцінюють зміст в гірському масиві всіх форм природного газу [1].

На *стадії пошукової розвідки* спеціальне вивчення газонасності не обов'язково. У розділах звітів про перспективну оцінку вугільних родовищ, виявлених пошукової розвідкою, наводяться загальні відомості про передбачувану газонасність району або родовища на підставі літературних даних по аналогії з прилеглими районами і родовищами, за якими встановлено характер газонасності.

Визначення газонасності вугільних пластів є обов'язковим *на стадіях як попередньої так і детальної розвідки* вугільних родовищ і ділянок.

На *стадії попередньої розвідки* необхідно отримання даних про газонасності досліджуваної площі, достатніх для складання техніко-економічної доповіді про доцільність детальної розвідки.

Для цього необхідно встановити:

- загальний характер якісного складу газів і природного газонасності вугільних пластів;
- орієнтовну глибину появи метану і глибину поверхні зони метанових газів;

Текстова частина розділу «Газонасність» в звіті по попередній розвідці повинна містити:

- при наявності на ділянці розвідки діючих шахт - короткі відомості про глибину перших метановиділень, характер газовиділення в гірничі виробки, категорійності шахт по газу, зміну фактичної газорясності шахт по роках й горизонтів робіт за даними категорійних вимірів, місцезнаходження та тривалості суфлярних виділень і раптових викидів вугілля і газу, інтенсивності газовиділення при зустрічі і перетині розривних порушень;

- аналіз виконаних обсягів робіт та методики їх проведення;
- загальну характеристику зміни зональності газів з глибиною;
- відомості про величину природного газонасності вугільних пластів;
- рекомендації щодо вивчення газонасності на стадії детальної розвідки.

Звіти по попередній розвідці повинні включати матеріал, що характеризує:

- дані про фактичну газорясність шахт по роках і горизонтів за матеріалами категорійних вимірів на діючих шахтах;
- місця, інтенсивність і тривалість суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;
- зміна якісного складу газів у вугільних пластах з глибиною;
- відомості про газонасності вугільних пластів, випробуваних по свердловинах і гірничих виробках.

Графічний матеріал повинен являти собою геологічні розрізи по основних розвідувальних лініях з нанесенням на них передбачуваних меж первісного появи метану і поверхні зони метанових газів.

На *стадії детальної розвідки* необхідно отримання вихідних даних про газоносності родовища, ділянки, достатніх для проектування шахт. Для цього необхідно:

- уточнити положення поверхні зони метанових газів;
- визначити природну газоносність основних вугільних пластів і її зміна з глибиною залягання пластів;
- вивчити вплив геологічних чинників на розподіл газу в основних вугільних пластах;
- дати прогноз газоносності розвіданою площі.

Звіт по детальну розвідку повинна містити:

- дані про категорійності поблизу розташованих шахт по газу;
- матеріали по фактичній газорясності виробок шахт;
- опис суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;
- дані про газоносності вугільних пластів, отриманої по гірничих виробках діючих шахт;
- аналіз даних газоносності характеристику методів і обсягів досліджень для визначення природного газоносності;
- виявлення закономірності зміни газоносності вугільних пластів зі зміною глибини;
- загальну характеристику впливу основних геологічних факторів на розподіл газу в вугільних пластах і породах, що вміщують;
- прогнозну оцінку газоносності розвіданого родовища, ділянки, шахтного поля.

Звіт по детальну розвідку повинен містити матеріал, що характеризує:

- зміна фактичної газорясності шахт по роках і горизонтів і газоносності вугільних пластів за даними гірничих робіт;
- місця, інтенсивність і тривалість суфлярних виділень газів і раптових викидів вугілля і газу;
- зміна якісного складу газів у вугільних пластах зі зміною глибини;
- природну газоносність вугільних пластів;
- кількість метану, що виділяється на 1 м проходки свердловини.

Графічний матеріал, представлений в звітах про детальну розвідку, повинен містити:

- графіки залежності зміни природного газоносності вугільних пластів зі збільшенням глибини їх залягання;
- схеми або карти випробування основних робочих вугільних пластів з прогнозом їх газоносності. На схеми або карти наносять межі зони метанових газів, якщо можливо, ізогази, і відзначають місця розташування суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля і газу;

- схематичні геологічні розрізи з нанесенням кордону зони метанові газів і ізогаз.

По діючим шахтам прогноз газорясності нижчих горизонтів здійснюється в основному за даними гірничих робіт без проведення спеціальних бурових робіт. *При дорозвідки* полів діючих шахт і для інших цілей випробування вугільних пластів на газоносність проводиться попутно (якщо це необхідно).

При реконструкції діючих шахт з прирізанням нових площ і пластів на відстані по вертикалі від гірських робіт більше 200 м при пологох і більше 300 м при крутих пластах, а також на відстані більше 2000 - 3000 м по простяганню від діючих гірничих робіт при однакових геологічних умовах визначення природної газоносності основних робочих вугільних пластів проводиться відповідно до вимог детальної розвідки.

Експлуатаційна розвідка передбачає системне отримання уточнених показників вмісту, а також розподілу природних газів у вугленосних товщах порід. Ці дані необхідні для поточного (газового) і оперативного (добового, місячного, квартального) планування гірничих робіт, розробки заходів по боротьбі з газової небезпекою, а також для попутного використання газів в народному господарстві.

З цією метою проводять додаткові спеціальні дослідження при бурінні розвідувальних свердловин з поверхні, особливо в місцях скупчення природного газу, підземні газові зйомки в підготовчих гірничих виробках, газовий каротаж, деталізують карти газових покладів і інші заходи.

2 МЕТОДИ ВИВЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

При вивченні газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід визначається якісний склад газу з метою встановлення глибини першої появи метану і поверхні зони метанових газів [1], а також кількісний вміст основних газових компонентів в одиниці маси вугілля або порід, що вміщують для з'ясування характеру зміни газоносності (метаноносності) зі зміною глибини.

Для цього застосовуються такі методи.

2.1. Метод вивчення якісного складу газу

Цей метод полягає в тому, що після підйому на поверхню керна звичайним колонковим снарядом або подвійною колонковою трубою з нього відбирають пробу і поміщають її в герметичну посудину. Посудина з пробой відправляється в лабораторію для аналізу витягуючого з керна газу. За складом газу в точці випробування вугільного пласта встановлюють газову зону, в якій знаходиться пласт на досліджуваній глибині.

Цей метод простий і не вимагає додаткових витрат часу, він застосовується лише в зоні газового вивітрювання і в верхній частині зони метанових газів. У зв'язку з наростанням газового тиску необхідно застосовувати методи, що забезпечують випробування вугільних пластів зі збереженням природного газоносності проб.

Герметичні судини призначені для швидкої і надійної герметизації проб вугілля і порід. У них відбираються проби з вугільних пластів в зоні газового вивітрювання і в верхній частині зони метанових газів для визначення якісного складу газів вугільних пластів, а також відбираються проби вугілля, шламу і порід для визначення їх залишкової газоносності при вивченні газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід комплексним методом МГРИ.

Конструкції герметичних судин досить різноманітні. Найчастіше використовуються металеві посудини (рис. 1.1).

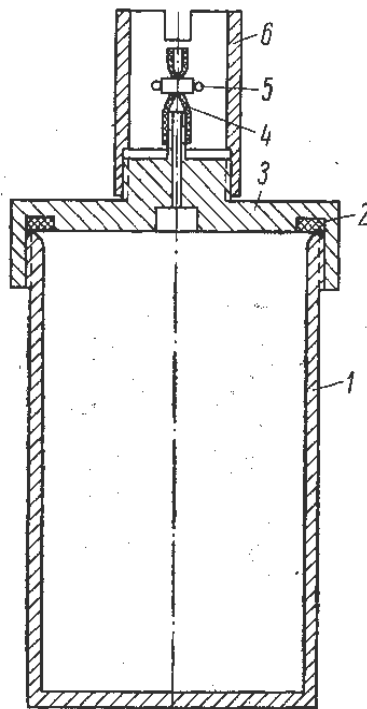


Рис 1.1. Металевий герметичний посуд

Металевий стакан 1, в який поміщається проба, герметизується кришкою 3 з прокладкою 2. На патрубок кришки вдягається відрізок вакуумної трубки 4,

перетискають затискачем 5. На виступ кришки нагвинчується запобіжний ковпачок 6.

Схема скляної герметичної судини приведена на рис. 1.2. Стандартна скляна банка 1 ємністю 250 – 350 см³ з конічним горлом герметизується гумовою пробкою 2, розтискати в шийці банки гвинтовим затискачем. Через пробку проходить патрубок 4, на який надітий відрізок вакуумної трубки 5, перетискають затискачем 6.

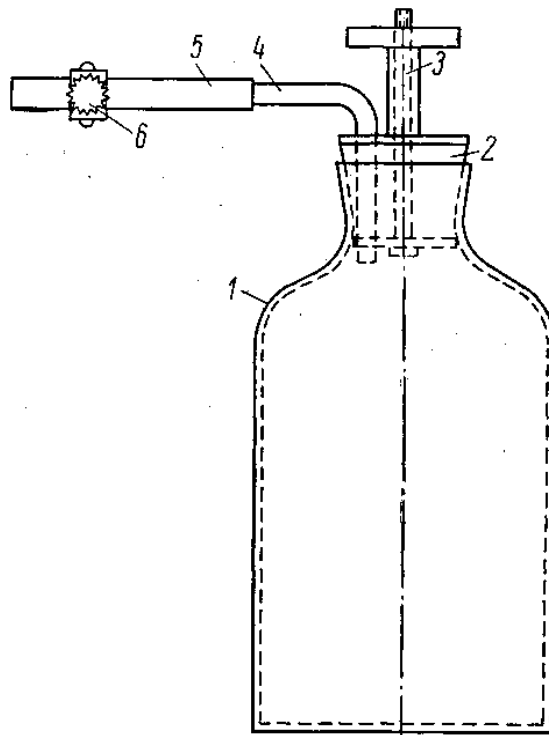


Рис 1.2. Скляна герметична судина Г-60

Для запобігання потрапляння повітря у вільний простір судини в процесі відбору проби застосовуються герметичні судини більш складної конструкції. На рис. 1.3 приведена схема судини СГ-58-В.

В заповнений водою металевий стакан 1 поміщається проба. На склянку нагвинчується кришка. Нижній отвір в кришці закрито гумовим диском 3, затиснутим гайкою 2. Надлишок води при закручуванні кришки виливається через Г-образний отвір 5. У верхній отвір кришки 6 угвинчується корпус вентиля 8. У верхній отвір корпусу вентиля вводиться різець 4.

В кришку вентиля 10 угвинчується нажимний гвинт 11, в який вводиться направляючий шток 14, який закріплюється гайкою 12 і контргайкою 13. На верхній виступ штока 7 надівається гумова мембрана 9. Шток 7 згвинчується з напрямним штоком 13. Кришка вентиля 10 із зібраними деталями з'єднується з корпусом вентиля 8.

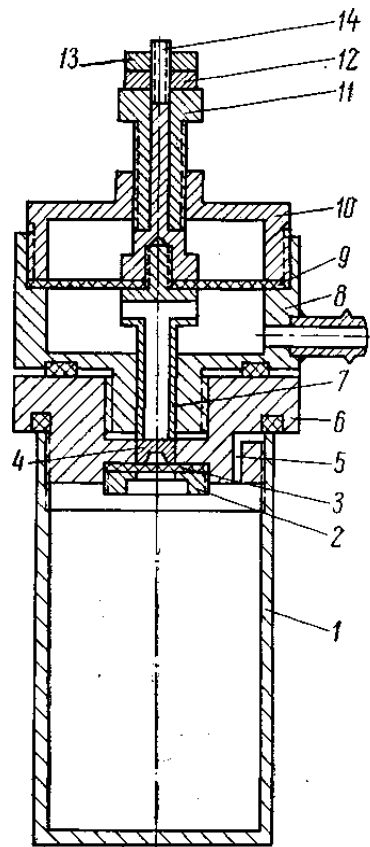


Рис. 1.3. Металевий герметичний посуд СГ-58-В

В лабораторії з вентиля відкачується повітря вгвинчуванням натискного гвинта 11. При цьому різцем 4 прорізається гумовий диск 3 і проводиться дегазація герметичного судини в звичайному порядку.

Перевагою даної конструкції є відсутність перерахунків при визначенні складу газу проби для введення поправки на повітря у вільному просторі судини (повітрям, розчиненим у воді, нехтують).

Недоліками герметичного судини СГ-58-В є необхідність випаровування води, що досягається досить тривалою дегазацією проби, і небезпека розриву судини при замерзанні води.

Після підйому на поверхню звичайного колонкового снаряда або спеціальної колонкової труби для перебурки вугільних пластів і вилучення з них керн негайно відбирається проба вагою 200 - 300 г, закладається в посудину і герметизується.

Проби направляються в лабораторію не пізніше, ніж через добу після відбору. Судини перевозяться в спеціальному ящику з осередками і кришкою.

Розрахунок вмісту газу в пробі, відібраної в герметичну посудину, проводиться таким чином.

Розраховуються обсяги компонентів суміші за обсягом газу V і за даними аналізу

$$V_k = \frac{Va_k}{100}, \text{ см}^3, \quad (1.1)$$

де a_k – зміст компонента в витягнутому газі, %.

Розрахунок перевіряється за сумою обсягів компонентів, яка повинна дорівнювати обсягу V газу

$$VO_2 + VCO_2 + \dots + VN_2 = V, \text{ см}^3, \quad (1.2)$$

Визначається кількість азоту, який потрапив в вакуумний посуд разом з повітрям:

а) по вільному простору герметичної судини

$$V_{N_2^B} = \frac{V_{\text{в}} \cdot 79}{100}, \text{ см}^3, \quad (1.3)$$

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

б) за обсягом кисню в газі з герметичної судини

$$V_{N_2^B} = V_{O_2} \cdot 3,8, \text{ см}^3, \quad (1.4)$$

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

Визначається кількість азоту, витягнутого з проби, як різниця між усім обсягом азоту і атмосферним азотом

$$V_{N_2}^{PP} = V_{N_2} - V_{N_2^B}, \text{ см}^3 \quad (1.5)$$

Обчислюється кількість газу, видобутого з проби, винятком із загального обсягу газу всього кисню (гази вугільних родовищ не містять кисень) і атмосферного азоту

$$V_{PP} = V_{\text{газ}} - V_{O_2} - V_{N_2^B}, \text{ см}^3 \quad (1.6)$$

Розраховується зміст газових компонентів в витягнутому з проби газу по співвідношенню

$$b_k = \frac{V_k \cdot 100}{V_{PP}}, \% \quad (1.7)$$

Визначається залишкова метанонасність проби $M_{\text{зал}}$

$$M_{\text{зал}} = \frac{V_{CH_4}^O}{P}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (1.8)$$

де $V_{CH_4}^O$ – обсяг метану, приведений до нормальних умов (760 мм рт. ст. і 0°C), см^3 ;

$$V_{CH_4}^O = V_{CH_4} \cdot K, \quad (1.9)$$

V_{CH_4} – обсяг метану, видобутого з проби при кімнатній температурі і тиску, см³;
 K – коефіцієнт перерахунку для приведення газу до нормальних умов; P – вага проби, г.

Після проведення технічного аналізу проби визначається залишковий зміст метану на 1 грам горючої маси:

$$M_{з\text{ал.зм.м.}} = \frac{V_{CH_4}^O}{P_{г.м.}}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (1.10)$$

де $P_{г.м.}$ – маса горючого проби, яка визначається за формулою:

$$P_{г.м.} = P \frac{100 - (A^a + W^a)}{100}, \text{ г}, \quad (1.11)$$

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

Встановлюється газова зона, в якій відібрана проба по співвідношенню газових компонентів в витягнутому з проби газі (по табл. 1.1.).

2.2. Метод прямого визначення природного газонасності вугільних пластів і вміщуючих порід

Цей метод заснований на застосуванні спеціальних колонкових снарядів (керногазонабірників), які тим чи іншим чином зберігають природний газ. Завдяки відносній простоті випробування і обробці отриманих результатів, а також порівняно невелику вартість проведення робіт, цей метод широко застосовується майже у всіх великих кам'яновугільних басейнах колишнього Радянського Союзу.

Для відбору керногазових проб на вугільних, нафтових і газових родовищах використовують спеціальні керногазонабірники (рис. 1.4) [1].

При бурінні герметизуючим снарядом (рис. 1.4, а) кернорвача 4 керноприймача 3 обганяє обурюючу коронку 2, нагвинченої на зовнішню трубу. При підйомі снаряда керноприймача 4 переміщається вгору щодо труби 1 і коронки 2, свинцевий запірний клапан 5 перекидається з вертикального положення в горизонтальне і щільно запечатує вихід з керноприймача, притискають до нього і фіксований під час підйому снаряд на поверхню в притиснутому стані шляхом закидання кульки 10 в запірний пристрій.

Таблиця 1.1.

Газова зональність вігленосних відкладень

Зони (зверху вниз)	Хімічний склад і вміст основних газів вугільних пластів					Хімічний склад підземних вод
	N ₂ , %	CH ₄ , %	CH ₄ м ³ /т вігугля	CO ₂	CO ₂ м ³ /т вігугля	
Газового вивітрювання	Азотно-вуглекислих газів	0-50	-	50-100	До 2,0	Гідрокарбонатно-магнієво-кальцієві
	Вуглекисло-азотних газів	50-100	-	0-50	До 1,0	Гідрокарбонатно-кальцієвий і сульфатно-натрієво-кальцієвий
	Метано-азотних газів	50-100	0-50	0-20	До 0,5	Гідрокарбонатно-сульфатно-натрієвий і гідрокарбонатно-натрієво-кальцієвий
	Азотно-метанових газів	50-20	50-80	До 5	До 0,5	Гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвий і гідрокарбонатно-натрієвий
	Метанових газів	20-0	80-100	Більше 5	До 0,5	Гідрокарбонатно-натрієвий, гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвий і хлоридно-натрієвий

Колонковий снаряд, представлений на рис. 1.4, б, забезпечує відбір проб флюїдосодержащих порід методом заморожування. При бурінні промивна рідина через канал 10 в переходнику 9 надходить в простір між зовнішньою трубою 1 і внутрішнім керноприймачем 3 і далі через отвори в коронці 2 - на забій, видаляючи частинки шламу і охолоджуючи коронку. Після закінчення буріння через колона бурильних труб в пристрій закидається кулька, яка перекриває канал для прохода промивної рідини. Під тиском потоку промивної рідини балон 6 з вуглекислотою переміщається вниз. При цьому запірний ніпель 11 зламуються, і рідка вуглекислота, яка перебуває в балоні 6 під високим тиском, по трубчастому змійовику, обвиваючому керноприймач 3, спрямовується назовні і заморожує керна разом з включеними в нього частками газу і летючих рідин.

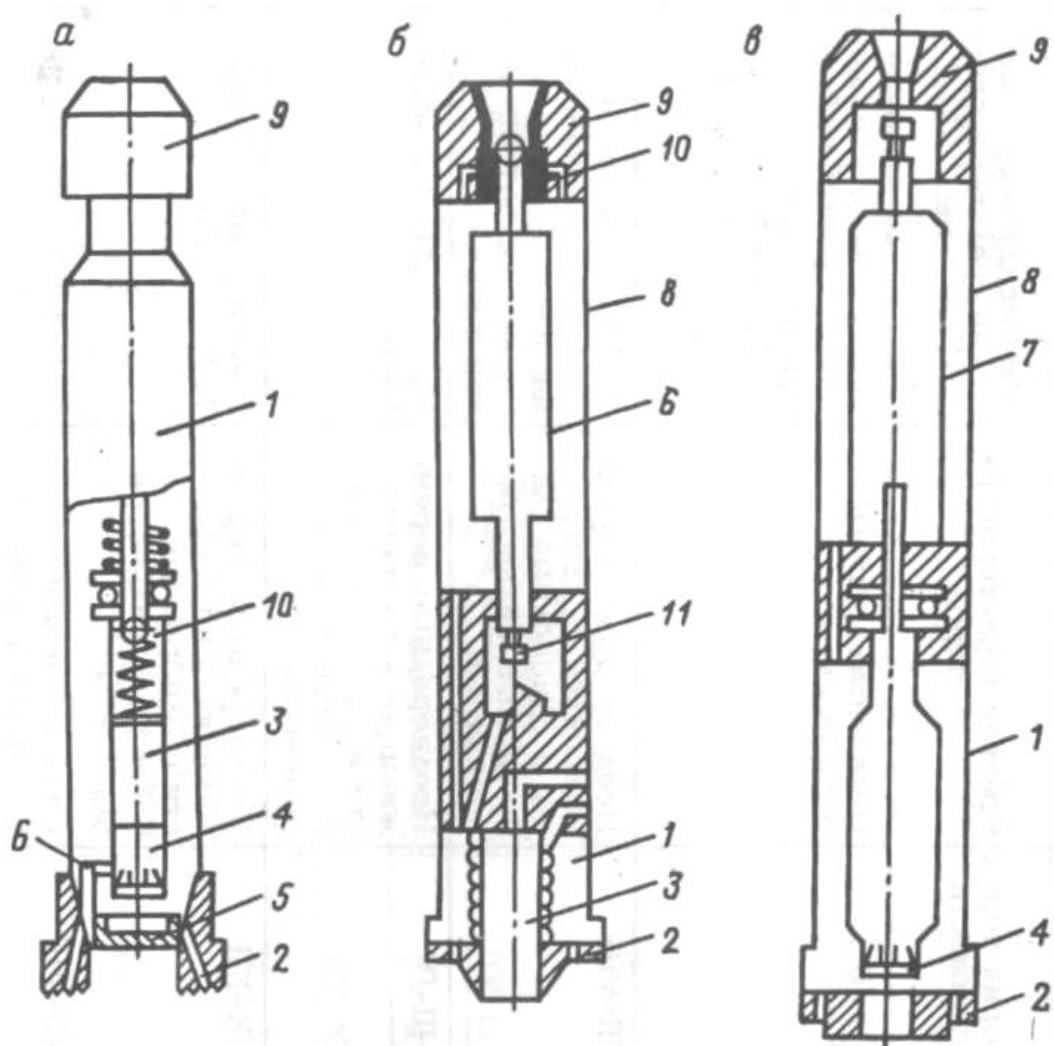


Рис. 1.4. Схема спеціальних колонкових снарядів для випробування газоносних порід

Відбір проб газу колонковим снарядом, схема якого представлена на рис. 1.4, в, здійснюється витісненням рідини з герметичної ємності 7 газом, поступово виділяється з керна в процесі буріння. Керна при підйомі снаряда на поверхню утримується кернарвачем 4 типу «павук». Спільними елементами

керногазонабірників є елементи конструкції, що забезпечують процес буріння: коронка 2, зовнішня колонкова труба 1, проміжна труба 8, верхній перехідник 9.

Велику роль в забезпеченні високої якості керна при бурінні при використанні будь-яких типів колонкових снарядів мають пристрої, що забезпечують відрив і утримання керна при підйомі снаряда. На рис. 1.5 зображені схеми конструкцій кернарвача трьох типів: заклинює кільце для буріння твердосплавними коронками і аналогічні кернарвачі для буріння алмазними коронками (рис. 1.5, а, б), для коронок пневмоударного буріння - скоби (рис. 1.5, в) і керноудержуючі пристрої для відбору пухких, сипучих або слабких, роздроблених порід (рис. 1.5, г - пластинчастий, рис. 1.5, д - дротяний типу «павук»). Принцип дії кернарвача зрозумілий з їх конструкції.

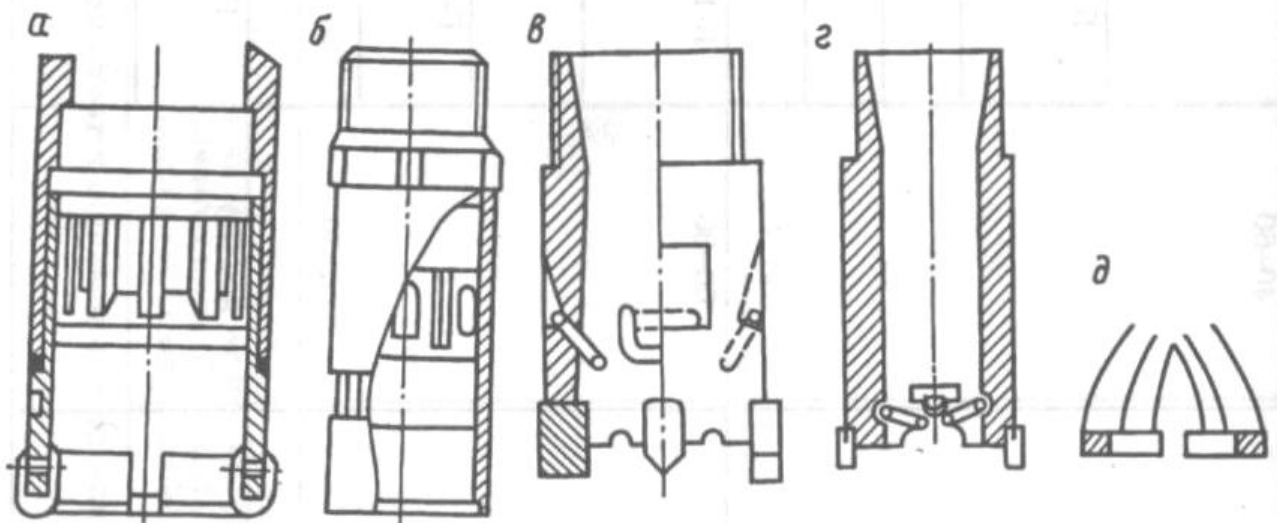


Рис. 1.5. Схема конструкцій кернарвача:

а - для буріння твердосплавними коронками; б - для алмазного буріння; в - скоби для пневмоударного буріння; г - пластинчасті для сипучих порід; д - типу «павук»

Різноманіття пристроїв для буріння з відбором керна вимагає уважного ставлення до їх вибору, так як будь-який спеціальний пристрій може виконати свою роль тільки в тих умовах, для яких він призначений.

Відбір проб вугілля для визначення *природної газоносності* проводиться наступними спеціальними керногазонабірниками:

а) керногазонабірниками з механічним пристроєм для герметизації вугільного керна безпосередньо після його відбору з забою свердловин (герметичні керногазонабірники МакНДІ - ГКР).

Принцип їх дії полягає в тому, що вугільну пробу (керна) герметизують за допомогою механічних клапанів, розташованих в нижній і верхній частинах керноприймача. В такому ізолюваному від зовнішнього середовища стані вугільний керн піднімають із свердловини і відправляють в лабораторію для вилучення і аналізу газу.

До переваг даного виду снарядів слід віднести те, що вони найбільш універсальні по застосовності в різних умовах.

Недоліками їх є відносна складність конструкцій і, порівняно, низький коефіцієнт спрацювання, а також малий діаметр вибуруючого керна.

Герметичні керногазонабірники ГКР можна застосовувати для випробування вугільних пластів малої і середньої міцності при бурінні свердловин з виходом і без виходу на поверхню промивної рідини.

б) керногазонабірниками з «дзвоном» для уловлювання газу, що виділяється з вугільного керна при підйомі бурового інструменту (керногазонабірники КГН-3-58, КА-61М, КГ-55/120-К-62).

У цих снарядах над керноприймачем монтують «дзвін» - газозбірник для уловлювання газу. Нижня частина приймача відкрита при підйомі снаряда. На поверхні з газозбірника витягують газ, а керноприймач герметизують знизу ковпаком.

До переваг снарядів цього типу відноситься високий відсоток спрацювання (90 - 95%) при відносній простоті конструкції і роботи з ними.

Недоліками їх є: обмеженість застосування в свердловинах з повним поглинанням промивальної рідини. Неможливість застосування керногазонабірника КГ-55/120-К-62 в свердловинах з наявністю вільного газовиділення; можливість часткових втрат газу в розчиненому стані з газозбірника і з керноприймача через нижній торець в процесі підйому керногазонабірника в свердловині, а також на поверхні при герметизації керноприймача.

Керногазонабірниками можна також випробувати газonosні вміщуючі породи з малою швидкістю газовіддачі при відповідному підборі конструкції бурової коронки.

Застосування того чи іншого типу керногазонабірника визначається досвідом використання керногазонабірників в конкретних геологічних умовах розвідуючих вугільних родовищ.

У міру накопичення досвіду застосування керногазонабірників і їх удосконалення в подальшому повинні бути вибрані і прийняті до впровадження в установленому порядку найбільш раціональні їх конструкції.

Герметичні керногазонабірники ГКМ (ГКМ-84, ГКМ-92, ГКМ-110)

Конструкція. Герметичні керногазонабірники ГКР (рис. 1.6) складаються з корпусу, керноприймача і пристрою для відведення промивної рідини при вході в керноприймач керна.

Корпус включає бурову коронку 43, 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.

Керноприймач складається з нижнього клапана, керна сформує коронки (наконечника приймальні труби) 42, приймача 37 з корпусом верхнього клапана

35 і головкою клапана 30, головною пружини 25, наполегливого диска 24 і секторного фіксатора 23.

Для відводу рідини з керноприймача служать ребристий шток 18, пружина штока 13 до штанги 8.

Технічна характеристика керногазонабірників

	ГКМ-84	ГКМ-92	ГКМ-110
Довжина керногазонабірника, мм	1800	1900	1900
Зовнішній діаметр, мм	83	89	108
Зовнішній діаметр по виступаючим побідитовим різцям, мм	85	92	110
Довжина керноприймача, мм	550	550	635
Діаметр отримуваного керна, мм	31	35	45
Вага керногазонабірника, кг	55	65	85

Принцип дії. Керногазонабірник опускають в свердловину на звичайних бурильних трубах. При установці керногазонабірника в свердловині створюють тиск на керногазонабірник до 1800-2000 кг за допомогою ваги бурового інструменту. Якщо ж ваги інструменту недостатньо, використовують механізм подачі верстата. При цьому латунні установчі шпильки 7 зрізаються і відбувається взаємодія частин керногазонабірника: штанга 8 рухається вниз до тих пір, поки поводок 6 не впреться в заплечики муфти 9; сполучна трубка 19 і сполучна муфта 22, стискаючи, головну пружину 25, подають керноприймач на забій свердловини.

Головна пружина при стисканні тисне на керноприймач із зусиллям 200-250 кг. При цьому накінецьник приймальної труби 42 впроваджується в вугілля без обертання, випереджаючи на кілька міліметрів обертову бурову коронку 43. При наявності твердих включенні в вугіллі накінецьник керноприймача за рахунок великого стиснення головної пружини топить в порожнину бурової коронки і знаходиться в такому положенні до тих пір, поки різці бурової коронки не зруйнують тверде включення.

При русі штанги 8 вниз ребристий шток 18, стискаючи пружину 34, відкриває верхній клапан. При сильному стисненні пружини в момент зустрічі твердих прошарків накінецьником керноприймача ребристий шток стискає пружину 13.

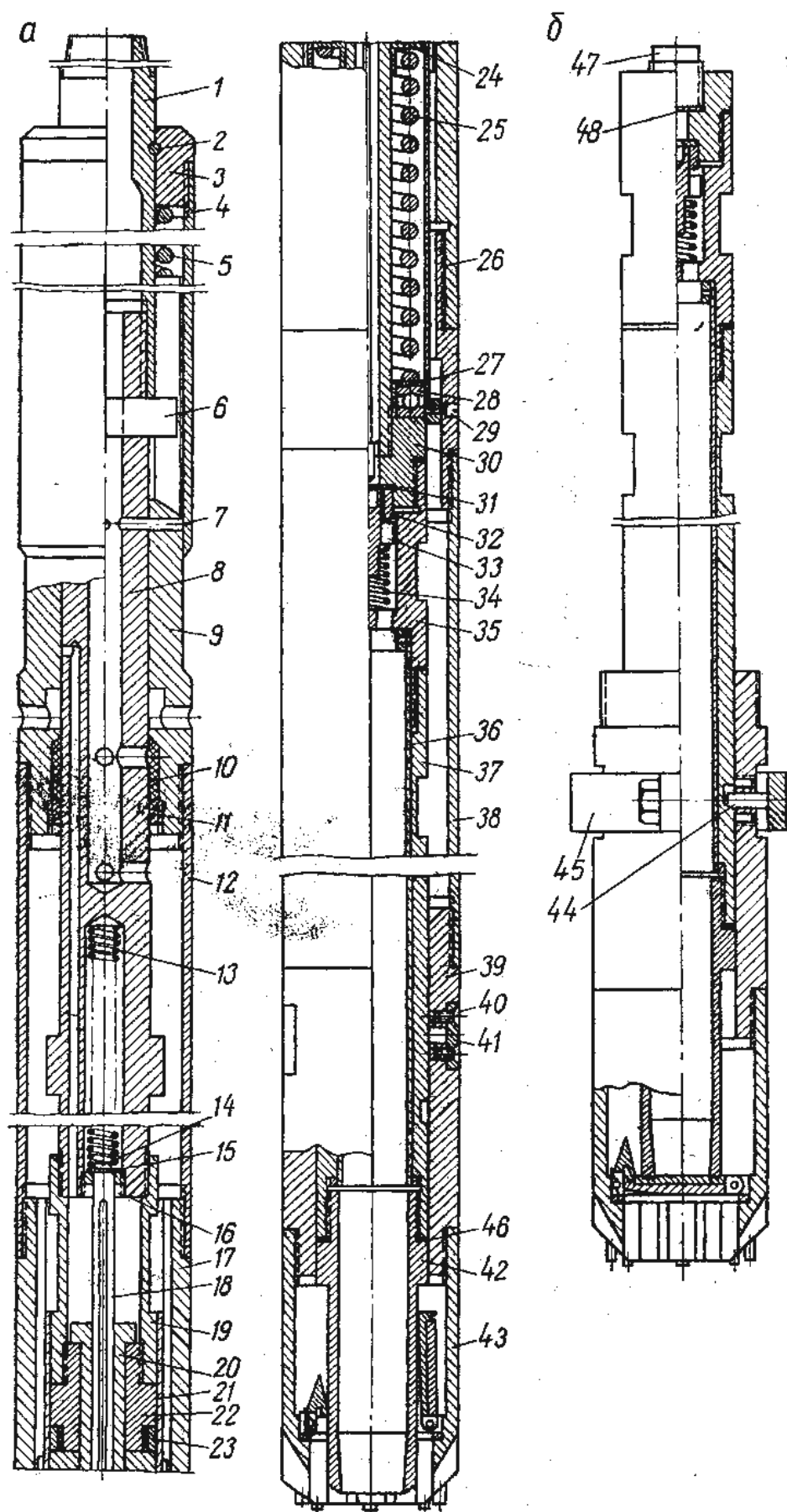


Рис. 1.6. Герметичний кернагазонабірник типу ГКР:
а - кернагазонабірник; *б* - кернаприймач

Обертальний рух від бурильних труб передається корпусу керногазонабірника, в той час як керноприймач, спираючись на забій, не обертається. Роз'єднання обертових деталей від необертових проводиться за допомогою підшипника 28.

Вугільний керн, у міру його утворення, входить в керноприймач, витисняючи промивну рідину в свердловину через отвори в дні корпусу клапана 35, центральний канал в головці клапана 30, пази ребристого штока 18, отвір в штанзі 8 і через бічний отвір в муфті 9.

Після перебурки 0,25 - 0,55 м вугільного пласта, керногазонабірник піднімається над забоєм свердловини на 0,8 - 1,0 м. При цьому відбувається відрив керна від масиву. В цей час пружини 5, 13, 25 і 34 розпрямляються; ребристий шток 18 відходить вгору і пружина 34 притискає шток верхнього клапана 33 до прокладання 31, закриваючи верхній клапан; муфта 9, труби 12, 17, 38 і 39, запобіжний кожух 21 і бурова коронка 43 з нижнім клапаном віджимаються пружиною 5 вниз.

Коли бурова коронка 43 займе крайнє нижнє положення, нижній клапан зі свинцевим диском вийде із зачеплення з наконечником приймальної труби 42 і впаде на чашку нижнього клапана під дією пружини; нижній клапан, падаючи, відіжме засувку, яка під дією пружини повернеться в початкове положення. Вона дасть можливість нижньому клапану відкритися навіть при значному натисканні на нього знизу; секторний фіксатор підніметься вище захисного кожуха.

Потім керногазонабірник знову опускається на забій і на нього створюється тиск в 1500 - 2000 кг вагою бурового інструменту або, якщо останнього недостатньо, механізмом подачі верстата. При цьому пружини 5, 13, 25 і 34 стискаються, перехідник 1, штанга 8, сполучна труба 19, сполучна муфта 22 з фіксатором 23, ребристий шток 18 і прийомна частина опускаються до упору наконечника приймальної частини в свинцевий диск. Зусиллям, переданим через секторний фіксатор 23 на запобіжний кожух 21, зрізаються шпильки 29 і стикається вниз запобіжний кожух. Коли головна пружина стиснеться, секторний фіксатор увійде в середнє гніздо труби 17 і буде фіксувати незмінне положення наконечника приймача в свинцевому диску, створюючи герметичне перекриття приймальної частини знизу.

При підйомі керногазонабірника промивна рідина з бурових штанг впливає в свердловину через збігаючі бічні отвори в стінках штанги 8 і муфти 9.

Збірка і розбирання. Керногазонабірник збирається в наступному порядку. Спочатку збирається керноприймач. У нижню частину головки клапана 30 вставляється прокладка 31, яка затискається втулкою 32. У верхню частину клапана 35 вставляються пружина 34 і клапан 33, після чого головка клапана 30 сполучається з клапаном 35 (між ними ставиться фіброва прокладка). У приймальню трубу 37 знизу вставляється касета 36 і нагвинчується наконечник приймача 42 з прокладкою 46. На верхній кінець труби нагвинчується зібраний верхній клапан.

З'єднувальна муфта 22, опорний диск 24, головна пружина 25, підкладка підшипника 27 і завзятий підшипник 28 надягають на порожнистий шток 20,

який угвинчується в головку клапана. Муфта 22 з'єднується з трубою 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 угвинчується труба 39 (прорізи для сухарів закриваються щічками 41, закріпленими двома парами гвинтів 40).

Зібраний керноприймач вводиться через запобіжний кожух в корпус приладу. Коли завзятий диск увійде в кожух, на сполучну муфту ставиться секторний фіксатор, який стискається двома пальцями, і весь керноприймач проштовхується далі в корпус.

На ребристому штоку 18 шайба 15 закріплюється гвинтом 14. У нижній кінець штанги 8 вводяться пружина 13 і вузол ребристого штока, який закріплюється в штанзі гайкою 16. Ребристий шток вводиться в осьовий отвір полого штока і штанга 8 угвинчується в сполучну трубку.

Муфта 8, в якій сальник 10 закріплений гайкою 11, з'єднується з трубою 12. Потім надівається муфта на штангу і з'єднуються труби 12 і 17. В отвір штанги 8 вставляється поводок 6; в суміщенні отвори для настановних шпильок в штанзі і муфті забиваються установчі шпильки 7.

На опору 3 нагвинчується захисний кожух 4, а на перехідник 1 надівається пружина 5. Потім ці деталі приєднуються до штанги, стискаючи розтискних пружину 5.

У нижній клапан запресовується свинцевий диск і клапан встановлюється на чашку клапана, на якій також закріплюється засувка з пружиною. Чашка клапана вводиться в бурову коронку і закріплюється в ній двома гвинтами.

Притискаючи нижній клапан до стінки коронки, останню згвинчують з нижньою трубою 39.

Після підйому керногазонабірника зі свердловини з нижньої труби знімають щічки 41 і в прорізи труби вставляють пару сухарів 44, що входять в кільцевий паз на приймальній трубі, і затискають їх хомутом 45. Це дає можливість відокремити деталі корпусу, не порушуючи герметичність керноприймача.

Розбирання проводиться таким чином. Від'єднується перехідник 1 із захисною трубою 4 і пружиною 5, вибивається поводок 6 і відгвинчуються муфта 9 з трубою 12, штанга 8 з ребристим штоком, труба 17, яка звільняє головну пружину і фіксатор, перехідник 27 з трубою 38, сполучна трубка 19 і вигвинчується порожнистий шток з головки клапана.

У головку клапана вставляється прокладка 48 і затискається пробкою 47. У такому вигляді керноприймач направляється в лабораторію.

При наявності змінного керноприймача керногазонабірник збирають і готують до наступного спуску.

Після дегазації з керноприймача знімається хомут, витягуються сухарі і з керноприймача труби знімається бурова коронка з нижньою трубою. Відвернувши накінецьник приймача і верхній клапан від нижньої труби з неї витягується касета з вугільним керном.

Перевірка кернагазонабірника і відбір проб. Перед складанням кернагазонабірника необхідно ретельно перевірити справність всіх деталей приладу, при цьому особливу увагу слід звертати на справність наконечника приймача, нижнього клапана і бурової коронки.

Якщо кернагазонабірник ще не був у користуванні, або в ньому була замінена будь-яка основна деталь, необхідно перевірити його роботу в зібраному вигляді. Для цього кернагазонабірник стискається гідравлічними домкратами бурового верстата і по дрілометру визначається зусилля, необхідне для зрізу настановних шпильок; потім кернагазонабірник підводиться за верхню частину для перевірки роботи пружини розтиснення і нижнього клапана. Після цього кернагазонабірник знову стискається і визначається зусилля, при якому відбувається спрацьовування секторного фіксатора (зусилля не повинно перевищувати 2000 кг).

При кожній збірці 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.

Герметичні кернагазонабірники типу ГКР можуть застосовуватися в свердловинах глибиною від 100 до 2000 м і більше. Керногазонабірники ГКР-84 рекомендується застосовувати в свердловинах діаметром 92 мм, в яких зустрічаються звуження; кернагазонабірники ГКР-92 - в нормальних свердловинах діаметром 92 мм і більше; кернагазонабірники ГКР-110 - в свердловинах діаметром 110 мм 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.

Спуск приладу проводиться обережно без різких ривків і ударів. Якщо під час спуску в свердловину кернагазонабірник різко зупиниться, його слід витягти зі свердловини і перевірити цілісність настановних шпильок.

Спуск кернагазонабірника припиняється і починається промивка привибійної частини свердловини, коли до забою залишається 0,8-1,0 м. Якщо в забої свердловини шлам, який не розмивається, то можна довести кернагазонабірник до забою при обертанні його і при тиску на кернагазонабірник НЕ більше 300-400 кг. Такий тиск необхідно для того, щоб не зрізати установчі шпильки. Після того як кернагазонабірник буде поставлений на забій свердловини, створюють тиск 1800-2000 кг за допомогою ваги бурильних труб і механізму подачі верстата. При такому тиску досягається зрізанням настановних шпильок. Момент їх зрізу відзначається по просіданню бурильних труб, а також за показниками стрілки індикатора ваги бурового верстата.

Потім тиск на забій знижується до нормального (700 - 900 кг), проте відривати кернагазонабірник від забою забороняється. Буріння проводиться з режимом, встановленим для перебурки вугільних пластів, подвійними колонковими трубами.

Для відбору проби досить перебувати 0,25 - 0,55 м вугілля. Якщо ж пласт має потужність до 0,5м, то бажано його повністю перебувати керногазонабірником, щоб не робити другого рейсу подвійною трубою.

Не припиняючи промивання, керногазонабірник підводиться від забою на 0,8-1,0 м і знову ставиться на забій при тиску 1800-2000 кг. Завдяки цьому досягається герметичне замикання вугільної проби в керноприймачі.

Щоб забезпечити повну впевненість в тому, що проба закрита в керноприймачі, операції підйому керногазонабірника, його спуску на забій і створення на нього тиску повторюються. Потім вимикається насос і проводиться підйом керногазонабірника зі свердловини зі швидкістю рівної швидкості підйому звичайного бурового інструменту.

Після вилучення керногазонабірника на поверхню керноприймача з герметично закритою вугільною пробойою від'єднується від керногазонабірника, упаковується в спеціальний ящик і відправляється в газову лабораторію. У зимових умовах, щоб уникнути розриву керноприймача при замерзанні промивної рідини необхідно стежити за тим, щоб він не знаходився довго на морозі і щоб при транспортуванні проби в ящик були покладені тирса або інший матеріал, що утеплює. Подальші операції по вилученню газу з вугільної проби проводяться в газовій лабораторії за загальноприйнятою методикою.

Керногазонабірник КГН-3-58

Конструкція. Керногазонабірник КГН-3-58 (рис. 1.7) складається з корпусу, керноприймача і газозбірника. До корпусу відносяться; головка 1, перехідник 17, кожух 26, ніпель 31, патрубок 37 і бурова коронка 38, армована побідитовими різцями 39.

Керноприймач включає в себе власне керноприймач 36, головку керноприймача 34, прокладку 35, пружини кернорвача і контргайку.

Газозбірник є трубою, на яку знизу нагвинчений перехідник колоколу 30 з привареним до нього водяним затвором 32. Верхня частина перехідника 30 з'єднана з трубою 27 з привареним диском 28, які мають отвори; на верхню частину корпусу колоколу нагвинчена головка колоколу 25, в яку угвинчений зав'язаний шток 3, що несе два опорних підшипника 18, закріплених в перехіднику 17 шайбами 15, 19 і 21 і сальниками 16 і 20, підібраними притискними гайками 14 і 22. Верхня частина штока 23 з'єднана з нижньою частиною затвора 13, в якій знаходиться пружина 12. у верхній частині затвора 5 зроблено мікрорегулювальний пристрій для вилучення газу з колоколу (деталі 6, 7 і 8). У верхній частині корпусу за допомогою сальника 9 і притискної гайки 10 укріплений шток 2 з двома пружинними засувками 4.

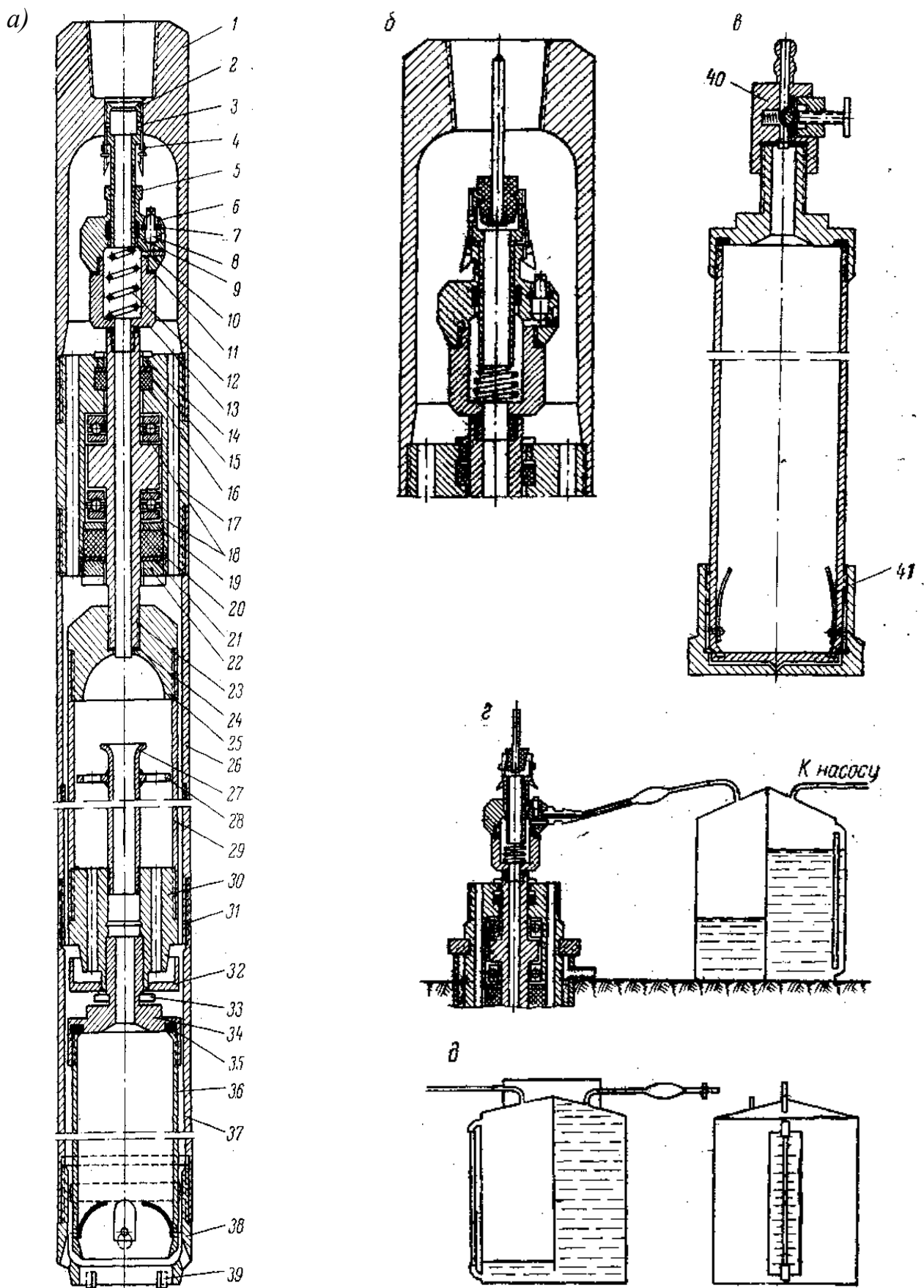


Рис. 1.7. Керногазонабірник КГН-3-58
 а – керногазонабірник; б – затвор газозбірника; в – керноприймач; г – схема відсмоктування газу з газосбірника; д – газовий мірник

Принцип дії. Керногазонабірник опускається в свердловину на звичайних бурильних трубах при положенні деталей, зазначених на рис. 5, а. Поблизу забою починається промивання свердловини. Промивна рідина проходить по осьовому отвору штока 2 і по осьового отвору опорного штока 23 направляється у внутрішню порожнину колоколу, де, розділяючись, частково промиває колокол і йде з нього по отворах в перехідник колокола 30 в міжтрубний простір. Потім промивна рідина по трубі 27 направляється в порожнину керноприймача, промиваючи її від шламу і глини, які могли бути захоплені під час спуску керноприймача в свердловину.

Після закінчення промивання внутрішніх порожнин колоколу і керноприймача в бурильні труби кидають гумову пробку зі стрижнем (для створення спрямованого руху) і знову включають промивний насос. Пробка, дійшовши до штока 2, щільно перекриває верхній отвір порожнини газозбірника (рис. 1.7, б). Під тиском промивної рідини шток опускається вниз, стискаючи пружину 12. В цей час пружинні засувки зачіпляються за виступ на верхній частині затвора і перешкоджають підйому штока вгору. Рідина починає надходити в порожнину, утворену внутрішньою поверхнею головки труби і перехідником і потім по отворах в перехіднику 17 виходить в міжтрубний простір і далі в свердловину по двом еліпсовидним отворах, розташованих в торцевій частині коронки під кутом 45° до осі труби, і за двома отворами збоку коронки, просвердлених в корончному кільці під кутом 90° до осі труби.

Технічна характеристика керногазонабірника КГН-3-58

Довжина керногазонабірника, мм.....	2200
Зовнішній діаметр, мм.....	89
Зовнішній діаметр по виступаючим твердосплавним різцям, мм.....	92
Довжина керноприймача, мм.....	450
Діаметр вибурюючого керна, мм.....	60
Корисна ємність колоколу, см ³	4000
Вага керногазонабірника, кг.....	40

Буріння по вугіллю проводиться при тиску на забій 500-800 кг. Після перебурки 0,45 м починається підйом снаряда. В цей час в свердловину закачується промивна рідина.

При підйомі інструменту газ, що виділяється з вугільного керна, надходить по трубці 27 в порожнину газозбірника, а рідина витисняється через водяний затвор в міжтрубний простір керногазонабірника.

Після підйому бурового інструменту керногазонабірник встановлюється на гирлі свердловини, з газозбірника витягується газ (докладніше про відбір газу з колоколу сказано нижче). Потім керногазонабірник піднімається над гирлом свердловини, знімається патрубок 37 з коронкою 39, послаблюється контргайка і

відгвинчується керноприймач з перехідником 25, на нижній кінець якого нагвинчується заглушка 41, а на головку 34 керноприймача нагвинчується дегазаційний штуцер 40. У такому вигляді (рис. 1.7, в) керноприймач направляється в лабораторію, де проводиться дегазація проби за загальноприйнятою методикою.

Збірка і розбирання. На опорний шток 23 з прокладкою 24 надягають два опорних підшипника 18, шток вводиться в перехідник 17, ставиться опорна шайба 19 і проводиться набивка сальників 16 і 20, ставляться шайби 15 і 21 і сальники підтягуються притискними гайками 14 і 22. Зверху в шток 23 угвинчується нижня частина затвора 13. у верхню частину затвора 5 вставляється шток 2 і проводиться набивка сальника 9, який підтягується притискною гайкою 10. У бічний отвір у верхній частині затвора вводиться штрель 8, набивається сальник 7, який піджимається гайкою 6, після чого верхня частина затвора з прокладкою 11 нагвинчується на нижню, в яку попередньо вставляється пружина 12.

Трубка 27 угвинчується в верхню частину перехідника колоколу 30, який потім з'єднується з корпусом колоколу 29. Зверху на корпус нагвинчується голівка колоколу 25, яка потім з'єднується з опорним штоком 23.

На керноприймач 36 нагвинчується голівка керноприймача 34. Перехідник 17 з'єднується з кожухом труби 26, до якого приєднується ніпель 31; на верхню частину перехідника 17 нагвинчується голівка 1.

На головку керноприймача нагвинчується контргайка 33 і керноприймач, угвинчується в перехідник 30 колоколу. В останню чергу пригвинчується патрубок 37 з бурової коронкою 38.

Після підйому бурових труб і вилучення з газозбірника газу керногазонабірник витягується з свердловини, швидко відгвинчується патрубок 37 з буровою коронкою 38, послаблюється контргайка 33 і відгвинчується керноприймач, який швидко герметизується дегазаційним штуцером і заглушкою. Повне розбирання керногазонабірника проводиться після 5 - 10 спусків. Розбирання керногазонабірника здійснюється в порядку, зворотному збірці.

Перевірка керногазонабірника і відбір проб. Підготовка до спуску керногазонабірника проводиться таким чином. Відгвинчується головка снаряда 1 і перевіряється надійність роботи мікрорентильного пристрою: канали повинні бути чистими і штрель повинен надійно перекривати їх. Шток 2 повинен знаходитися в верхньому положенні і його поверхня повинна бути змазана солідолом.

Колокол повинен бути завжди чистим всередині і зовні, особливо уважно потрібно стежити за отворами в перехіднику колоколу для виходу промивної рідини, щоб вони не виявилися забитими глинистим розчином і шламом.

Перевіряється положення ріжучого торця керноприймача щодо верхньої межі циліндричного отвору коронки, яке в залежності від міцності вугілля має бути наступним: при бурінні слабкого вугілля - нарівні з гранню або навіть з напуском за грань, але з таким розрахунком, щоб керноприймач вільно

обертася і не виявився притиснутим коронкою; при бурінні міцного вугілля ріжучий торець повинен відстояти від верхньої межі коронки на 3 – 5 мм.

Після складання керногазонабірника всі з'єднання повинні бути підтягнуті ключами.

Спуск керногазонабірника виробляють без закачування промивної рідини в свердловину. Промивання керноприймача від шламу і глини починають на відстані 0,5-1,0 м від забою або від передбачуваного рівня шламу. Потім в бурильні труби кидають гумову пробку зі стрижнем і включають промивний насос. Після 3-5 хв прокачування промивної рідини починається буріння.

Буріння виробляють зі швидкістю буріння вугілля звичайними подвійними колонковими трубами. Тиск на забій має бути 500-800 кг. Величина проходки повинна становити 0,45 м.

Під час підйому інструменту необхідно проводити закачування промивної рідини в свердловину.

Витяг газу з газозбірника. Після підйому бурового інструменту зі свердловини при появі перехідника керногазонабірника 17 над гирлом свердловини, в його прорізи вставляється підкладна вилка (рис. 1.7, г). Відвертається головка снаряда. У мікровентильний пристрій угвинчується штуцер, на який надівається гумовий шланг з газового мірника. Затиск на гумовій трубці послаблюється і відвертається штрівель. Спочатку газ надходить з газозбірника в газовий мірник за рахунок перепаду тиску в відсіках мірника і різниці рівнів промивної рідини в свердловині і керногазозбірнику, потім до вільного відведення газового мірника приєднується вакуумний насос і створюється з його допомогою розрядження. Відсмоктування газу припиняється, коли в контрольній піпетці з'являється буровий розчин.

З водомірного скла газового мірника визначається обсяг газу, що виділився, з якого для проведення хімічного аналізу відбираються дві проби в пляшки ємністю 0,25-0,5 л. Пляшка заповнюється водою і в перевернутому вигляді поміщається в посудину з водою, де в її шийку вводиться шланг з контрольною піпеткою. Знімається затиск, насосом шінцу створюється тиск в половині мірника з водомірним склом і 0,20-0,45 л газу переводиться в пляшку, яка під водою закривається гумовою пробкою і потім направляється в газову лабораторію. Решта газу випускається в повітря.

У тому випадку, коли обсяг газу в газозбірнику більше обсягу мірників, мікровентиль перекриває штрівель, а затиск на гумовій трубці загвинчується. Визначається обсяг газу і відбирається проба газу на аналіз, а решта газу випускається в повітря. Газовий мірник під'єднується до газозбірника і відбирається наступна порція газу. Операції повторюються до появи бурового розчину в контрольній піпетці, що свідчить про повне відкачування газу з газозбірника.

Якщо буріння ведеться з повною втратою промивної рідини в свердловині, то для отримання газу з газозбірника необхідно мати посудину з водою висотою не менше 1 м. Піднятий керногазонабірник встановлюється в гирлі свердловини на вилку, відгвинчується головка 1 на три-чотири оберти і потім

керногазонабірник в вертикальному положенні без поштовхів і ударів опускається в посудину з водою. Відгвинчується головка керногазонабірника і проводиться витяг газу з газозбірника описаним вище способом.

Газовий мірник (рис. 1.7, д) призначений для відбору газу з газозбірника, керногазонабірника і визначення його кількості. Він являє собою металевий посуд циліндричної форми місткістю 6-7 л. Посудина розділена на дві половини перегородкою, що не доходить до дна на відстань 5 мм. В одну з половин газового мірника вмонтована водомірна скляна трубка з якої визначається кількість що надходить в мірник газу. До кришки мірника припаяні дві трубки, кожна з яких з'єднана з однією з половин циліндра. На трубку, розташовану з боку мірної скляної трубки, надітий гумовий шланг для приєднання вакуумного насоса, а на іншу - гумовий шланг з контрольною піпеткою для під'єднання до газозбірника.

У мірник заливається 3,5-4 л води і до шлангу з боку водомірного скла приєднується насос, за допомогою якого створюється тиск. Вода перекладається в іншу половину мірника до встановлення рівня по водомірного скла на нуль, при цьому з шланга з контрольною піпеткою потече вода. При такому положенні рівнів води на шлангу за контрольною піпеткою ставиться затиск і газовий мірник приєднується до штуцера, угвинченим в мікровентильний пристрій.

Керногазонабірник КГ-55/120-К-62

Конструкція. Керногазонабірник (рис. 1.8) складається з корпусу, керноприймача і газозбірника («колоколу»).

Корпус включає в себе перехідник 1, перехідник-тримач 5, кожух 7, розподільник 9, нижню трубу 14 і бурову коронку 26.

Керноприймач збирається з перехідника 16, труби керноприймача 23 і керноформуючої коронки 25 з пружинами 24. У верхній частині керноприймача є клапанний пристрій 18-22.

Газозбірник є трубою 8, з'єднану з розподільником 9, на яку нагвинчена і потім приварена голівка газозбірника 6. У верхній частині останньої є газовідвідний кран, який складається з вакуумної трубки 4, одягненої на штуцер і перетискають гвинтом 2. Газозбірник з керноприймача з'єднується за допомогою опорного патрубку 11, який ущільнений в розподільнику 9 сальником 12, що охороняє два опорних підшипника 10. Регулювання зазору між внутрішньою гранню бурової коронки і керноформуючою коронкою здійснюється підбивом відповідного числа кілець підшипника

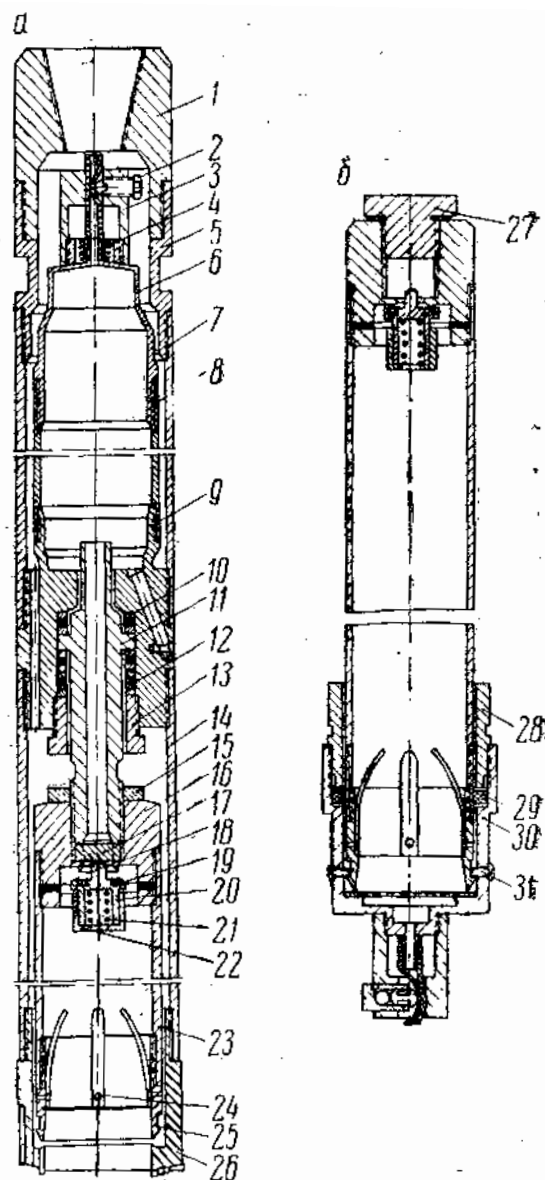


Рис. 1.8. Кернагазонабірник КГ-55/120-К-62
***а* – кернагазонабірник; *б* – кернаприймач**

Технічна характеристика кернагазонабірника КГ-55/120-К-62

Довжина кернагазонабірника, мм.....	3600
Зовнішній діаметр, мм.....	89
Зовнішній діаметр по виступаючим твердосплавним різцям, мм.....	92
Довжина кернаприймача, мм.....	1200
Діаметр вибуруючого керна, мм	60
Корисна ємність колоколу, см ³	7000
Вага кернагазонабірника, кг.....	65

Принцип дії. Керногазонабірник опускається в свердловину, заповнену до гирла промивною рідиною. Для витіснення повітря з керноприймача і газозбірника в гирлі свердловини проводиться заповнення керногазонабірника буровим розчином.

Промивна рідина при бурінні йде через отвір в перехіднику 1 в міжтрубний простір між кожухом 7 і газозбірником, потім через систему вертикальних отворів в розподільнику 9 направляється в міжтрубний простір між керноприймачем і трубою 14 і далі через отвори в коронці 26 до забою свердловини.

Обертання від бурильних труб при бурінні передається перехіднику 1, перехіднику-держателю 5, кожуха 7, розподільника 9, трубі 14 і бурової коронки 26. При цьому керноприймач, спираючись на вугільний kern і опорні підшипники 10, не обертається.

Вугільний kern під час буріння надходить в порожнину керноприймача і через канал опорного патрубку 11 витісняє в газозбірник промивну рідину, яка далі йде через отвори в розподільнику 9 в свердловину. Одночасно з підйомом керногазонабірника проводиться закачування в свердловину промивної рідини, яка повинна заповнювати свердловину до гирла для того, щоб перешкоджати втраті газу в газозбірнику.

Газ, що виділяється з вугільного kern при підйомі інструменту, надходить в газозбірник і збирається в його верхній частині, а витіснена газом рідина йде в свердловину через отвори в розподільнику 9.

Після підйому бурового інструменту керногазонабірник встановлюється на гирлі свердловини і з газозбірника відбирається вільний газ. Потім керногазонабірник витягується з свердловини і з нього знімається верхня труба. Керноприймач знизу герметизується ковпаком, на якому є газовідвідна трубка. Потім керноприймач від'єднується, при цьому клапанний пристрій 18-22 перекриває керноприймач у верхній частині.

У такому вигляді керноприймач направляється в газову лабораторію, де проводиться дегазація проби за прийнятою методикою.

Безпосередньо на буровій вишці керноприймач з вугіллям підключається до газових мірників для встановлення залежності виділення газу в часі. Ця залежність, представлена у вигляді кривої, може бути використана для визначення втрат газу з kern за час герметизації керноприймача.

Збірка керногазонаборника проводиться в наступному порядку. Зверху на розподільник 9 нагвинчується труба газозбірника 8 з головою 6, на штуцер якої надівається відрізок вакуумної трубки; на головку 6 нагвинчується корпус газовідвідного крана 8 із затискним гвинтом 2. Потім на розподільник 9 нагвинчується кожух 7, а на останній - перехідник - тримач 5.

Збірка верхньої частини закінчується загвинчуванням перехідника 1 на перехідник-тримач. Перед установкою керноприймача в керногазонабірник з керноприймачем знімається герметизуючий ковпак 30 із затискним кільцем 28 і видаляється заглушка 27. У верхню частину перехідника 16 керноприймача вставляється віджимна планка 17 і угвинчується до відмови патрубків 11 з

натягнутими на нього підшипником і сальником 12, притискної гайкою 13 і контргайкою 15, в результаті чого відкривається клапанний пристрій 18–22.

Прохідність клапана для бурового розчину визначається шляхом заливання рідини через патрубок 11, після чого контргайка затягується. Керноприймач упорним патрубком Ц і підшипником 10 вставляється в розподільник 9, гайка 15 затягується, потім нагвинчується нижня труба з коронкою. Величина зазору між керноформіруючою коронкою 21 і коронкою 26 регулюється зменшенням або збільшенням числа регулювальних кілець підшипника 10. Після складання необхідно перевірити обертання керноприймача в зібраному приладі

Відбір проб. Зібраний і відрегульований керногазонабірник опускається в кондуктор свердловини, заздалегідь заповненої буровим розчином, і ставиться на підкладну вилку, яка входить в пази перехідника-власника 5. Знімається перехідник 1, вигвинчується гвинт 2, який віджимає гумову трубку 4. При цьому промивна рідина, що знаходиться в свердловині, витісняє повітря з керноприймача і нижньої частини газозбірника. З верхньої частини газозбірника повітря видаляється за допомогою вакуумного насоса Комовського. Коли в контрольній піпетці, вставленої в з'єднувальний шланг, з'являється промивна рідина, гумова трубка 4 пережимається гвинтом 2 і насос від'єднується.

Після навинчування перехідника 1 керногазонабірник опускається в свердловину зі звичайною швидкістю. Перед підстановкою інструменту на забій проводиться промивка привибувальної частини свердловини. Буріння по вугіллю ведеться за прийнятою технологією, довжина проходки 1200 мм. Відрив інструменту від забою проводиться негайно після закінчення буріння, при цьому пружини керноформіруючої коронки повинні відривати і утримувати керн до керноприймача. Інструмент піднімається зі звичайною швидкістю і лише в кінці трохи повільніше. Під час підйому в свердловину безперервно закачується буровий розчин з таким розрахунком, щоб він весь час переливався через край кондуктора.

Витяг газу з газозбірника. При появі перехідника-держателя 5 над гирлом свердловини в його пази вставляється підкладна вилка і керногазонабірник встановлюється на кондукторі. Потім відгвинчується і знімається перехідник до газовідвідної крану приєднується газовий мірник за допомогою гумового шланга з піпеткою. Витяг газу і відбір проб для аналізу проводиться також, як з керногазонабірника КГН-3-58.

Після вилучення газу з газозбірника керногазонабірник витягується з свердловини і від'єднується нижня труба з буровою коронкою. На нижню частину керноприймача з керноформіруючою коронкою швидко надівається зібраний герметизуючий ковпак 30 з перекритим краном, так щоб стопорні гвинти ковпака 31 увійшли в пази керноформіруючої коронки. Потім ковпак повертається на 90 ° для того, щоб гвинти увійшли в поперечне виточення керноформіруючої коронки.

Вгвинчуванням затискного кільця 28 в герметизуючий ковпак 30, розпрямляються кільця ущільнювачів 29. При цьому створюється герметизація

нижньої частини керноприймача. При згвинченні керноприймача з опорним патрубком 11 під впливом пружини 21 відбувається перекриття клапана. Остаточна герметизація керноприймача зверху досягається вгвинчуванням заглушки 27. Іншу частину керногазонабірника промивають, сушать, змащують і прилад готують до наступного рейсу.

Визначення газовиділення. Після герметизації керноприймача останній відразу ж підключається до газового мірника для встановлення залежності газовиділення в часі. Протягом перших 20 хв відліки виробляються через 5 хв, а далі - через 10 хв. Спостереження за вільним виділенням газу здійснюється протягом 1,5-2 ч.

За цими даними будується графік залежності газовиділення в часі. За початок газовиділення приймається час закінчення герметизації. Крива інтерполюється вліво до ординати, що відповідає часу герметизації керноприймача. Площа, обмежена інтерпольованою кривою і лініями, паралельними осі ординат і проходять через точки початку і закінчення герметизації, приймається за величину втрат газу в керноприймачі при герметизації.

Керногазонабірник КА-61

Конструкція. Керногазонабірник Щегловської геолого розвідувальної експедиції типу КА-61 (рис. 1.9) складається з корпусу, керноприймача газозбірника і вузла допоміжних механізмів.

Корпус труби включає в себе бурову коронку 40, зовнішню трубу 35, перехідник 5, запобіжний кожух 2 і верхній перехідник 1.

Керноприймач складається з труби 36, на нижній кінець якої нагвинчена керноформіруюча коронка 37, а на верхній - перехідник 21, до якого приєднаний ковпак клапана 24 з клапаном 23, пружиною 25 і направляють штоком 26; всередині труби 36 між керноформіруючою коронкою і верхнім клапаном знаходиться касета 34 із затягим кільцем 33, яка складається з двох половин; в нижній кінець керноформіруючої коронки вставлений запобіжний ковпак 41, який закріплений заклепкою. Для запобігання керна від випадання служить 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 виведений через трубу 27.

У вузол допоміжних механізмів входять: штанга 4, внутрішній перехідник 8, сполучний патрубок 13, ніпель 17, упор 9, амортизатор 10, під'ятник 12, опорний шток 14, зовнішній шток 1, відвідна шпилька 16, віджимний гачок 19 і віджимний шток 22.

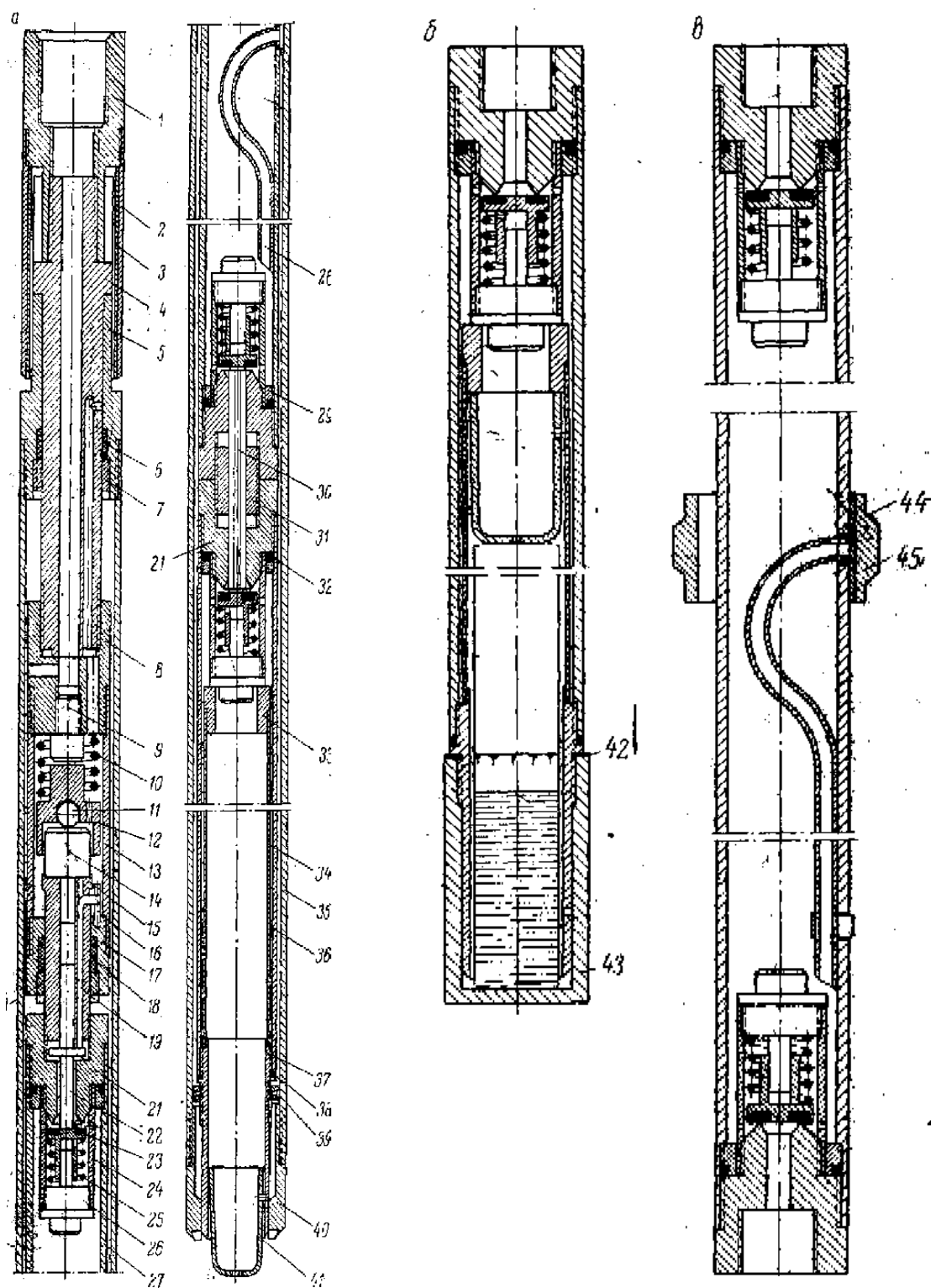


Рис. 1.9. Керногазонабірник КА-61:
 а – керногазонабірник; б – керноприймач; в – газозбірник

Технічна характеристика керногазонабірника КА–61

Довжина керногазонабірника, мм.....	2500
Зовнішній діаметр, мм.....	73
Зовнішній діаметр по виступаючим твердосплавним різцям, мм.....	75
Довжина керноприймача, мм.....	900
Діаметр вибурюючого керна, мм	40
Корисна ємність газозбірника, см ³	1100
Вага керногазонабірника, кг.....	45

Принцип дії. Керногазонабірник опускається в свердловину на звичайних бурильних трубах. Корпус керногазонабірника з внутрішніми деталями пов'язаний телескопічно, тому при спуску і підйомі він зміщується вниз щодо внутрішніх деталей, при цьому павук, пов'язаний з корпусом, прикриває знизу своїми пружинами керноформіруючу коронку.

При постановці снаряда на забій внутрішні деталі переміщуються вниз під дією ваги інструменту, штовхаючи керноформіруючу коронку. При цьому остання виходить вперед по відношенню до бурової коронки на величину що встановлюється перед спуском згідно міцності вугілля. При опусканні керноформіруюча коронка розсовує пружини павука, які розміщуються між коронками.

При спуску в свердловину керногазонабірника всі три клапана знаходяться у відкритому стані, тому промивна рідина, входячи через отвір в запобіжному ковпаку, витісняє повітря з керноприймача і газозбірника, який надходить далі по каналах в деталях 15, 8 і 4 в свердловину.

Верхній клапан газозбірника закривається в початку буріння. Керноприймач і газосборнік разом із зовнішнім штоком 15 і опорним штоком 14 під час буріння обертаються. Це відбувається завдяки упору приймальної коронки в забій. При обертанні ниппеля 17 шпилька 16, запресована в ниппель, натискає і повертає, віджимний гачок 19 по Г-образному пазу, який, потрапивши головкою в поздовжній паз, під дією пружини йде вгору, а клапан 23 щільно притискається до конусної виточки перехідника 21.

Промивна рідина надходить через верхній перехідник 1, поздовжнє отвір в штанзі 4, бічні отвори внутрішнього перехідника 8 в міжтрубний простір і далі йде в свердловину через отвори в коронці.

В процесі буріння керноформіруюча коронка вдавлюється без обертання в вугілля зусиллям подачі інструменту, а зовнішня коронка 40 обертається навколо керна формуючої коронки і розбурює вугілля. Обертові деталі відокремлюються від необертових кулькою 11.

У міру надходження вугільного керна промивна рідина з керноприймача витісняється в газозбірник через центральні отвори в перехідниках 21 і далі по трубці 28 потрапляє в міжтрубний простір.

Для того щоб перекрити керноприймач знизу, необхідно заглибитися в ґрунт пласта або міцний прошарок на 10-12 см.

У міру підйому інструменту виділяється з вугільного керна газ і надходить в газозбірник через центральні отвори в перехіднику. У газозбірнику газ збирається у верхній частині, а промивна рідина витісняється через трубку 28.

При підйомі інструменту необхідно закачувати промивну рідину до гирла свердловини.

Збірка і розбирання. Збірка керногазонабірника проводиться в наступному порядку. У перехідник 5 вводиться штанга 4 і проводиться набивка сальника 6, який притискається гайкою 7, при цьому штанга повинна вільно переміщатися в перехіднику, а гайка сальника 7 - загвинчена врівень з перехідником. На верхню частину штанги 4 нагвинчується перехідник 1 із запобіжним кожухом 2 і запобіжним патрубком 3, а на нижню частину - внутрішній перехідник 8, в який угвинчений обмежувач 9. Потім перехідник з'єднується патрубком 13, всередину якого вкладаються амортизатор 10 і підп'ятник 12.

Зовнішній шток 15 вводиться в ніпель 17, проводиться набивка сальника 18, який затягується гайкою 20. У нижню частину штока вводиться віджимний шток 22, а зовнішній шток 15 угвинчується в перехідник 21.

До нижньої частини перехідника 21 приєднується ковпак клапана 24, всередину якого вкладаються клапан 23 з пружиною 25, які закріплюються напрямним штоком 26. У зазначеній послідовності збираються всі три клапана.

У верхню і нижню частини труби 27 вставляються ущільнюючі кільця 29 і гумові кільця 32. У верхній кінець труби угвинчується перехідник 21 з клапаном і зовнішнім штоком 15, а в нижній - перехідник 21 з клапаном.

У приймальню трубу 36 вкладається касета 34. До нижнього кінця труби 36 з прокладкою 38. пригвинчуватися керноформіруюча коронка 37 із запобіжним ковпаком 41. У верхню частину труби 36 вставляються ущільнююче кільце 29, гумове кільце 32 і угвинчується перехідник 21 з клапаном.

В перехідник 21 керноприймача угвинчується з'єднувальний ніпель 31 зі стрижнем 30. На з'єднувальний ніпель, обмотаний сальниковим шнуром, нагвинчують до відмови керноприймач і газозбірник.

В отвір зовнішнього штока 15 вставляється шпилька розміром 8 x 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 керноприймач приєднуються за допомогою, ніпеля 17 до з'єднувального патрубка 13.

Зовнішня труба 35 нагвинчується на перехідник 5. При цьому необхідно утримувати від обертання внутрішні деталі, щоб віджимний гачок не вийшов із зачеплення і клапан не закрився. У нижню частину труби 35 вкладається павук 39 і прикручується бурова коронка 40.

При вертикальному положенні керногазонабірника після його підйому з свердловини зовнішня труба швидко відгвинчується разом з павуком і буровою коронкою. На керноформіруючу коронку з гумовою прокладкою нагвинчується герметизуючий стакан 43, а отвір сполученої трубки закривається гумовою

прокладкою 44 і затискається хомутом 45 і після цього керноприймач відділяється від газозбірника. Спочатку відгвинчують перехідники 21 керноприймача від з'єднувального ніпеля 31, при цьому розпирають стрижнем 30 клапани керноприймача і газозбірника закриваються.

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

Керноприймач і газозбірник в такому вигляді направляють в лабораторію для дегазації. Інші деталі допоміжного механізму й корпусу відгвинчують, миють і змащують. Якщо є змінні керноприймач і газозбірник, керногазонабірник збирають і готують до нового спуску в свердловину.

Після вилучення газу газозбірник розбирають, деталі його миють, просушують і змащують.

Після дегазації керноприймач розбирають, знімають герметизуючий стакан, відгвинчують перехідник 21 з верхнім клапаном, відгвинчують керноформіруючу коронку. Касету з вугіллям виштовхують через верхній кінець труби дерев'яним штоком. Вугільний kern описують, зважують і відправляють на технічний аналіз.

Перевірка керногазонабірника і відбір проб. У майстерні керноприймач і газозбірник перевіряють на герметичність спочатку маслом до тиску 40 ат, потім повітрям до тиску 8 ат.

Для цього снаряд затискають в тиски горизонтально і натискають на керноформіруючу коронку до відмови. Керноформіруюча коронка повинна випереджати різці бурової коронки на 3 - 4 мм при малій міцності вугілля. У міцних вуглях величина виступу керноформіруючої коронки може бути менше. Якщо величина виступу більше або менше нормальної, керногазонабірник розбирають і шайби підкладають під головку обмежувача.

Перед спуском снаряда перевіряють стан верхнього клапана, який повинен бути відкритим. Для перевірки стану клапана керногазонабірник ставлять вертикально вгору коронками і в приймальну частину наливають воду, яка повинна витікати з отвору в штанзі 4.

Спуск керногазонабірника в свердловину проводиться зі звичайною швидкістю спуску бурового інструменту. Місця затримок інструменту в свердловині проходять з промиванням і обертанням. Перед постановкою керногазонабірника на забій включається промивка і подальший спуск виробляється повільно з обертанням.

Буріння по вугіллю проводиться в звичайному порядку з тиском на забій 900-1100 кг, при цьому швидкість проходки становить 1,5 - 2 см / хв. При збільшенні швидкості проходки тиск на забій знижується. Верхня частина вугільного пласта потужністю більше 0,6 м перебурюється звичайною подвійною колонковою трубою системи Алексєнко, нижня - керногазонабірником КА-61 з таким розрахунком, щоб останнім був перебур

приблизно 0,4 м вугілля. Пласти меншої потужності перебудуються повністю кернагазонабірником КА-61. Для герметизації кернаприймача знизу необхідно заглибитися на 10-12 см в ґрунт пласта.

Підйом кернагазонабірника проводиться зі звичайною швидкістю підйому бурового інструменту, при цьому в свердловину необхідно закачати розчин.

Дегазація кернаприймача і газозбірників проводиться в лабораторії відповідно до загальних правил.

Розрахунок вмісту газу в пробі, відібраної кернагазонабірником, проводиться таким чином.

Обсяги газів, витягнутих з газонабірника і кернаприймача, приводяться до нормальних умов (760 мм рт. ст. і 0° С)

$$V_o = V_k, \text{ см}^3, \quad (1.12)$$

де V – обсяг видобутого газу, см^3 ; k – коефіцієнт перерахунку для приведення газу до нормальних умов.

Визначаються обсяги компонентів, наведених до нормальних умов і даними газового аналізу

$$V_k^o = \frac{V_o a_k}{100}, \text{ см}^3, \quad (1.13)$$

де a_k – зміст компонента, %.

Визначаються загальні обсяги кожного компонента (в разі поетапної дегазації проби з роздільним аналізом газів)

$$V_{k_{\Sigma}}^o = \sum V_k^o, \text{ см}^3, \quad (1.14)$$

Розраховується газовміст відповідного компонента на 1 г проби

$$\Gamma = \frac{\sum V_k^o}{P}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (1.15)$$

де P – вага проби, г.

Розраховується газовміст кожного компонента на 1 г горючої маси проби

$$\Gamma_{Г.М.} = \frac{\sum V_k^o}{P_{Г.М.}}, \text{ см}^3/\text{г}, \quad (1.16)$$

де $P_{Г.М.}$ – горюча маса проби, що визначається за формулою

$$P_{Г.М.} = P \frac{100 - (A^a + W^a)}{100}, \text{ г}, \quad (1.17)$$

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

2.3. Методи непрямого визначення природної газонасності

Природна газонасність вугільних пластів розраховується за формулами ІГД ім. А.А. Скочинського або МакНІІ.

Формула ІГД ім. А.А. Скочинського

$$G = \frac{65,5m(100 - A - W)}{100\left(\frac{a}{P} + b\right)V_r^{0,146}e^n(1 + 0,31W)} + \frac{PIRT_0e^{-\alpha\sigma}}{T\varepsilon P_1}, m^3 / m, \quad (1.18)$$

де 65,5 – умовна максимальна сорбційна метаноемність вугілля при $V_r = 1\%$; $W = 0\%$; $t = T_0$ і $b = 1 m^3/m$; m – безрозмірний поправочний коефіцієнт на жорсткість скелета вугілля, який для вугілля марки Г, Ж і К до тисків 60 ат змінюється від 1,0 до 0,9, для вугілля марки А, Т і ОС – він близький 1; A і W – природна зольність і вологість вугілля, %; a і b – константи, які визначаються за таблицями або за такими формулами:

$$a = 2,4 + 0,21V_r; \quad (1.19)$$

$$b = 1,0 - 0,004 V_r; \quad (1.20)$$

P – тиск метану у вугільних пластах, що розраховується за формулою

$$P = 0,1(H - H_0); \quad (1.21)$$

H – глибина, на якій визначається метаноемність вугілля, м; H_0 – глибина зони газового вивітрювання, м; V_r – вихід летючих речовин на горючу масу, %; e – основа натуральних логарифмів; n – температурний фактор, який визначається за таблицями або за формулою

$$n = \frac{0,02t}{0,993 + 0,007 P}; \quad (1.22)$$

P – пористість вугілля, m^3/m ; α – емпіричний коефіцієнт компресії; σ – нормальна напружка, що дорівнює різниці геостатичного тиску і тиску газу в шарі; ε – коефіцієнт стисливості метану при температурі і тиску газу в шарі; $T_0 = 273^\circ$; T – абсолютна температура пласта, град; $P_0 = 1 \text{ ат}$.

Формула МакНІІ має вигляд:

$$G = \left\{ \frac{3}{\lg V_r} + \frac{H - H_0}{[0,02(H - H_0) + 0,0015 V_r^{2,7} + 2,5] \times \left[1 + \frac{11000 \alpha}{(H - H_0)\alpha + 5 \cdot 10^4} \right]} K \right\} \times \frac{100 - A - W}{100}, m^3 / m \quad (1.23)$$

де G – шукана метаносність вугільного пласта на досліджуваній глибині, m^3/m ; H – відстань від поверхні до горизонту, для якого визначається метаносність вугільного пласта, м; H_0 – глибина поверхні зони метанових газів, м; V_T – вихід летючих речовин на одиницю горючої маси вугілля, %; α – середній кут падіння пласта в інтервалі від кордону зони метанових газів до досліджуваної глибини, град; K – температурний коефіцієнт, що відображає відмінність температурного режиму в різних басейнах і визначається за формулою

$$K = \frac{1,15 + 0,0007 H}{1 + 0,02 t}; \quad (1.24)$$

t – температура порід на глибині H , град.

Фактична метаноемкість вугілля може значно відрізнятись від розрахункової в зв'язку з тим, що вугільні пласти мають вельми складну будову.

Закономірність зміни газового тиску в вугільних пластах вивчена недостатньо повно. Тому застосування цього методу можливо тільки за рішенням експертної комісії для орієнтовних розрахунків при відсутності можливості визначення природного газоносності вугільних пластів іншими методами.

2.4. Комплексний метод МГРИ

Цей метод заснований на використанні безперервного газового каротажу вихідної зі свердловини промивної рідини.

Газовим каротажем по свердловині в розрізі порід виявляються газовиділяючі інтервали (вугільні пласти і газовмісні породи). За обсягом газу, винесеного буровим розчином з інтервалу газовмісних порід, визначають кількість газу, що виділився з 1 м перебудованої породи.

Визначивши обсяг газу, винесеного буровим розчином з інтервалу вугільного пласта, і залишкову газоносність вугільного керна і шламу, за рівнянням газового балансу знаходять природну газоносність вугільного пласта.

Комплексний метод МГРИ є єдиним методом виявлення газоносних горизонтів у породах вугленосної товщі відкладеннях, що їх перекривають.

Для підвищення повноти вивчення газоносності порід, що вміщують комплексним методом МГРИ слід ширше використовувати дані стандартного вугільного каротажу, бічногокаротажу зондування, Кавернометрії і лабораторних визначень деяких фізичних властивостей гірських порід.

При перетині свердловиною вугільного пласта обсяг газу, що виноситься промивною рідиною на поверхню, складається з обсягу газу, що виділяється з вугільного керна і шламу, який дорівнює сумі різниць між природною газоносністю G і залишковим змістом газу в керні a і шлам b на поверхні; обсягу газу, що надходить з частини пласта, що прилягає до стінок свердловини $Q_{ст}$; обсягу газу, що вноситься в свердловину промивною рідиною $Q_{вх}$ обсягу газу,

що виділяється з порід, що вміщують $Q_{\text{пор}}$, і обсягу газу, що виділяється з шламу, раніше перебування вугільних пластів $Q_{\text{пл}}$

$$Q_{\text{об}} = (\Gamma - a) g_K + (\Gamma - b) g_{\text{шл}} + Q_{\text{ст}} + Q_{\text{вх}} + Q_{\text{пор}} + Q_{\text{шл}}, \text{ дм}^3, (1.25)$$

де g_K і $g_{\text{шл}}$ – відповідно вага керна і вага шламу, кг.

Практичні роботи показали, що величина $Q_{\text{ст}}$ незначна і знаходиться в допустимих межах, тому нею можна знехтувати.

$Q_{\text{вх}} + Q_{\text{пор}} + Q_{\text{шл}}$ складають фонові свідчення, тому ця сума позначається $Q_{\text{ф}}$.

Звідси природна газонасиченість вугільного пласта визначається за такою формулою:

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{об}} + g_K \cdot a + g_{\text{шл}} \cdot b - Q_{\text{ф}}}{g_K + g_{\text{шл}}}, \text{ дм}^3 / \text{кг}. (1.26)$$

При перетині свердловиною газонасичених порід обсяг газу, що виноситься промивною рідиною, складається з обсягу газу, що виділяється з породного керна і шламу, обсягу газу, що надходить в свердловину з пересічених порід, і фонових свідчень.

З огляду на те що основний обсяг газу в породах міститься у вільному стані в порах і тріщинах, залишковий газовміст керна і шламу дуже малий, тому обсяг газу, що виділився з 1 л перебуваної породи,

$$V_{\text{пор}} = \frac{Q_{\text{об}} - Q_{\text{ф}}}{m}, \text{ дм}^3/\text{л}, (1.27)$$

де m – потужність газонасиченого інтервалу порід.

Для уточнення положення газонасичених горизонтів і їх потужностей слід використовувати дані, одержувані стандартним вугільним каротажем і іншими промислово-геофізичними методами (бічним зондуванням, кавернометрією, нафтовим каротажем і ін.)» А також слід проводити лабораторне дослідження кернів цих порід для встановлення їх колекторських властивостей.

Таким чином, для визначення газонасиченості вугільних пластів і газонасиченості вміщуючих порід в процесі розвідувального буріння комплексним методом МГРИ потрібно:

– проведення безперервного газового каротажу вихідного бурового розчину, відбір зразків вугільного і породного керна і шламу з газовиділяючих інтервалів в герметичні судини;

– дегазація відібраних зразків та аналіз витягнутого газу; проведення додаткових спостережень (визначення продуктивності насоса і обсягу бурового розчину, що виходить в 1 хв; часу відставання бурового розчину; хронометражу буріння вугільного пласта і ін.);

– використання даних стандартного вугільного та інших видів каротажу; проведення розрахункових робіт.

Проведення безперервного газового каротажу. Газокаротажну апаратуру встановлюють біля бурової вишки на весь період буріння свердловини. Для проведення безперервного газового каротажу використовують спеціальні напівавтоматичні та автоматичні газокаротажні станції ГКС-3, АГКС-5 та ін.

Установка газокаротажної апаратури безперервної дії полягає в підключенні електроживлення, приєднання газовідвідної трубки, розташованої на дегазатор, до газокаротажної апаратури, перевірці правильності роботи газоаналізатора (згідно зі спеціальною інструкцією) і закріпленні дегазатора в жолобі.

У зв'язку з тим що газокаротажний дегазатор не може бути розташований біля самого гирла свердловини, для зменшення втрат газу з вихідного бурового розчину на верхню частину обсадної труби насаджується труба з боковим відводом, на який надівається гумовий гофрований шланг діаметром 50- 60 мм, що відводить буровий розчин до дегазатора, що встановлюється не далі ніж на відстані 0,5 м від кінця шланга. Дегазатор повинен бути поплавкового або шнекового типу з газовідводом у верхній частині. Необхідно стежити, щоб під дегазатором не накопичувався шлам і зберігався постійний рівень рідини.

Газ, що виділяється з бурового розчину, разом з повітрям засмоктується через вхідний отвір дегазатор і надходить через ротаметр на газоаналізатор і далі в вакуумний насос, через вихідний отвір якого викидається в атмосферу.

Газоаналізатор працює за принципом містка Уїтсон, два плеча якого виконані з платинових ниток, вмонтованих в герметичні камери. Одна камера заповнена повітрям, а через іншу проходить газоповітряна суміш і дегазатор. При наявності горючих газів останні згоряють на розпеченій платиновій нитці, при цьому температура нитки підвищується, змінюється її опір і порушується компенсація містка. Електровимірювальний прилад, включений в двигун містка, дає свідчення, що збільшуються зі зростанням концентрації горючих газів.

Перевірка справності газоаналізатора здійснюється пропусканням штучно виготовлених газових сумішей з певним вмістом метану, а також шляхом відбору проб газопідвідної лінії і аналізу їх в лабораторії.

Дебіт виходу бурового розчину визначається по витратоміру або за часом заповнення судини певного обсягу кожні 30 хв під час підвищених показань газоаналізатора.

Співвідношення між показаннями газоаналізатора і вмістом метану в буровому розчині залежить від властивостей бурового розчину (в'язкості і питомої ваги) і температури. Тому необхідно систематично, не рідше одного разу в зміну, і при всіх змінах в консистенції розчину визначати питому вагу, в'язкість і температуру розчину.

Відбір проб. З піднятого на поверхню вугільного керна на кожен пробурених метр відбирають одну пробу, з вугільного пласта - не менше двох. Проби поміщають в герметичні судини із зазначенням часу від кінця підйому до початка герметизації.

Шлам вугілля відбирається з шламового труби або з капронової мішка, через який пропускається буровий розчин і поміщається в герметичний посудину.

Доцільно відбирати зразки порід в герметичні судини з інтервалів порід з підвищеними показаннями газоаналізатора, а також з пористих порід для визначення їх залишкового газозмісту і оцінки кількості газу, що надходить з порід в буровий розчин.

Проба виходить із свердловини бурового розчину відбирається у самого гирла свердловини не менше одного разу на зміну при незмінних свідченнях газоаналізатора, а при змінюючих показниках - не менше трьох - п'яти проб у зміну для встановлення взаємозв'язку показань газокаротажної апаратури безперервного дії з фактичним вмістом метану в буровому розчині. На етикетках до відібраних проб, крім даних про свердловини і глибині, слід вказувати час відбору проби, показання газоаналізатора і номери робочих філаментів.

Проби вхідного розчину слід відбирати в гумові грілки, забезпечені пробками з газовідвідними патрубками, що закриваються гумовими трубками з зажимами або заглушками. При відсутності можливості швидкої дегазації проби бурового розчину слід відбирати в попередньо вакуумовані склянки Боброва. Проби вихідного бурового розчину відбираються з патрубка насоса для скидання рідини з метою перевірки забрудненості розчину, що закачується в свердловину. При визначенні газонасності вугільних пластів відбирають 2-3 проби в зміну, при каротуванні порід - 5-10 проб на тиждень. Ці проби рекомендується відбирати в такі ж судини, в які відбирають проби вихідного бурового розчину.

Дегазація відібраних проб проводиться на дегазаційній установці.

Залишкова газонасність вугільного керна або шламу розраховується в такій послідовності:

- визначають обсяги компонентів газу за обсягом газу, наведеним до нормальних умов, і результатами газового аналізу;
- визначають залишкову газонасність керна або шламу, по вазі вугільного керна або шламу і обсягами компонентів таза;
- визначають вагу горючої маси проби і розраховують залишкову газонасність на горючу масу з технічного аналізу.

Розрахунок залишкового газу змісту порід проводиться аналогічно, але без визначення газу змісту на горючу масу. Газу змісту проб промивної рідини розраховується наступним чином:

- визначаються обсяги компонентів газу за обсягом газу, наведеним до нормальних умов, і результатами газового аналізу;
- визначається газу зміст окремих компонентів газу в одиниці об'єму рідини за обсягом промивної рідини, взятої для аналізу.

Після дегазації проби бурового розчину проводиться її флотація для визначення ваги вугільного шламу, який потрапив в цей обсяг рідини.

Додаткові визначення. При газовому каротажі свердловини ведеться хронометраж всіх операцій. Записи виробляються в польовому журналі.

Після установки дегазатора визначається час проходження газу від гирла свердловини до газоаналізатора. Для цього під дегазатор вносяться летючі горючі рідини і відраховується час з моменту їх внесення до появи підвищених показань газоаналізатора. Цей термін враховується при відборі проби виходить бурового розчину.

Розрахунок тривалості руху бурового розчину від забою до поверхні (відставання бурового розчину) здійснюється за формулою

$$t_{\text{в}} = 0,000785 \left(\frac{d_{\text{св}}^2 - d_{\text{ш}}^2}{V_{\text{роз}}} \right) H, \text{ хв}, \quad (1.28)$$

де $t_{\text{в}}$ – час відставання бурового розчину, хв; $d_{\text{св}}$ – діаметр свердловини, мм; $d_{\text{ш}}$ – зовнішній діаметр штанг, мм; $V_{\text{роз}}$ – дебіт вихідного бурового розчину, $\text{дм}^3/\text{хв}$; H – глибина свердловини, м.

Більш точно відставання бурового розчину можна визначати експериментально за допомогою засипки в свердловину дрібно нарізаного целофану, вівса або кульок з фольги, заливка сильного електроліту або флюорісцина.

У першому випадку визначають час появи в гирлі свердловини перших частинок целофану, вівса або кульок з фольги, в другому - за допомогою спеціального приладу спостерігають електропровідність вихідного бурового розчину і відзначають момент підвищення показань, в третьому випадку - встановлюють початок люмінесценції вихідного розчину за допомогою люмінесцентної лампи.

В цьому випадку час відставання бурового розчину визначають за формулою

$$t_{\text{в}} = t' - t_{\text{вн}}, \text{ хв}, \quad (1.29)$$

де t' – час одноразової циркуляції бурового розчину по свердловині, яке визначається експериментально, хв; $t_{\text{вн}}$ – час руху бурового розчину по внутрішнім трубам від поверхні до забою, що визначається за формулою

$$t_{\text{вн}} = 0,000785 \left(\frac{d_{\text{в.ш}}^2 H}{V_{\text{нас}}} \right) H, \text{ хв}, \quad (1.30)$$

де $d_{\text{в.ш}}$ – внутрішній діаметр штанг, мм; H – глибина свердловини, м; $V_{\text{нас}}$ – фактична продуктивність насоса, $\text{дм}^3/\text{хв}$.

Час відставання бурового розчину при змінній продуктивності насоса визначається за формулою

$$t'_{\text{в}} = t_1 + t_2 \frac{V'_{\text{нас}}}{V''_{\text{нас}}} + t_{\text{в}}, \text{ хв}, \quad (1.31)$$

де t_1 – час руху розчину по свердловині від забою при первинній продуктивності насоса, хв; t_2 – час руху розчину по свердловині при зміненій продуктивності насоса, хв; $V'_{нас}$ і $V''_{нас}$ – первісна і змінена продуктивність насоса, $\text{дм}^3/\text{хв}$; $t_{ост}$ – час зупинки насоса, хв.

Обробка отриманих даних. При кожній зміні параметрів бурового розчину встановлюють залежність між показаннями газоаналізатора і газо змісту вихідного бурового розчину і будують графіки або складають таблиці.

Обсяг газу, винесеного з свердловини за період рівнозначних показань газоаналізатора, розраховують за формулою

$$Q_t = \frac{V_{роз} tc}{1000}, \text{дм}^3, \quad (1.32)$$

де $V_{роз}$ – дебіт вихідного бурового розчину за період рівнозначних показань газоаналізатора, $\text{дм}^3/\text{хв}$; t – час рівнозначних показань газоаналізатора, хв; c – газовміст вихідного розчину, $\text{см}^3/\text{дм}^3$.

Загальний обсяг метану, що виділився в буровий розчин, визначають підсумовуванням

$$Q_{заг} = \sum Q_t = \frac{\sum V_{роз} tc}{1000}, \text{дм}^3 \quad (1.33)$$

Вага кернів, піднятих усіма застосовуваними при бурінні з даного вугільного пласту буровими інструментами, розраховується за формулою

$$g_K = 0,000785 \sum d_K^2 l_K \gamma, \text{кг}, \quad (1.34)$$

де g_K – діаметри кернів, піднятих різними інструментами, мм; l_K – довжина керна відповідного діаметру, м; γ – об'ємна вага вугілля, $\text{г}/\text{см}^3$.

Вагу шламу визначають за формулою

$$g_{шл} = 0,000785 d_{свр}^2 h \gamma - g_K, \text{кг}, \quad (1.35)$$

де $d_{свр}$ – діаметр свердловини, м; h – потужність вугільного пласта, м.

При наявності даних кавернометрії їх слід використовувати для уточнення діаметра свердловини; при крихкому вугіллі до діаметру свердловини необхідно додавати 10% для обліку висипання вугілля.

Розрахунок газоносності вугільних пластів ведеться в залежності від природних властивостей пласта, геологічних умов його залягання і техніки буріння.

В ідеальному випадку, якщо в покрівлі та ґрунті пласта залягають монолітні погано газопроникні породи, а вугільний пласт характеризується підвищеною газовіддачею, то при його пробурюванні відзначаються підвищені

свідчення газу, що перевищують фонові в десятки разів. Вугільний пласт на діаграмі виражається чітким піком (рис. 1.10, а). Всі підвищені свідчення газоаналізатора відносяться до вугільного пласту і розрахунок газоносності здійснюється за формулою (1.26).

При незначній газовіддачі вугілля пік на діаграмі, відповідний вугільному пласту, практично відсутній (рис. 1.10, б). Природна газоносність пласта приймається рівною залишкової газоносності.

Якщо вугільні пласти розділені породним прослоєм незначної потужності, то межа між ними на діаграмі, як правило, не простежується. На діаграмі має місце один загальний пік (рис. 1.10, в). Газоносність в цьому випадку розраховується так само, як і для одного пласта, з урахуванням метану, що припадає на породний прошарок.

При «пропуску» вугільного пласта стовпчик керна вугілля, як правило, повністю руйнується. Руйнування керна вугілля відбувається як в процесі буріння, так і при стиранні його кернів порід ґрунту і покрівлі безпосередньо в колонковій трубі. Тому метан, що виділяється з руйнованого керна вугілля, буде надходити в буровий розчин одночасно з метаном, що виділяється з розбуюючої породи. За рахунок цього пік на діаграмі буде ширше і зміщений вниз (рис. 1.10, г). Розрахунок газоносності здійснюється за формулою

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{заг}} + g_{\text{шт}}^b - Q_{\text{ф}}}{g_{\text{шт}}}, \text{ дм}^3 / \text{кг}, \quad (1.36)$$

При наявності в покрівлі або підшві пласта пористих чи тріщинуватих порід частина метану з вугільного пласта проникає в пори і тріщини породи, в результаті чого відбувається перерозподіл газу в пласті і породах, що вміщують. Розтин таких зон супроводжується інтенсивним газовиділенням, який дорівнює або перевищує газовиділенням при бурінні вугілля. В цьому випадку необхідно «відбити» кордон показань виділень газу з вугілля і породи про те, щоб дати кількісну характеристику газоносності порід покрівлі і ґрунту. На діаграмі пік відповідно зміщується щодо пласта (рис. 1.10, д, е, ж).

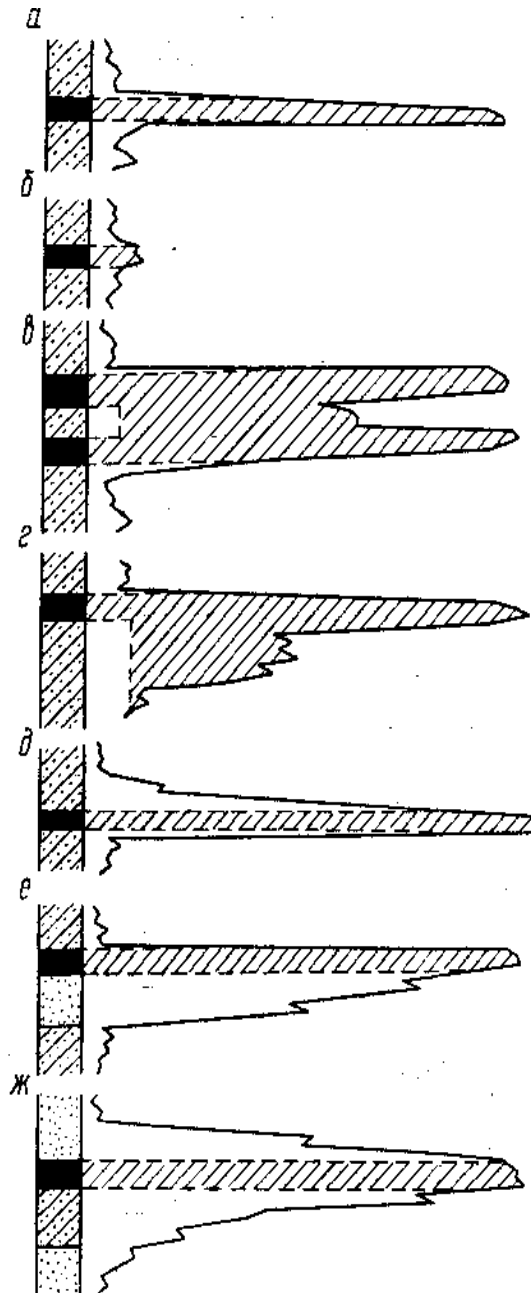
Розрахунок газоносності вугільних пластів в цих випадках проводиться за формулою (1.26) без урахування газовиділення з покрівлі і ґрунту пласта.

Якщо газоносна порода залягає в ґрунті пласта, то після пробурювання вугілля доцільно здійснювати промивку свердловини без поглиблення останньої з метою видалення зі свердловини вугільного шламу до зниження показань газоаналізатора до фонових. Всі свідчення за період буріння по вугіллю і промивання відносяться до вугільного пласту.

При тривалих підвищених показаннях газу при бурінні порід може виникнути загроза, що виділення газу відбувається з одного раніше пройденого горизонту.

Вплив пройденого газоносного горизонту на наступні показання газоаналізатора можна виявити при промиванні свердловини без поглиблення останньої.

Швидке зниження показань газоаналізатора свідчить про відсутність газовиділень з пройденого горизонту.



Мал. 1.10. Схеми газокаротажних діаграм

Підвищені показники газу, які проявляються тривалий час в процесі промивки свердловини без її поглиблення, вказують на тривале газовиділення з пройденого горизонту. В цьому випадку газовиділення вишележачого горизонту приймають за фон і враховують показання, що перетворюють цей умовний фон, до тих пір, поки вони не зменшаться до сьогодення.

Для встановлення величини фонових свідчень перед пробурюванням основних вугільних пластів необхідно проводити прокачку бурового розчину без буріння.

При перетині інтервалу газоносних порід обсяг газу, що виділився з 1 м пробуреної породи, розраховується за формулою (1.27).

До *недоліків* цього методу відносяться: низька продуктивність праці і відносно висока вартість робіт; труднощі обліку різних геологічних факторів, вплив яких непостійно і як наслідок умовність розрахунку окремих величин; неможливість застосування методу при поглинанні промивної рідини більше 40 – 50 %.

2.5 Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах

Комплекс геофізичних досліджень у свердловинах (ГДС) дозволяє вирішити наступні геологічні завдання [1]:

- оцінити угленасищеність розрізу;
- визначити колекторські властивості гірських порід;
- прогнозувати розривні порушення і зони тріщинуватості;
- виявити локальні газові скупчення;
- оцінити газонасиченість та ін.

Сутність ГДС полягає у вимірюванні вздовж стовбура свердловини *фізичних властивостей гірських порід*, а також *фізичних полей* (природних або штучно створюваних в свердловинах). Фізичні властивості гірських порід тісно пов'язані з їх складом, будовою і характером насичення. За вимірами ГДС отримують відомості про тип, склад і насиченості порід, що складають стінки свердловини. Результати геофізичних досліджень зображуються у вигляді діаграм, які відображають зміну параметрів гірських порід по глибині свердловини. Для визначення останніх застосовують ряд методів ГДС:

- *основні* (електричний, радіоактивний, акустичний);
- *додаткові* (термометрія, резистивіметрія, кавернометрія, інклінометрія, перфорація обсадних труб, кут падіння гірських порід та ін.).

Перелік методів застосовуваних в газонафтової геології наведено в табл. 1.2. Нижче наведена їх коротка характеристика.

Електричний каротаж вимірює два основних параметри гірських порід: потенціал мимовільної поляризації (ПС) і удаваного питомого опору гірських порід (КС).

Діаграми ПС застосовують для розчленування розрізів свердловин і виділення колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки глинистості порід і визначення колекторських властивостей продуктивних горизонтів.

Розрізняють такі методи каротажу опору (КС):

- каротаж звичайними трьохелектродними зондами;
- Бічне каротажне зондування набором звичайних зондів;
- бічний каротаж;
- мікрокаротаж;
- індукційний каротаж.

Таблиця 1.2

Комплекс геофізичних досліджень

Види досліджень	Масштаб запису	Інтервал досліджень, м	Примітка
1. Обов'язковий комплекс геофізичних досліджень			
Стандартний каротаж	1:200	0-2300	Інтервал досліджень не більше ніж 300 м
Кавернометрія і профілометрія	1:200	0-2300	
РК (ГК-НГК)	1:200	580-2300	Інтервал досліджень не більше ніж 100 м
Інклінометрія	1:200		
БКЗ	1:200		
БК	1:200		
БМК	1:200		
ІК	1:200		
АК	1:200		
РК (ГК+НГК)	1:200		
Термометрія	1:200		
Деталізація вугільних пластів і колекторів	1:50		У продуктивній товщі розрізу через 30 м після цементування експлуатаційної колони
2. Комплекс геофізичних досліджень для визначення технічного стану свердловин			
ГК, локатор муфт	1:200	580-2300	Для прив'язки інтервалу перфорації і контролю її фактичної глибини
АКЦ	1:200		Для вивчення якості цементування колони і забезпечення надійної ізоляції об'єктів.
Термометрія витратометрія ГК, ІННК	1:200		Для виявлення та оцінки робочих пластів і інтервалів перетікання пластових флюїдів за колоною
3. Комплекс додаткових геофізичних досліджень			
Повторні вимірювання: у необсаженому стовбурі свердловини	1:200	580-2300	Комплекс досліджень проводиться в перспективних інтервалах.
а) БК б) кавернометрія в) ПС в обсадженому стовбурі свердловини	1:200		
а) ГК б) НГК в) ІННК			

Вимірювання звичайними трьохелектродними зондами дають наближені уявлення про справжню величину питомих електричних опорів гірських порід.

Бічне каротажне зондування (БКЗ) більш точно відображає результати вимірювань удаваного питомого опору і полягає в дослідженні геологічного розрізу свердловини набором зондів різного розміру. Результати обробки матеріалів БКЗ зображують у вигляді кривих зондування, на яких інтервали тріщинних колекторів відзначають двошаровими кривими. Останні порівнюють з розрахунковими і визначають питомий опір пласта, а також глибину проникнення фільтрату промивної рідини.

Метод бічного каротажу (БК) найбільш ефективний при вивченні пластів високого опору і при високомініралізованої промивної рідини.

Мікрокаротаж (МК) проводиться зондами відповідного розміру і вимірює удаване опір частини пласта, прилеглої до стінки свердловини. Малі радіуси дослідження цих зондів і їх невелика глибинність дозволяють досліджувати пріскважінную зону пласта.

Індукційний каротаж (ІК) застосовується в свердловинах, буріння яких ведеться з промиванням розчинами на водній і нафтовій основі, а також з продуванням повітрям або газом. Його застосування обмежене при солоної промивної рідини і високому питомому опорі гірських порід.

Радіоактивний каротаж (РК) досліджує радіоактивні властивості гірських порід. Висока проникаюча здатність радіоактивного гамма-випромінювання дає можливість застосовувати цей метод в свердловинах без і з обсадною колоною труб.

Гамма-каротаж (ГК) реєструє інтенсивність природного радіоактивного гамма-випромінювання порід в свердловині. Криві ГК дозволяють виділити в розрізі чисті глини, пісковики, вапняки, породи з різною глинистістю, а також інтервали залягання різних солей, уранових і торієвих руд та інших мінералів, що володіють підвищеною радіоактивністю.

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) досліджує інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання, яке виникає при опроміненні гірських порід джерелом гамма-квантів. Вимірюється щільність гірських порід і метод носить назву гамма-гамма-каротаж (ГГКП).

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) досліджує явища взаємодії потоку нейтронів з ядрами атомів гірської породи – вимірюється величина інтенсивності гамма-випромінювання, що виникло в результаті радіаційного захоплення нейтронів ядрами гірської породи.

Застосовують кілька видів НГК:

- *нейтронний каротаж* за тепловими нейтронами (НКТ), більш чутливий до вмісту в гірських породах хлору;

- *нейтронний каротаж* за надтеповими нейтронами (НКн) - дозволяє розділяти водо - і газонасичені пласти і визначати їх пористість;

- *імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК) і імпульсний нейтронний каротаж (ІННК)* – проводяться в свердловинах за допомогою генератора нейтронів періодичної дії, що збільшує глибинність досліджень, підвищує руйнівну здатність методів безпечно для здоров'я обслуговуючого персоналу.

Акустичний каротаж (АК) дозволяє літологічно розділити розріз; виділити зони тріщинуватості і кавернозності в карбонатних відкладеннях; виділити колектори і визначити їх пористість; визначити швидкості поширення пружних хвиль для інтерпретацій даних сейсморозв'язки; контролювати висоту підйому і якість посиленого кільця в затрубному просторі свердловини.

Термометрія дає можливість виміряти температуру вздовж осі свердловини, що необхідно для визначення висоти підйому цементного розчину в затрубному просторі свердловини, а також місць припливу вод в свердловину і температури гірських порід.

2.6. Газовий каротаж

Газовий каротаж-метод виявлення газонасичених порід у розрізі вугленосних відкладень та оцінки газоносності вуглевмісних порід шляхом безперервного визначення вмісту вуглеводневих газів у буровому розчині, вимірювання залишкової газоносності порід по керну, фоновій та залишкової газонасиченості бурового розчину [1].

Для проведення газового каротажу використовують автоматичні газокаротажні станції АГКС-4АЦ та інші, змонтовані на автомобілях або автомобільних причепах. Основними елементами станцій є трубчастий дегазатор безперервної дії, датчик глибин, витратомір, пробовідбірник бурового розчину, рівнемір, глибиномір, газоаналізатор, панель реєстрації параметрів та ін. 1.11.

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

У процесі польових робіт, що виконуються одночасно з бурінням свердловин, здійснюються такі основні операції:

- Вимірювання і автоматична реєстрація із записом на стрічку показань сумарного вмісту вуглецевих газів; реєстрація витрати бурового розчину, тривалості проходки 1 м свердловини, коефіцієнта розведення в масштабі істинних глибин;

- безперервне вимірювання 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).

В ході польових газокаротажних робіт на каротажній діаграмі відзначають додаткові відомості про перерви в бурінні і циркуляції промивної рідини, зміні долота і його розмірах, про вихід керна і т. д.

При виробництві газового каротажу з метою кількісної оцінки газонасиченості порід повинні виконуватися наступні умови:

- установка відповідного патрубку для монтажу трубчастого дегазатора; відповідність бурового розчину нормативним вимогам і своєчасна заміна дегазаційного розчину;

- прокачування бурового розчину до повного виходу газонасиченого розчину з вибою свердловини при завершенні перебудування газонасичених інтервалів та ін.;

- прокачування бурового розчину, збагаченого природним газом, після перетину газовиділяючих інтервалів до повного виходу його на поверхню.

Матеріали, необхідні для інтерпретації результатів газового каротажу на стадії камеральних робіт, включають літологічну колонку, складену поданим бурінням і геофізичного дослідження свердловин, діаграму газового каротажу, дані про вміст газу у вхідному і вихідному буровому розчині, отримані в процесі термовакуумної дегазації проб, криві, отримані при випробуванні пластів із застосуванням кії-65, кавернограму, результати визначення колекторських властивостей порід, вмісту в них розсіяного органічної речовини і залишкової газонасиченості.

На підставі високих газопоказань по діаграмах газового каротажу проводиться виділення інтервалів підвищеної газонасиченості порід в розрізі свердловини.

Кількісна оцінка газонасиченості вуглевмісних 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 газонасиченість розраховують за формулою:

$$X_n = Q_{об} / V_n + q_k \quad (1.37)$$

де V_n – обсяги порід, вибурених в даному інтервалі, м³; $Q_{об}$ – загальна кількість газу, що надійшла в буровий розчин при перетині інтервалу, м³:

$$Q_{об} = \frac{(q - q_{\phi})tV_n}{1000}, \quad (1.38)$$

де q та q_{ϕ} – газонасиченість відповідно виходить і вхідного бурового розчину, см³/л; t – час, протягом якого перебудувався даний інтервал, хв; V_n – продуктивність бурового насоса л/хв; q_k – залишкова газонасиченість керна, м³/м³.

Результати газокаротажних досліджень наводяться у висновку про вивчення газоносності у вигляді текстової частини, що містить відомості про методику проведення робіт, якість проведених досліджень, наявність і геологічну природу газовиділяючих інтервалів в розрізі свердловини, значеннях газоносності різних логотипів порід. Текст супроводжується копіями газокаротажних діаграм і таблицями значень газоносності порід.

У зв'язку з тим, що при певних умовах значення газоносності порід, розраховані по газовому каротажу, можуть виявитися завищеними, рекомендується проводити перевірочний розрахунок максимально можливого (граничного) вмісту X_{Π} вільного і сорбованого газу за такою формулою:

$$X_{\Pi} = \frac{(\Pi_0 f P)}{Zd} + \frac{C_0 X_y}{100}, \quad (1.39)$$

де Π_0 – відкрита пористість, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{ин}}}$ – температурна поправка для приведення обсягу газу до нормальних умов; P – газове давление принятое равным гидростатическому; Z – коефіцієнт стисливості газу; d – щільність порід, $\text{т}/\text{м}^3$; C_0 – вміст в породах розсіяного органічної речовини, %; X_y – природна газоносність найближчого пласта, $\text{м}^3/\text{т}$

У разі, якщо питома газоносність порід (в $\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$), оцінена по газовому каротажу, перевищує граничну, результати цієї оцінки вважаються недостовірними

2.7. Вивчення газовиділень зі свердловин

При виявленні виділень газу з свердловин (найчастіше це відбувається при самоізливе підземних вод) необхідно відібрати пробу цього газу для визначення його складу. Залежно від дебіту води і газу відбір проби проводиться наступним чином.

При дуже великому дебіті води, коли неможливо утримати воронку в свердловині для відбору газу можна скористатися широкогільним скляною посудиною, закритим гумовою пробкою, через яку пропущені два металевих патрубків: один до дна судини, інший короткий, що проходить тільки через пробку. Гвинтовим затискачем пробка розширюється в шийці судини. Ретельно вимитий посудину заповнюється водою. До короткого патрубка судини приєднується невеликий гумовий відвід, що опускається в мірний циліндр. До довгого патрубка судини через триходовий кран приєднується гумовий шланг, який опускається в свердловину. Надходить зі свердловини вода через триходовий кран виливається назовні. Після виливу двох-триразових обсягів шланга вода подається в посудину. Проходячи через посудину, вода віддає спонтанну частку газу, яка і збирається в посудині. Після набору певного обсягу газу він переводиться в піпетки і направляється в лабораторію. Вимірювальним циліндром при цьому змиритися витрата проходить води.

При значному дебіті води і газу зі свердловини ретельно вимита пляшка ємністю не менше 0,5 л заповнюється водою, закривається гумовою пробкою і в перекинутому положенні занурюється шийкою вниз в свердловину, де пробка виймається і в шийку пляшки вставляється воронка. Газ, потрапляючи в пляшку, витісняє з неї воду, і коли $4/5$ об'єму 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 надітим на неї шлангом. Гирло свердловини частково перекривається, внаслідок чого рідина з напором виходить через шланг, який вводиться в шийку пляшки після того, як з нього витиснеться все повітря. Загальний дебіт газу при такому відборі проби значно збільшується і пляшка ємністю 0,5 л наповнюється протягом 5 – 6 хв.

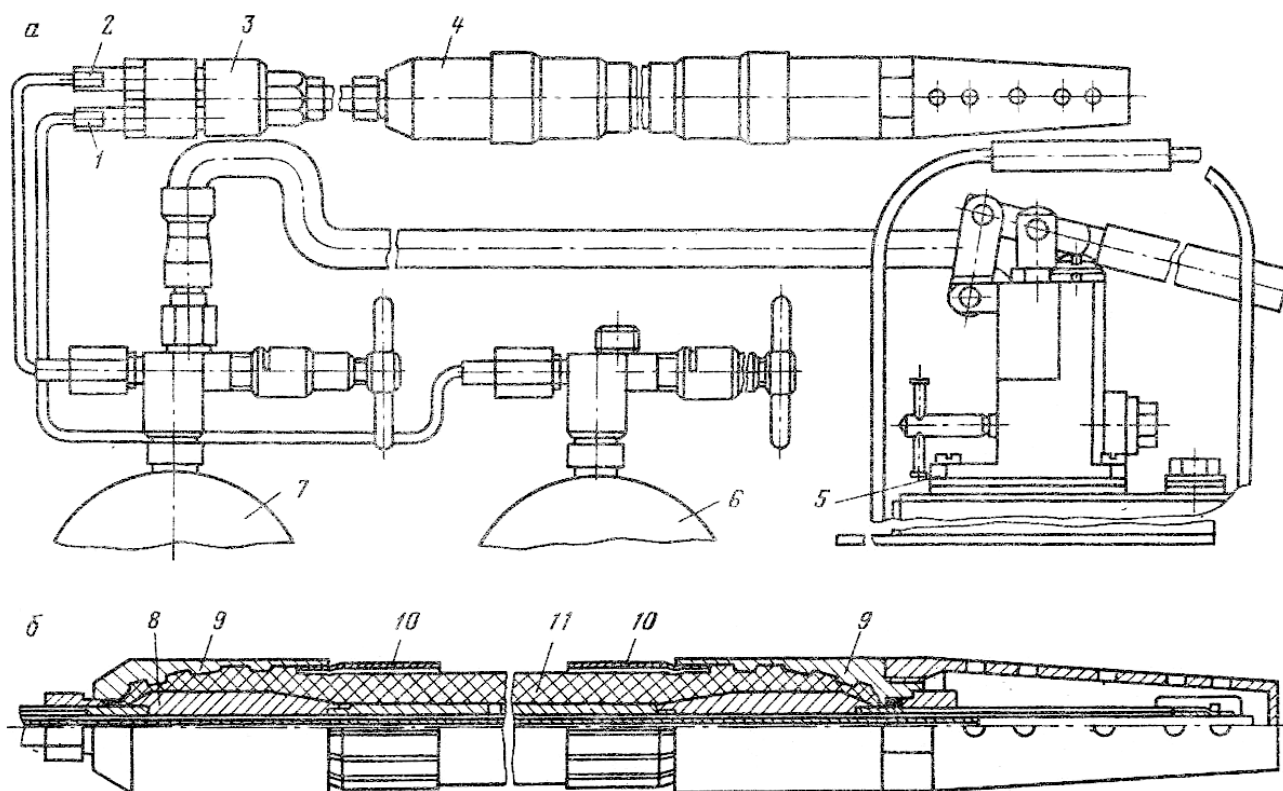
При незначному самоізліве води зі свердловини, що супроводжується газовиділенням, відбір проби газу проводиться через колону бурильних труб, яка опускається до покрівлі пласта, що виділяє газ. Гирло свердловини перекривається. Фонтануюча вода виходить через вузький внутрішній перетин труб, завдяки чому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

У разі коли немає самоізліва води, але її рівень знаходиться близько від гирла свердловини, за допомогою насоса через бурильні труби промивна рідина підливається в свердловину, створюється штучний самоізлив і проба газу відбирається за допомогою воронки, опускається в свердловину на шланг.

На етикетках до проб вказується час появи газовиділень, передбачувана глибина і характеристика порід, з яких відбувалося газовиділення, а також дебіт газу і води, якщо проводилося його визначення. Змиритися і вказується температура води.

2.8. конструкція і спосіб застосування приладу ПГД-2

Для вимірювання газового тиску в свердловинах, пробурених з гірничих виробок шахт і розкривають углевмещающие, що підлягають випробуванню породи, рекомендується застосовувати прилад ПГД-2 конструкції ПГД ім. А.А. Скочинського (мал. 1.12) [1].



Мал.1.12. Прилад для виміру газового тиску ПГД-2
(а) і його герметизуючий пристрій (б)

Прилад складається з герметизуючого пристрою 4, розподільника 3, рідинної і газової магістралей 7 і 2, виконаних з мідних трубок, манометрів для виміру 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 обтискних патронів 9 і металевих перекривають пластин 10. У середній частині тяги є кілька радіальних отворів для проходження рідини. У тягу вставляється замірна трубка, яка з одного боку розвальцьовується і притискається до тяги за допомогою гайки і штуцера. При герметизації рідина надходить під тиском з іншого боку тяги між трубкою і тягою, потім через радіальні отвори в тязі впливає на вакуумну гуму і розширюють її до тих пір, поки перекривають пластини не увійдуть в зіткнення зі стінками свердловини. При подальшому збільшенні тиску закачується рідини забезпечується герметизація.

Тиск газу передається через замірну трубку на манометр, за шкалою якого знімається відлік. Після закінчення виміру для видалення пристрою зі свердловини тиск рідини скидають, внаслідок чого Вакуумна гума стискається і повертається в первісний стан. Впливаючи на хвостовики перекривають пластин, вона змушує їх також приймати початкове положення.

Залежно від довжини герметизуваної свердловини прилад забезпечується рідинної і газової магістралями відповідної довжини. Прилад в висхідні або горизонтальні свердловини великої довжини подається

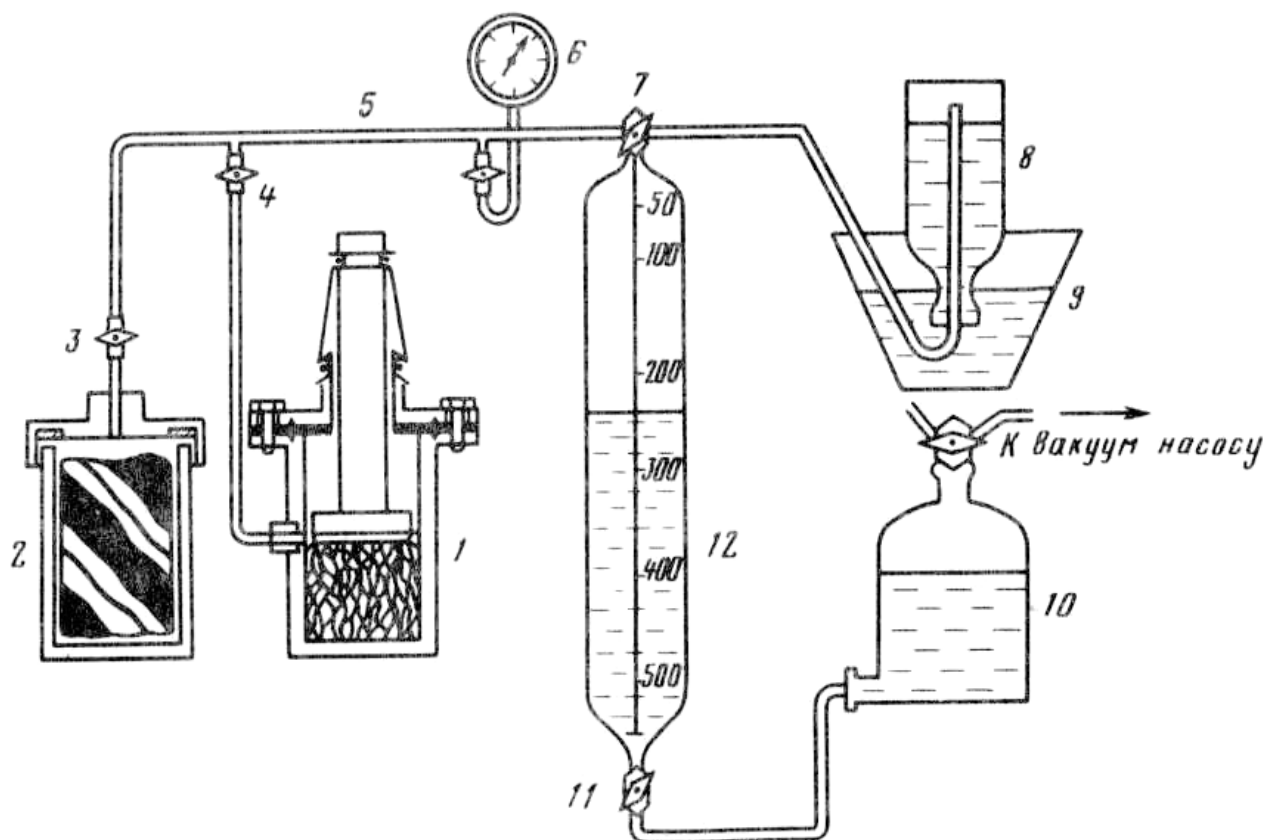
досильником. Герметизуючий елемент виконаний таким чином, що тиск герметизації, створюване насосом, практично повністю передається на стінки свердловини. Тиск герметизації має на 30-50% перевищувати можливий газовий тиск, орієнтовно прирівнюється до гідростатичного.

2.9. Способи дегазації породногазових проб і рідин

Дегазація проб, відібраних в герметичні сосуди. Для вилучення газу з герметичних посудин 1 застосовується термовакuumна установка (мал. 1.13), що складається з вимірювальної бюретки 12 місткістю 0,5 л, зрівняльного судини 10, вакуумметра 4, пляшки для відбору газу 8, зануреної в посудину 9 з двадцятивідсотковим розчином кухонної солі, гумових шлангів 5, на яких устаовлені затискачі 3, 4, 11, триходовий кран 9.

Для відбору вільно виділяється газу при кімнатній температурі і атмосферному тиску зрівняльний посудину піднімається вгору, вимірювальна бюретка 12 і шланг, що веде до затиску 3, заповнюються розсолон, закривається затиск 11; зрівняльний посудину опускається вниз, вимірювальна бюретка з'єднується краном з герметичним посудиною 1, відкривається затиск 3 і газ під тиском надходить у вимірювальну бюретку і витісняє з неї розсіл в зрівняльний посудину. Після закінчення вільної газовіддачі кран 7 перекривається, рівень рідини у вимірювальній бюретці і зрівняльному посудині встановлюють на однаковій висоті, після чого заміряють обсяг газу, потім зрівняльний посудину піднімається вгору і газ переводиться в пляшку 8.

Для додаткового вилучення газу при нагріванні під вакуумом герметичний стакан поміщається в нагрівальну ванну з киплячою водою. Заповнена розсолон вимірювальна бюретка з'єднується краном 7 з герметичним склянкою, в зрівняльному 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 затиск 3 перекривається, проводиться замір обсягу газу і газ переводиться в пляшку 8. Дегазація керна проводиться до тих пір, поки обсяг газу, витягнутого за одну відкачування, становитиме не більше 3 – 5 см³. Після цього затиск 3 перекривається, посудину зі створеним в ньому розрідженням витягується з ванни і його залишають на 10 – 12 год при кімнатній температурі. Потім проба піддається повторній дегазації. Якщо через 10-12 год після чергової дегазації обсяг витягнутого газу не перевищуватиме 5% від загальної кількості раніше витягнутого газу, дегазація нероздробленого керна вважається закінченою. В охолоджений до кімнатної температури посудину з дегазованим керном впускають повітря з вимірювальної бюретки і заміряють величину вільного простору судини.



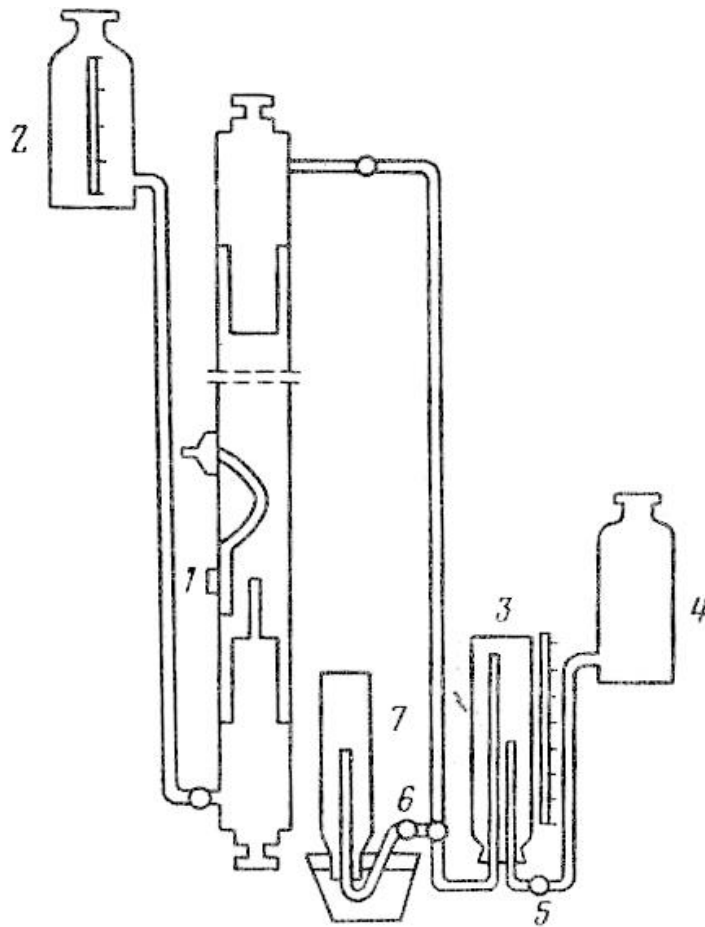
Мал. 1.13. Установа для дегазації проб з герметичних посудів

Дегазація породних проб, відібраних керногазо-набірниками, включає наступні операції: перевірку герметичності керноприймача з пробною; вимірювання газового тиску в керноприймачі; відбір газу з газозбірника; відбір газу для аналізу; відбір вільно виділяється газу з керноприймача; перевірку дегазаційної установки; дегазацію проб з керноприймача.

Перевірка герметичності і вимірювання тиску в керноприемнике. Герметичність керноприемника встановлюється по відсутності видимих газовиділень при зануренні його в горизонтальну ванну з водою. Негерметичні керноприемники дегазації не підлягають. Для вимірювання тиску в керноприемнике угвинчується вентиль з манометром так, щоб гвинт, розташований на кришці вентиля знаходився в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта відкривають клапан керноприймача і записують показання манометра, закривають клапан і вигвинчують манометр.

Відбір газу з газозбірника (мал. 1.14). Газозбірник 1 встановлюють вертикально так, щоб місце заварки знаходилося внизу. Загвинчують вентиля в верхній і нижній клапани газозбірника (гвинти знаходяться, відповідно, в крайньому верхньому і крайньому нижньому положенні), нижній вентиль з'єднують з напірною склянкою 2, заповненої запірною рідиною (насичений розчин NaCl), що знаходиться вище газозбірника. Верхній вентиль з'єднують з мірним посудиною 3 попередньо заповненою запірною рідиною, зрівняльна склянка 4 повинна знаходитися нижче мірного судини. Загвинчуванням гвинта відкривають послідовно нижній і верхній клапани газозбірника. При появі

рідини в довгій трубці мірного судини 3 підвідний шланг перетискають затискачем 6. Заміряють обсяг витягнутого газу після суміщення рівнів в склянці 3 і 4 при відкритому затиску 5. Заміряються атмосферний тиск і температура в лабораторії.



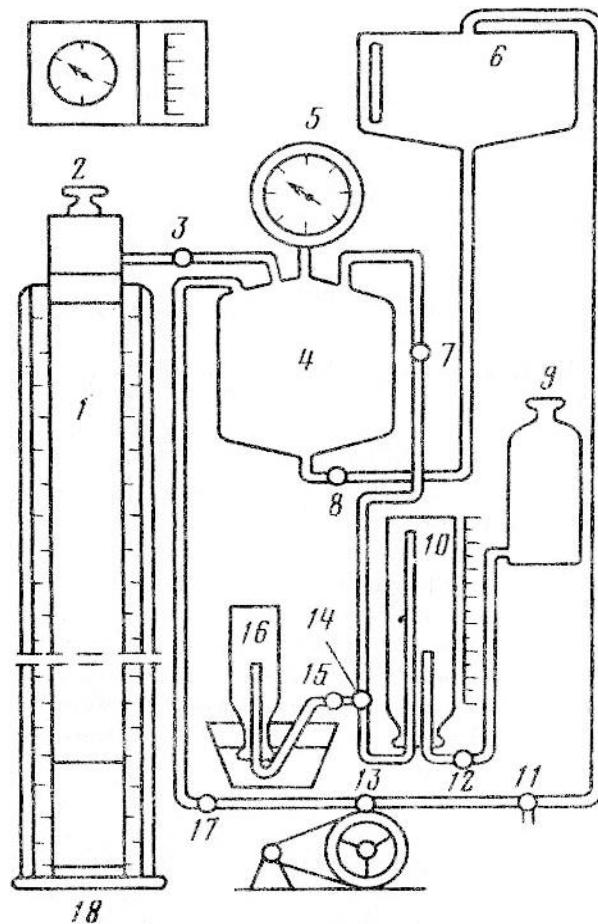
Мал. 1.14. Установка для відбору газу з газосбірника

Відбір газу для аналізу. Закриваються всі затискачі (див. мал. 1.14), пляшка 7 і підвідні шланги заповнюються запірною рідиною, піднімається зрівняльна склянка 4 вище мірного судини 3, відкриваються затискачі 5, 6 і набирається приблизно 400 см³ газу в пляшку 7; закривають шийку пляшки з газом під запірною рідиною пробкою, наклеюють етикетку. Що залишився газ спалюється. Якщо газу менше 500 см³, то його повністю переводять в пляшку.

Відбір вільно виділяється газу з керноприймача. Керноприємник за допомогою мікрорентилу і шланга приєднується до заповненого насиченим розчином кухонної солі мірному посудині 3. Зрівняльна склянка 4 вимірювального блоку (мал. 1.14) повинна знаходитися нижче судини 3, затиск 5 відкритий. Вентиль угвинчується в клапан керноприемника, при цьому гвинт повинен знаходитися в крайньому верхньому положенні. Обертанням гвинта вентиля обережно відкривають клапан керноприемника і ведуть спостереження за газовиділенням протягом 1 год, після чого клапан закривають. При відкритому затиску 5 підняттям склянки 4 рівень розчину в ній поєднують з

рівнем розчину в посудині 3, за шкалою заміряють і записують обсяг газу; заміряють атмосферний тиск і температуру повітря; відбирають пробу газу в пляшку 7.

Для вилучення газу з кернаприємника, після відбору вільно виділився газу, використовується дегазаційна установка (мал. 1.15), 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, урівнительний посудину 9, мірний посудину 10, пляшку для відбору газової проби 16, вакуумний насос 13, водяну баню 18, в яку занурюється кернаприємник 1 для дегазації. Елементи установки з'єднуються вакуумними шлангами і мідними трубками.



Мал. 1.15 Дегазаційна установка для вилучення газу з кернаприймача

Перед початком дегазації газозбірних балон 4 наповнюють водою: перекривають усі затискачі, бак 6 заповнюють водою через відвід 11, з'єднаний з водопроводом; відкривають затиск 8, відводи 7 і 11 відкривають на з'єднання з повітрям, вода з напірного бака 6 надходить в газозбірних балон 4 і витісняє з нього повітря, закінчення витіснення повітря відзначається по виявленню води з відводу 7, перекривають затискачі 7 і 8.

Відкачують воду з балона 4 в бак 6, який з'єднується з вакуумним насосом 13, включається насос, відкриваються затискачі 11, 8, створюють вакуум до

повної перекачування води з балона 4 в бак 6, що визначається по звуку; перекривають затискачі 8 і 11, вакуумний насос включають.

Створюється вакуум в балоні 4: перекривають всі затискачі, балон 4 з'єднується з вакуумним насосом 13, включають насос, відкривають затиск 17, в балоні створюється вакуум до встановлення стрілки вакуумметра 5 в мінімальне положення, перекривають затиск 17, вимикають насос. Якщо через 24 год положення стрілки не зміниться, а в балоні 4 не виявиться повітря, установка вважається герметичною.

Проводиться перша дегазація: перекривають всі затискачі, крім затиску 3; вентилем 2 відкривають клапан керноприємника, включають водяну баню 18 з керноприємником на 6 – 8 год; в кінці робочого дня баню вимикають, перекривають затиск 3.

Витягнутий газ переводять з балона 4 в мірний циліндр 10: перекривають всі затискачі, затиск 11 відкривають на з'єднання з повітрям, відкривають затиск 8, вода з бака 6 надходить в балон 4; 10 – 15 хв вичікують, поки газ в балоні 4 не виявляється під невеликим тиском; посудину 10 заповнюють водою, посудину 9 опускають нижче судини 10, відкривають затискачі 7, 12, 14. Закінчення перекачу газу з балона 4 в посудину 10 визначається по появі води в довгій трубці судини 10. Як тільки посудина 10 заповнюється газом, заміряють його обсяг і відбирають пробу газу для аналізу. Повторні виміри обсягу газу і відбір його на аналіз виробляють до тих пір, поки не почне виливатися вода зі шланга, що веде від затиску 15 до пляшки.

Дегазацію керноприємника повторюють до тих пір, поки обсяг газу, що виділився за 1 зміну, не буде менше 5 – 10 см³. Після дегазації проби шланг від вентиля опускають на 2-3 с в воду. Якщо при цьому в керноприємник засмоктується вода, можна вважати, що засмічення каналів дегазації відсутня.

Для зручності роботи балони з'єднують в секції по 5 штук, тому відкачують воду і створюють вакуум одночасно у всіх балонах.

У зв'язку з тим, що в слабоуглістих і неуглістих породах обсяги видобутого газу незначні, доцільно дегазацію проб проводити на установці, де газозбірний посудину виготовлений з особливо міцного скляного циліндра діаметром 10 – 15 см і довжиною 0,5 – 0,7 м, замість напірного бака слід застосовувати такий же скляну посудину, тобто установка буде складатися з двох попарно з'єднаних судин. Застосування скляних посудин виключає можливість збагачення видобутого газу залишковим газом із забруднених поверхонь великих металевих газозбірних балонів.

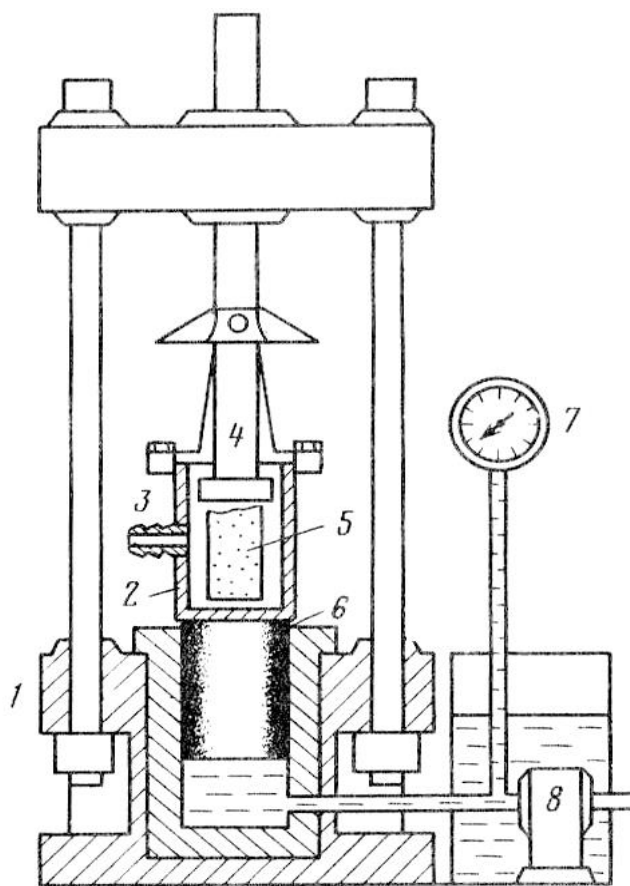
Документація та дослідження віддегазованого породного керна. Керн, витягнутий після дегазації з керноприємника керногазонаборника або герметичного судини, поміщають для документації в спеціальні лотки. Документація проводиться за наступною схемою:

- відзначають щільність затірки керна в керноприємній коронці і його вологість;
- відзначають форму керна (стовпчики або шматочки), вказують розміри шматочків, см;

- виділяють і нумерують зверху вниз літологічні різниці порід, визначаються лінійний вихід керна по кожній різниці і загальний вихід, м (%);
- зважують і перевіряють правильність лінійного виміру по масі керна в кожній літологічній різниці;
- очищають керна від сторонніх домішок, миють, матеріал, що пройшов через сита, збирають і з'єднують з пробєю шламу або глинистого розчину; після просушування керн при кімнатній температурі виробляють його повторне зважування;
- виробляють літологічний опис порід (шарів), коротко характеризують природну тріщинуватість керн з урахуванням можливих її змін у зв'язку з тривалою термовакуумною обробкою.

Зразки виділених при документації літологічних різниць порід, що утворюють шари потужністю більше 10 см, здають на Теханаліз, прошки потужністю менше 10 см об'єднують з більш потужними.

Безударне руйнування і остаточна дегазація керн. Для визначення величини залишкової газоносності отдегазований керна витягують з герметичного судини і перекладають в посудину СБР-1 (мал. 1.1-1.3), який поміщають під прес установки для ненаголошеного руйнування (розчавлювання) порід (мал. 1.16).



Мал. 1.16. Установка для безударного руйнування порід

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, в два рази перевищують порід міцності зразка при стисненні. Посудину витягують з-під преса 1, 6, ударами молотка по його зовнішніх стінок домагаються розпушення породної маси, що відчувається по звуку пересипання породної дрібниці. Потім гумовий відвід 3 під'єднують до термовакуумної установці і виробляють 2 – 3 дегазації при нагріванні під вакуумом, кожна тривалість в 1 зміну. В кінці зміни заміряють обсяг витягнутого газу. Дегазація припиняється при виділенні менше 2 – 5 см³ газу в зміну. Після цього посудину від'єднують від установки, з нього витягують роздроблену породу, її зважують і визначають гранулометричний склад.

Дегазація проб рідини. Для дегазації проб в польових умовах [1] використовують дегазатор, що складається з пляшки місткістю 5-6 л, що має гумову пробку з відводами. Повітря з пляшки відсмоктують насосом Камовського. Після створення вакууму в бутель засмоктується досліджувана рідина. Коли бутель заповнюють рідиною на 5/6 її обсягу, рідина збовтується протягом 5 хв, переводять витягнутий газ в пляшку і заміряють його обсяг. Зміст Ск газових компонентів в 1 л води визначають за формулою:

$$C_k = \frac{V_{из} (\alpha V_{ж} + V_{гф})}{V_{гф} V_{ж}} \quad (1.40)$$

де $V_{из}$ – кількість визначається компонента в витягнутому газі, л; $V_{гф}$ – обсяг газоподібної фази, л; α – коефіцієнт розчинності даного компонента газу в досліджуваній рідині при температурі дослідження; $V_{ж}$ загальний обсяг дегазованої рідини, л.

Формула може бути використана і при обробці результатів дегазації води і глинистого розчину на термовакуумних дегазаторах.

Для дегазації рідини (води або бурового розчину) в лабораторії використовують дегазатор ГКУ-1. Для вилучення газу з проб рідини може бути використана термовакуумна установка для дегазації проб з герметичних судин (див. мал. 1.13), до якої замість судини 1 під'єднують приймальну бюретку досліджувану рідину впускають в попередньо відвакууміровану приймальну бюретку і підігрівають до температур, 50 – 60 С, що викликає інтенсивне кипіння рідини і виділення в розріджений простір розчиненого газу. Виділяється газ періодично переводять в вимірювальну бюретку 2, звідки відбирають пробу для аналізу. Від дегазовану рідину через нижній відвід приймальні бюретки зливають в мірний циліндр, в якому визначають її обсяг.

2.10 Виявлення та вивчення мікрозалежів газу у вугленосній товщі

При наявності пасток у вугленосних товщах можуть бути присутніми скупчення вільного газу у вигляді різних за розмірами покладів,

найчастіше-мікрозалежів з кількістю зосередженого в них газу від декількох сотень кубометрів до десятків і більше мільйонів кубометрів. При розтині таких покладів розвідувальними свердловинами спочатку спостерігається повне або часткове поглинання промивної рідини або самоізлів з подальшим газовиділенням, іноді у вигляді викидів і фонтанування газу або води з газом. Розтин мікрозалежів гірськими виробками супроводжується виникненням суфлярних виділень газу і призводить до значного підвищення газової безпеки. Запаси газу, що містяться в мікрозалежах, можуть використовуватися в народному господарстві. Для успішного вирішення питань, пов'язаних із запобіганням небезпеки, обумовленої скупченням газів в мікрозалежах, і промисловим використанням цих газів, необхідно своєчасне виявлення і всебічне вивчення мікрозалежів в процесі розвідки вугільних родовищ [1].

Мікрозалежі газу в вугленосних товщах виявляють і вивчають за допомогою методів і технічних засобів, що застосовуються в газонафтової геології. У процесі попередньої розвідки в основному виявляють лише ознаки існування мікрозалежів. Для цього вивчають і аналізують геологічні фактори, що обумовлюють накопичення, 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, – наявність в межах розвідуваних ділянок куполоподібних і антиклінальних складок, розривних порушень, що супроводжуються зонами підвищеної тріщинуватості, різких змін елементів залягання порід, що призводять до флексурообразним або ступінчастим вигинів шарів, і т. д.

До *літологічних* факторів відноситься сприятливе для акумуляції газів поєднання порід-колекторів і покривають їх екранують газ флюїдоупоров. Колекторами газу служать, як правило, породи, що володіють підвищеною пористістю і проникністю (переважно пісковики), або інтенсивно тріщинуваті породи, представлені будь-якими іншими літологічними різницями. Флюїдоупорами частіше є слабо тріщинуваті глинисті породи. Формуванню і збереженню мікрозалежів газу сприяє наявність пасток, обумовлених фаціальним заміщенням шарів пісковиків по простяганню і повстанню аргілітами, а також існування лінзоподібних тіл пісковиків, піщаних накопичень русел річок, барів, кіс.

Гідрогеологічний фактор утворення мікрозалежів вільного газу-утруднений водообмін у вугленосній товщі або наявність застійних вод, що виявляється в переважанні вод хлоридно-натрієвого складу.

В якості ознак існування мікрозалежів газу враховуються вільні газовиділення зі свердловин і суфлярні виділення газу в шахтах, що відпрацьовують вищерозміщені 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 передбачуваним наявністю покладів газу, які є основним об'єктом подальших досліджень. У свердловинах, що розкривають ці зони, слід проводити газовий каротаж і геофізичні дослідження, за результатами яких уточнюються підлягають випробуванню інтервали.

Для випробування об'єктів, з якими пов'язують можливість існування мікрозалежів газу, застосовують комплекси випробувальних інструментів КІІ-65. Величина інтервалів випробувань продуктивного горизонту не повинна перевищувати 15-20 м; випробовуваний інтервал повинен бути однорідний за літологічним складом і колекторськими властивостями.

Результати випробувань із застосуванням КІІ-65 по свердловинам, 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 циклами і отримання кривої, характерної для газонасичених горизонтів, фіксація тиску стовпа промивної рідини;
- фіксується наявність пластового тиску, за величиною близького до умовно гідростатичного;
- визначається складу газу;
- забезпечується герметичність пробоотборної камери.

При наявності скупчення вільного газу, підтверджене результатами випробувань, досліджуваний горизонт простежується і випробується по сусідніх свердловинах з метою оконтурювання. Мережа газового випробування в цьому випадку істотно згущується. Число випробувань по газонасичених горизонтах може досягати 6-10 на 1 км², при середній частоті для складчастих структур 0,5–1,5 випробування на 1 км.

Подальше вивчення мікрозалежі на стадії детальної розвідки повинно здійснюватися з урахуванням результатів пластовипробувань, геофізичних досліджень, даних газового каротажу, лабораторних визначень і загальної геологічної обстановки. При цьому необхідно визначити площу покладу, потужність газонасиченої частини колектора і ряд інших параметрів, що входять у формулі підрахунку запасів.

Площа газового покладу визначається шляхом знаходження лінії перетину структурної поверхні з поверхнею газоводяного контакту (ГВК).

Положення ГВК визначають по парам свердловин, одна з яких дала газ, а інша-воду, за формулою в. п. Савченко:

$$h_{\Gamma} = \frac{h_{\Gamma B} \gamma_B - 100(P_B - P_{\Gamma})}{\gamma_B - \gamma_{\Gamma}}, \quad (1.41)$$

де h_{Γ} – перевищення позначки точки виміру пластового тиску газу в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м; γ_B – щільність води в

пластових умовах, г/см³; γ_{Γ} – щільність газу в пластових умовах, г/см³; $h_{ГВ}$ – різниця висотного положення точок виміру пластового тиску газу, м; P_B – пластовий тиск води, МПа; P_{Γ} – 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 газонасної частини колектора значення КС, НГК вище, ніж в її водоносної частини.

Газонасичена потужність колектора всередині контуру газонасності дорівнює ефективній потужності пласта за вирахуванням прошарків негазиносних глинистих та інших порід.

У межах газоводяної зони газонаснення потужність дорівнює відстані від покрівлі пласта до ГВК [1]. Більш детальні дослідження полягають у проведенні стаціонарних спостережень за тиском і дебітом газу. Для цього 2-3 свердловини, що розкрили мікрозалеж, обладнуються і випробовуються через прострелені обсадні труби і фільтри.

Результати випробувань, випробування і стаціонарних спостережень за дебітом і тиском в свердловинах служать основою для підрахунку запасів газу, розробки заходів з дегазації товщі і використання каптіруемого газу.

Для підрахунку кількості вільного газу в мікрозалежах вугільних родовищ слід застосовувати методи, використовувані при підрахунку запасів газу в газових родовищах. Так, для підрахунку запасів газу в мікрозалежі, розкритої і оконтуреної поруч свердловин, слід застосовувати в початковій стадії об'ємний метод, що базується на даних про геологічні межі поширення покладу, характер порового простору і величиною пластового тиску.

При цьому використовується формула:

$$V = F h k_{\Pi} f (P_{\Pi} \alpha_{\Pi} - P_K \alpha_K) \beta_{\Gamma} \eta \quad (1.42)$$

де V – видобувні запаси газу на дату розрахунку, м³; F – площа газового покладу в межах контуру газонасності, м²; h – ефективна (газонасичена) потужність пласта, м; k_{Π} – коефіцієнт пористості; P_{Π} – ефективна (газонасичена) потужність пласта, м МПа; P_K – середній залишковий абсолютний тиск (кінцевий) в поклади після вилучення промислових запасів газу; α_{Π} і α_K – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P_{Π} та P_K ; f – поправка на температуру для приведення обсягу газу до стандартної температури; β_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням вмісту зв'язаної води; η – коефіцієнт газовіддачі.

У разі проведення стаціонарних спостережень за свердловиною, що розкрила мікрозалеж, з підключеною пересувною дегазаційною установкою типу ПДУ-3, ПДУ-12, ПДУ-25, ПДУ-50 або секційною пересувною дегазаційною установкою типу ПДУ-200 можливе застосування методів підрахунку кількості газу по падінню тиску. При розтині скупчення вільного газу одиночною свердловиною і відсутності даних про геологічні межі

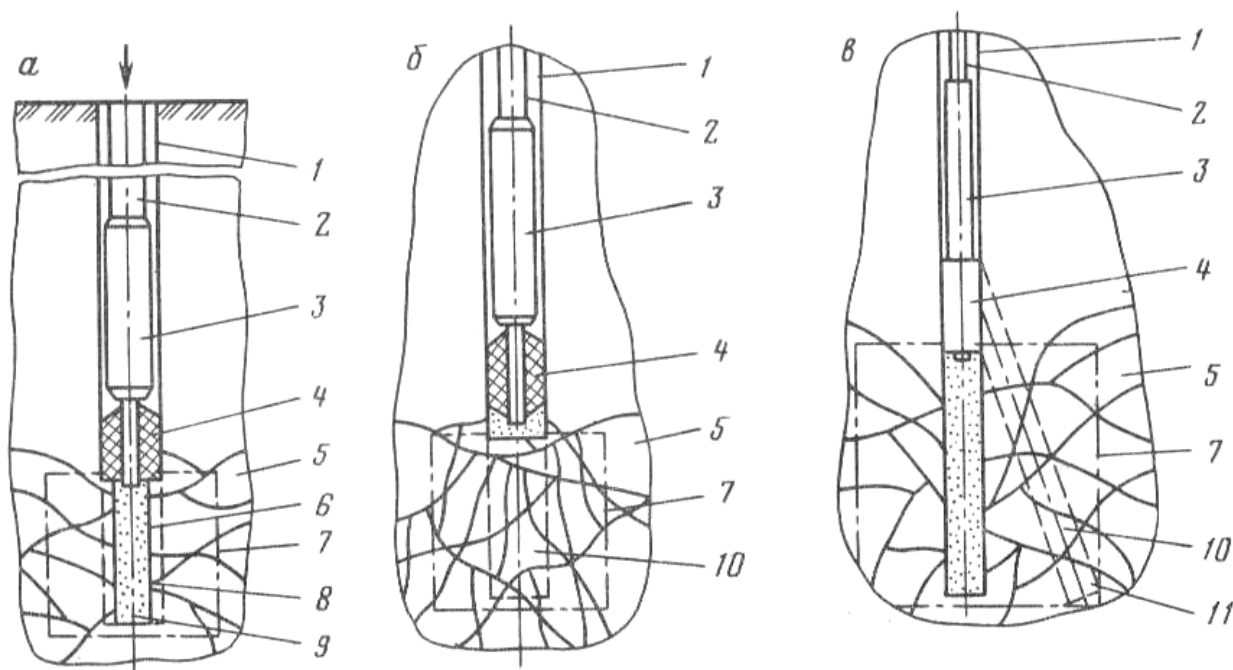
поширення цього скупчення, газоносність вміщуючих порід розраховується на одиницю їх обсягу.

2.11 Визначення параметрів розкритої тріщинуватості гірських порід

Сутність методики полягає в фіксації розкритої тріщинуватості і збереженні параметрів, властивих їй в умовах природного залягання, шляхом попереднього введення в з'яючі тріщини цементних, магнезіальних та інших тверднучих розчинів. В результаті такої тампонажної фіксації тріщин (ТФТ) виключається можливість відносного зміщення розділених ними породних блоків і пов'язаного з цим змикання або розсування стінок тріщин в процесі подальшого вибурювання керна. Проник в тріщини і затверділий в них тампонажний фіксує розчин (ТФР) утворює «зліпок» тріщинних порожнин, що відображає їх форму, ступінь з'являння і величину тріщинної пустотності порід в незайманому масиві.

Вибір об'єкта досліджень. В якості об'єктів досліджень вибирають породи, уражені 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 по раніше пройденим свердловинах або гірничим виробкам, місце розташування об'єктів досліджень і інтервалів застосування методу ТФТ в підлягають бурінню розвідувальних або спеціальних свердловинах може намічатися заздалегідь.

Об'єкт досліджень можна вибирати і в процесі проходки свердловин, після розтину ними тріщинуватих порід-колекторів, що вимагають кількісної оцінки.



Мал. 1.17 Основні технологічні схеми (а, б, в) тампонажної фіксації тріщин в масиві

Вибір технологічної схеми ТФТ і відбору зразків. Залежно від геологічних і технічних умов виконання досліджень можна використовувати три основні варіанти ТФТ і відбору кернових зразків.

Перший варіант (мал. 1.17, а) передбачає утворення в зоні поширення тріщинуватих порід 5, розкритих свердловиною колонкового буріння 1, випереджаючої циліндричної порожнини 6 меншого діаметру, співвісної зі стовбуром основної свердловини. Довжина циліндричної порожнини 6 повинна відповідати інтервалу, в якому намічено виконання досліджень. Потім за допомогою тампонажного снаряда 3 з пакером 4, підвішеного до бурової колони 2, ізолюється призабойна частина основної свердловини 1, в циліндричну порожнину 6 і розкриваються нею тріщини вводиться ТФР (область проникнення ТФР в породі умовно оконтурена штрихпунктирною лінією 7), після чого тампонажний снаряд з пакером витягають зі свердловини. Після закінчення часу затвердіння ТФР триває проходка основної свердловини 1 початковим діаметром з відбором керна, представленого товстостінним кільцевим циліндром 8, з внутрішнім стрижнем 9 з ТФР.

Даний варіант доцільно застосовувати при наступних умовах:

- більшість тріщин орієнтоване перпендикулярно або під значними за величиною кутами до осі свердловини, в зв'язку з чим надходження ТФР через тріщини, що перетинають забій, в породі, що знаходяться безпосередньо під ним, виявляється утрудненим;

- діаметр основної свердловини 1 досить великий, щоб при влаштуванні випереджаючої циліндричної порожнини 6 і навколишнього її затампонованої породи 8 не відбувалося руйнування останньої.

Другий варіант (мал. 1.17, б) заснований на нагнітанні ТФР в призабойну досліджувану область 5 безпосередньо через забій основної свердловини 1. В даному випадку для нагнітання ТФР також використовують тампонажний пристрій 3-4. Після затвердіння ТФР з призабойної частини свердловини 1 вибурюється kern 10 із зафіксованою в ньому природною тріщиноватістю. Цей варіант доцільно застосовувати у випадках, коли досліджувана тріщинуватість орієнтована паралельно або під гострим кутом до осі свердловини, чим обумовлюється відносно висока ймовірність гідравлічного зв'язку тріщин, розвинених в призабійному просторі 5, зі свердловиною 1.

Третій варіант (мал. 1.17, в) відрізняється від попередніх тим, що нагнітання ТФР проводиться в тріщинуваті породи, що примикають до бічної поверхні стовбура свердловини. Для цього здійснюється ізоляція інтервалу, в якому свердловина 1 перетинає зону тріщинуватості порід 5, і нагнітання в нього ТФР через тріщини, що перетинають стінки свердловини в ізольованому інтервалі. Після цього за допомогою пристрою, що відхиляє типу клина, пробки-забою, що відхиляє снаряда і т. д. виробляються забурка нового, пробовідбірного стовбура 11, що проходить в безпосередній близькості від основного стовбура 1, і відбір зі стовбура 11 кернових проб 10 із зафіксованими тріщинами. Даний варіант доцільно використовувати при неможливості застосування описаних вище, більш простих способів.

Вибір матеріалів та обладнання. Для тампонажної фіксації тріщин в якості ТФР можна використовувати тампонажні розчини, що застосовуються для тампонування свердловин і кріплення нестійких порід в гірничих виробках. Найбільш доцільно застосовувати цементні розчини, приготовані на основі портландцементів марок М400 і М500, сульфатостійких, гіпсоглиноземистих і глиноземистих цементів, а також магнезіальні в'язучі склади, що включають 55-60% хлористого магнезії, 35-40% окису магнезії і 15% бентонітового борошна.

Магнезіальні склади відрізняються високою колірною контрастністю по відношенню до гірських порід, що полегшує візуальне виявлення тріщин у відбираються після ТФР зразках. До їх переваг відносяться також високі адгезійні та міцнісні властивості і висока проникаюча здатність, що забезпечує фіксацію тріщин з невеликим розкриттям.

Для проходки тампонажних свердловин і відбору зразків з масиву використовують Бурове обладнання, що застосовується на 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 і ін. в процесі нагнітання ТФР досліджувана область герметизується за допомогою пакерів, що входять в конструкцію тампонажних снарядів, або самостійних пакеруючих пристроїв типу МП, ДАУ і др.

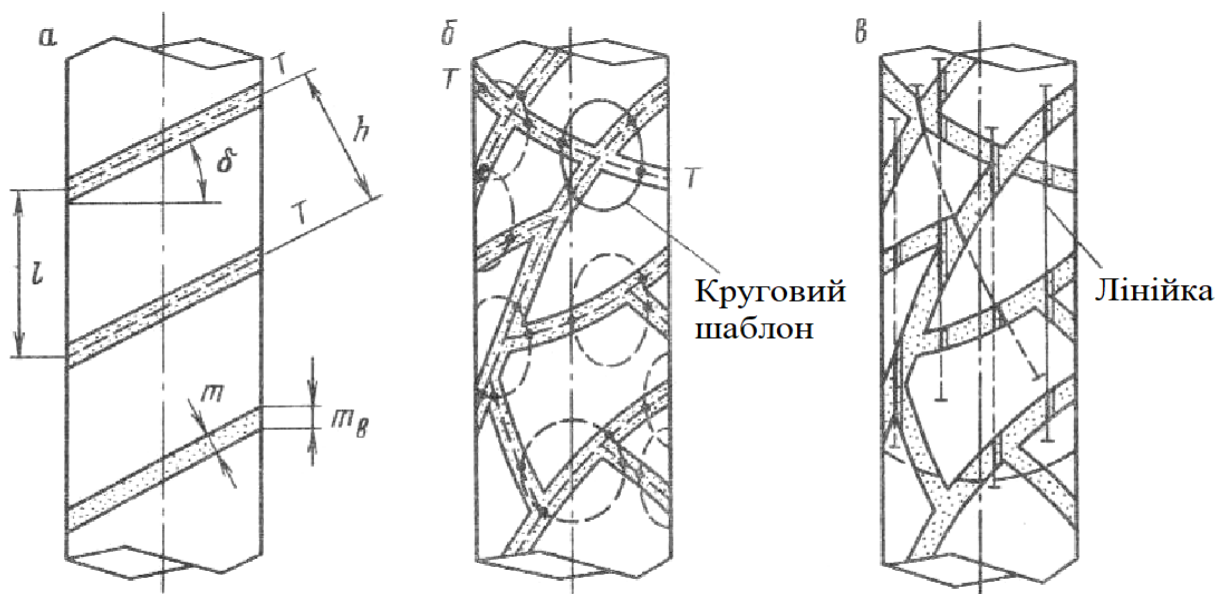
У досліджувану область масиву гірських порід ТФР повинні нагнітати відповідно до Методики тампонування свердловин, викладеної в роботах. З метою виключення можливості гідророзриву порід, здатного спотворити картину природної тріщинуватості порід за рахунок появи штучних тріщин і зміни величини розкриття природних тріщин, тиск нагнітання ТФР в досліджувану зону не повинно перевищувати величини P_{max} визначається за формулою Хорнера для газонасичених пластів:

$$P_{max} = (0,30 \div 0,85) 10^{-6} \gamma_{гп} H \quad (1.43)$$

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

Вибурювання керна з порід, що піддаються ТФТ. При вибурюванні породних зразків із зафіксованою тріщинуватістю необхідно обмежувати осьове навантаження на породоруйнівний інструмент і частоту його обертання в межах, рекомендованих для буріння по тріщинуватим, механічно слабким породам. Режими Промивання свердловини повинні вибиратися з розрахунком виключення розмиву керна і зашламовання бурового снаряда.

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



Мал. 1.18 Визначення параметрів зафіксованої тріщинуватості за керовими зразками

Визначення параметрів природної тріщинуватості порід. Параметри розкритої природної тріщинуватості, зафіксованої за методом ТФТ, можуть оцінюватися за керовими зразками як для окремих різноспрямованих систем тріщин, так і сукупності тріщин в цілому, в першому випадку (мал. 1.18, а) системи тріщин з однаковою або близькою 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:

$$q = \frac{1}{l \cdot \cos \delta}, \quad (1.43)$$

де l – середня відстань між осьовими поверхнями T сусідніх тріщин даної системи, в напрямку утворює керна; δ – видимий в корені кут падіння тріщин тієї ж системи.

Розмірність показника q має вигляд m^{-1} або cm^{-1} . В даному випадку середня відстань між тріщинами $h = l \cdot \cos \delta$.

Ступінь розкритості тріщин, заповнених ТФР, для кожної з виділених систем визначають величиною m_{cp} – 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 вимірювань керна може розрізатися по площинах, нормальним до тріщин різних систем, з пришліфовкою поверхні

розрізу. Замість безпосереднього вимірювання значень m можна вимірювати видиму ширину m_B уздовж утворює керна, а за формулою обчислювати:

$$m = m_B \cdot \cos \delta . \quad (1.45)$$

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

Визначення тріщинної пустотності Π як величини, вимірюваної відношенням обсягу розкритих тріщин, січних гірську породу, до загального обсягу 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 :

$$\Pi = \frac{m_{cp} \cdot 100 \% }{h} . \quad (1.46)$$

При декількох різноорієнтованих системах тріщин (мал. 1.18, б) сумарна тріщинна пустотність розраховується за формулою:

$$\Pi_C = \frac{m_{cp1}}{h_1} + \frac{m_{cp2}}{h_2} + \dots + \frac{m_{cpk}}{h_k} . \quad (1.47)$$

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 (більше 10 %) величинах пустотності цю похибку можна виключити шляхом застосування наступної, більш точної формули:

$$\Pi_0 = \left[1 - \left(1 - \frac{m_{cp1}}{h_1} \right) \left(1 - \frac{m_{cp2}}{h_2} \right) \times \dots \times \left(1 - \frac{m_{cpk}}{h_k} \right) \right] \cdot 100 \% . \quad (1.48)$$

При великому числі або відсутності чітко виділяються систем тріщин значення тріщинної пустотності і інших параметрів розкритої тріщинуватості визначають імовірісно-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 проводиться за допомогою трафарету – кола з довжиною кола 10 см. Трафарет виконується з прозорого гладкого матеріалу (фотоплівки, лавсанової кальки і т. п.). Він багаторазово накладається на основну поверхню керна; при кожній такій накладці підраховується число n перетинів кола з видимими на поверхні слідами тріщин, а точніше з середніми лініями T тріщин (мал. 1.18, б) показано жирними

точками). Потім шляхом ділення суми значень p на загальне число накладок трафарету підраховується середнє число точок перетину n_{cp} слідів тріщин, що припадає на 10 см (1 дм) випадкової січної. При підрахунку n_{cp} беруть до уваги всі значення n , в тому числі і нульові. Доведено, що при досить великому числі накладень (більше 20-25) величина об'ємної щільності тріщин дорівнює подвоєному значенню n_{cp} :

$$Q = 2n_{cp}. \quad (1.49)$$

Значення тріщинної пустотности Π в даному випадку визначають за допомогою гнучкої лінійки довжиною 10 см, багаторазово накладається на бічну поверхню керна (рис. 18, в). При кожній накладці підраховують число міліметрових поділок лінійки, що припадає на порожнечі, заповнені ТФР (Показані подвійними лініями), і виводять середнє арифметичне з результатів вимірів. Неважко довести, що це середнє чисельно дорівнює величині Π , вираженої у відсотках. Напрямок накладається лінійки може бути будь-яким, однак при переважно поздовжніх по відношенню до осі керна тріщинах краще розташовувати лінійку по колу, а при січних – по утворює керна.

Якщо величини Q і Π визначені імовірісно-статистичним способом, то середня нормальна ширина тріщин може бути обчислена як часткове від ділення загальної тріщинної пустотности на об'ємну щільність всіх тріщин:

$$m_{cp} = \frac{\Pi}{Q}. \quad (1.50)$$

У деяких випадках зафіксовані тріщини виявляються заповненими сумішшю ТФР і мінерального заповнювача, присутнього в тріщинних порожнинах. При малих розмірах частинок природного заповнювача його кількість можна оцінювати в прозорих або полірованих шліфах під мікроскопом за загальновідомим петрографічним методом підрахунку компонентів за допомогою окуляра-мікрометра.

Розкриті тріщинуватість порід по керну методом ТФТ доцільно вивчати в комплексі з мікроскопічним методом, методом капілярного насичення порід люмінофором і ультразвуковим методом, детально описаними в роботі. Однак 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 і т. д.

При наявності відповідних технічних засобів паралельно з методом ТФТ слід вивчати тріщинуватість шляхом фотографування стінок свердловин, або досліджувати їх застосовуючи акустичні свердловинні телевізори.

2.12 Методика проведення підземних газових зйомок

Газоносність углевмещающих порід на основі проведення підземних газових зйомок вивчають відповідно до кількох видозміненої методикою

стосовно до завдань визначення природної газонасності вугільних пластів. Роботи повинні виконуватися відповідно до вимог.

Методом підземних газових зйомок вивчають газонасність порід, що належать до окремих літологічно однорідних шарів з нормальною потужністю понад 5-7 м; у виняткових випадках (при високому ступені розшаруваності відкладень) вивчають газонасність комплексів літологічно споріднених шарів. Дослідження, як правило, проводять в межах інтервалів геологічного розрізу на відстані не менше 10 м (по нормалі до пластування) від найближчого вугільного пласта.

При наявності розривних порушень газонасність порід вивчають даним методом безпосередньо в зоні порушення, а також на відстанях 5 – 10, 20 – 25 і 40 – 50 м від поверхні змістовника по осі вироблення (зазначені відстані можуть зменшуватися при малій і збільшуватися при великій амплітуді зміщення по поверхні розривів).

Для проведення підземних газових зйомок комплектуються спеціальні групи, що складаються з керівника і його помічників (гірських інженерів) і 5-6 замірників. Тривалість кожної газової зйомки повинна відповідати тривалості технологічного циклу з проведення виробітку або в 2-3 рази перевищувати її.

Газонасність порід X_{II} (м³/м³) визначається як сума питомого метановиділення з відбитої породи q_{II} та величини її середньої залишкової газонасності $\bar{X}_{II}$:

$$X_{II} = q_{II} \cdot \bar{X}_{оп} . \quad (1.51)$$

Відносне метановиділення з відбитої породи q_{II} визначають за результатами газової зйомки, що проводиться в Польовій підготовчій виробленні, а величину $\bar{X}_{II}$ – за пробами породи, набраним в герметичні судини. Для визначення цього метановиділення з відбитої породи на прямолінійному, незагромадженому ділянці вироблення, з щільно прилеглої до стінок кріпленням на відстані не ближче 50 м від вибою і 20 м від гірла вироблення, вибирають пункт спостережень (замірний пункт), в якому вимірюють розміри поперечного перерізу вироблення в світлі і середню швидкість руху повітря, відбирають газоповітряні проби.

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

Для відбору газоповітряних проб використовують судини (пляшки) місткістю не менше 0,25 л, виготовлені з безбарвного скла і повністю заповнені

підкисленим 30 %-м розчином кухонної солі, відстояним протягом доби і профільтрованим.

Відбір газоповітряних проб в замірному пункті під час проходження через нього продукту вибуху здійснюється із застосуванням захисних заходів з відбору проб рудникового повітря. Для відбору проб можна використовувати автоматичний пробовідбірник типу ПГМ або ПРВС-10 конструкції Макнії і ін. Газоповітряні проби відбирають в наступному порядку. Безпосередньо перед вентилятором місцевого провітрювання проби відбирають протягом усього циклу спостережень через кожні 30 хв. У пункті спостережень після вибухових робіт починаючи з моменту підходу до нього продуктів вибуху проби відбирають: в 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 інший час спостережень відбір проб виробляють через 30 хв. швидкість руху повітря в пункті спостережень вимірюють протягом усього циклу 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 вироблення зі свіжим струменем повітря. Кількість повітря, що проходить через замірний пункт, визначають за формулами:

$$Q = 60 S \bar{V}_B. \quad (1.52)$$

де S – площа поперечного перерізу виробки в світлі, м^2 ; $\bar{V}_B$ – середня швидкість руху повітря у виробці, м/с и

$$\bar{V}_B = \frac{\sum_{i=1}^n V_{Bi} K_3}{n}, \quad (1.53)$$

де V_{Bi} – швидкість руху повітря у виробленні при i -му вимірі, м/с ; n -число вимірів швидкості руху повітря у виробленні; K_3 -поправочний коефіцієнт, що враховує спосіб виміру швидкості руху повітря (при вимірі способом "перед собою" приймають $K_3=1,14$).

Середня швидкість руху повітря V_T у повітропроводі встановлюють за формулою:

$$V_T = \frac{\sum_{i=1}^n V_{Ti}}{m} \quad (1.54)$$

де m – число вимірів швидкісного тиску в повітропроводі; V_{Ti} – швидкість руху повітря в повітропроводі при i -му вимірі:

$$V_{Ti} = \sqrt{\frac{2gh_{CKi}}{\rho}}. \quad (1.55)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²; h_{CKi} – швидкісний тиск у i -тій точці виміру, Па; ρ – щільність повітря, кг/м³:

$$\rho = \frac{0,00349 p}{273 + t_B}, \quad (1.56)$$

де p – барометричний тиск в гірничій виробці в місці виміру швидкості у вентиляційній трубі, Па; t_B – температура повітря у виробці, °С.

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

$$I_i = \frac{Q_{II} C_i}{100}, \quad (1.57)$$

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

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

$$\bar{I}_{II0} = \frac{\sum_{i=1}^n I_{0i}}{n_0}. \quad (1.58)$$

де I_{0i} – кількість газу, що надходить зі свіжим струменем повітря у вироблення до ведення вибухових робіт при кожному i -му наборі проби, м³/хв; n_0 – число проб повітря, набраних до ведення вибухових робіт.

Кількість газу, що надійшов зі свіжим струменем повітря в вироблення до ведення вибухових робіт при кожному i -му наборі проби, визначають за формулою:

$$\bar{I}_{0i} = \frac{Q_{II} C_{0i}}{100}, \quad (1.59)$$

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

Середнє фонове кількість газу, що проходить в замірному пункті до ведення вибухових робіт, визначають за формулою:

$$\bar{I}_{\Phi 0} = \frac{(I_{\Phi i} + I_{\Phi i+1})(T_{\Phi i+1} - T_{\Phi i})}{2T_0}, \quad (1.60)$$

де $I_{\Phi i}$, $I_{\Phi i+1}$ – кількість метану, що проходить в замірному пункті під час i -го і подальшого вимірів до ведення вибухових робіт, м/хв; $T_{\Phi i}$, $T_{\Phi i+1}$ – час, що відповідає відповідно i -му і подальшого вимірів, ч, хв; T_0 – загальний час спостереження до ведення вибухових робіт, хв.

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

$$\Delta \bar{I}_{\phi 0} = \bar{I}_{\phi 0} - \bar{I}_{\Pi 0}. \quad (1.61)$$

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

$$\bar{I}_n = \frac{1}{2} \cdot \frac{(I_{ni} + I_{ni+1})(T_{ni+1} - T_{ni})}{\sum (T_{ni+1} - T_{ni})}, \quad (1.62)$$

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

Середня кількість газу, що надходить вироблення після ведення вибухових робіт, дорівнює:

$$\bar{I}_{n0} = \frac{\sum I'_{0i}}{n'_0}, \quad (1.63)$$

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

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

$$\bar{I}_{0n} = \bar{I}_n - \bar{I}_{n0} - \Delta I_{\phi 0}, \quad (1.64)$$

Залишкову газоносність породи в кожній пробі визначають як відношення обсягу газу до обсягу дегазованої проби. Середнє значення залишкової газоносності (в м³/м³) породи встановлюють за формулою:

$$X_{оп} = \frac{\sum_{i=1}^n X'_{опi}}{n}, \quad (1.65)$$

n – число відібраних проб.

Для вивчення колекторських, сорбційних властивостей порід і оцінки вмісту в них розсіяного органічної речовини відбирають проби порід. Матеріали про результати кожної газової зйомки повинні містити:

- відомості про глибину залягання, літолого-стратиграфічну характеристику, тектонічну порушеність, ступінь постдіагенетичного перетворення, обводненість породи, розкриту підземну виробку, в якій проведена зйомка;
- дані про газоносність довколишніх вугільних пластів, найкоротшій відстані до них;

- відомості про колекторські та 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 газообільності підземного виробітку, обумовленої газовиділенням з відбитої породи;
- дані про залишкову газонасиченість породи;
- результати визначення природної газонасиченості породи за даними проведення газової зйомки.

2.13 Розрахунок значень природної газонасиченості порід за результатами сорбційних досліджень

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

$$V_i^B = V_{IM} (P_{2i}^B - P_{1i}^B) f, \quad (1.66)$$

де V_{IM} – обсяг 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.

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

$$V_i^D = V_{IM} (P_{2i}^B - P_{1i}^B). \quad (1.67)$$

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

$$V_{\text{об}} = \sum_{i=1}^n V_i^B + \sum_{i=1}^n V_i^D. \quad (1.68)$$

де n – число випусків газу.

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

$$V_i^C = V_0 \frac{P_i}{\alpha}. \quad (1.69)$$

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 досвіду.

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

Для визначення ГФ відбирають проби води і рідини з пробовідбірної камери КІІ-65 на гирлі свердловини. Обсяг газу заміряють, пробу газу відправляють в лабораторію. За даними газового аналізу та обсягом витягнутого газу розраховують вміст газових компонентів [1]:

$$V_K = \frac{A_K V}{100}, \quad (1.74)$$

де V_K – обсяг газу, витягнутого з пробовідбірної камери, м^3 ; A_K – вміст компонента в витягнутому 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 і азоту у воді:

$$\frac{O_2}{N_2} = \frac{1}{2}.$$

Вміст азоту дорівнює різниці загального обсягу азоту в пробі і подвоєного обсягу кисню.

Кількість газу, витягнутого з пробовідбірної камери, без урахування кисню і азоту повітря обчислюється за формулою:

$$V_{\text{пп}} = V - V_{O_2} - V_{N_2}^B, \quad (1.75)$$

де V_{O_2} – об'єм кисню, м^3 ; $V_{N_2}^B$ – об'єм атмосферного азоту, м^3 .

Вміст b_K газових компонентів в витягнутому з проби газі розраховується за виразом:

$$b_K = 100 \frac{V_K}{V_{\text{пп}}}, \quad (1.76)$$

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

$$\Gamma_B = \frac{V_K}{V_B}, \quad (1.77)$$

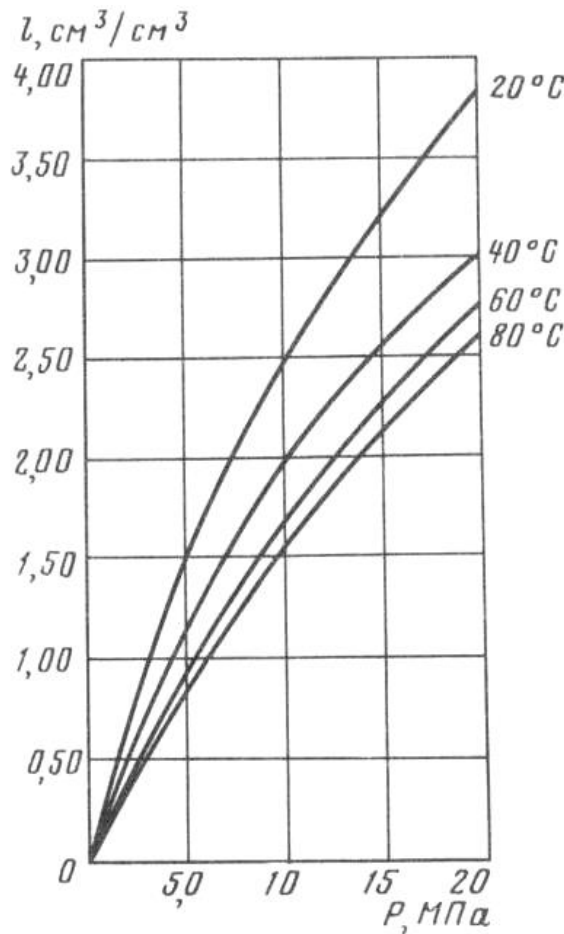
де V_B – об'єм води, відібраний з пробовідбірної камери, м^3 .

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

$$\Gamma_\phi = \frac{\sum (V_{\text{II}} + V_{H_2})}{V_B}, \quad (1.78)$$

де V_{II} – обсяг вуглеводневих газів, обчислений за результатами газового аналізу і приведений до нормальних умов, м^3 ; V_{I_2} – обсяг водню, обчислений за результатами газового аналізу і приведений до нормальних умов, м^3 ,

Якщо в пробовідбірній камері обсяг газу, розчиненого у воді, не визначений або визначений недостатньо, замість фактичної газонасиченості пластових вод встановлюють граничну величину розчинності метану у воді за графіком (мал. 1.19). На ньому представлена залежності числа обсягів газу (при $P = 0,1 \text{ МПа}$, 0°C), що розчиняються в одному обсязі води при різних значеннях температури і тиску.



Мал. 1.19 Розчинність метану у воді при різних тисках і температурах

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

$$X_{II}^B = \Gamma_\phi P_0 + \Gamma_\phi P_T, \quad (1.79)$$

где X_I^A – газонасиченість водовміщуючих порід, $\text{м}^3/\text{м}^3$; Γ_ϕ – газонасиченість пластових вод, $\text{м}^3/\text{м}^3$; P_0 – відкрита пористість порід за лабораторними даними, частки одиниці; P_T – тріщинна пустотність порід, частки одиниці.

2.14 Оцінка показності порідногазових проб, відібраних в герметичні судини і керногазонаборниками

Проби, відібрані в герметичні судини, вважають представницькими, якщо вони задовольняють умовам (мал. 1.20):

- 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 однією літологічною різницею;
- проба після дегазації суха, що вказує на її герметичність.

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

Проби, відібрані керногазонаборниками, вважаються представницькими при дотриманні наступних умов, що відносяться до різних критеріїв.

За якістю герметизації:

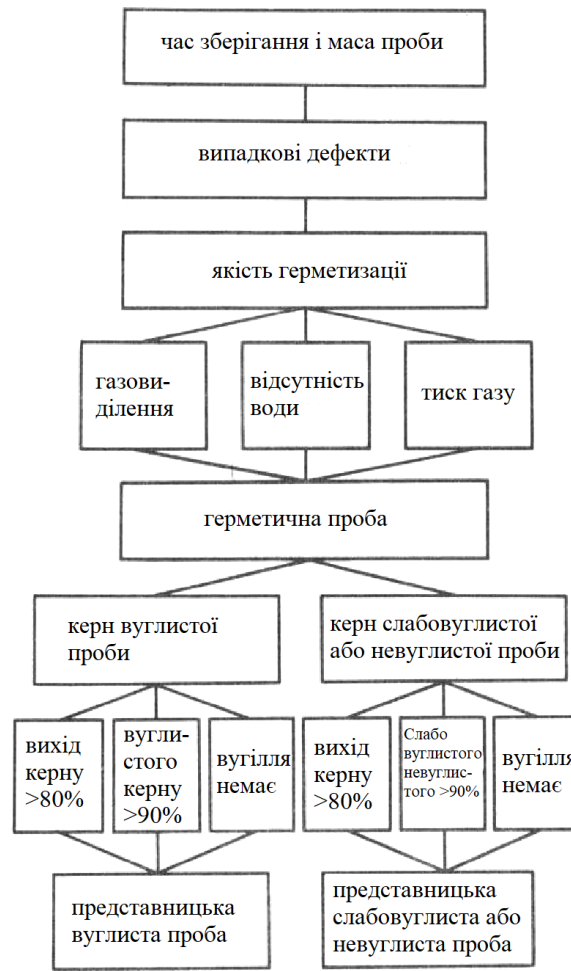
- проба надійшла на дегазацію не пізніше 5 діб після відбору;
- маса проби більше 1000 г;
- пробу відбирають і герметизують відповідно до затвердженої методики;
- відсутні видимі газовиділення з керноприймача по з'єднаннях запірних пристроїв;
- тиск газу в керноприймачі, заміряний по манометру на свердловині через 2 години після відбору, менше заміряного через 2 доби в лабораторії, що вказує на відсутність витoku газу в місцях з'єднань;
- керн після розтину сухий, що вказує на відсутність підсосу води при дегазації;
- вміст кисню у всіх фракціях дегазації не перевищує 5 %.

За якістю і складом керна для вуглистих порід (зольність 50-70 %):

- керн не менше ніж на 90 % складається з вуглистих порід;
- вихід керна більше 70 %;
- керн займає не менше 2/3 довжини керноприймача, що виключає вплив газу, що міститься в буровому розчині;
- у Керні немає прошарків вугілля сумарною потужністю більше 5 см для слабоуглистих або неуглистих порід (зольність більше 70%);
- керн не менше ніж на 90 % складається з слабоуглистих або неуглистих порід;
- вихід керна більше 80 %;
- керн займає не менше 2/3 довжини керноприймача; в Керні відсутні прошарки вугілля з сумарною потужністю більше 5 см.

За пробами, в яких керн представлений вуглистими і неуглистими породами в інших співвідношеннях або з великим числом прошарків вугілля, розрахунок газоносності не проводиться через неможливість визначення обсягу газу, що виділяється з кожної літологічної різниці окремо.

Всі проби, які не задовольняють перерахованим критеріям, вважаються неподільними і при прогнозуванні газоносності не враховуються.



Мал. 1.20 Схема визначення представництва та класифікації породних проб, відібраних керногазонабірниками

2.15. Вивчення газоносності за допомогою пакерних пристроїв

В останні роки при вивченні газоносності вугленосних відкладень широко застосовують пластовипробувачі.

Сутність досліджень полягає в наступному: в інтервал, підготовлений до виміру газу, опускається пластовипробувач з пакером, який герметично ізолює призабойну частину свердловини або досліджуваній інтервал. Системою клапанів по горизонталі пласт з'єднується з бурильними трубами, виведеними на поверхню. Тут проводиться завмер дебіту і відбір проби газу, а пластові тиску фіксуються глибинними манометрами.

На виробництві застосовують комплекс вимірювальних інструментів – (КІІ)-КІІ-65 з пробовідбірною камерою УкрНДІГаз, а також багатоциклові пластовипробувачі типу МІГ і МІК.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте основні стадії геологорозвідувальних робіт.
2. Загальна характеристика методів вивчення газоносності вугільних родовищ.
3. У чому полягає сутність методу вивчення якісного складу вугілля?
4. Яка методика розрахунку вмісту газу в пробі, відібраної в герметичну посудину?
5. Які відмінні риси методу прямого визначення природної газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід?
6. Які відомі схеми спеціальних колонкових снарядів для випробування газоносних порід?
7. Перелічіть основні типи керногазонаборників.
8. Розкажіть принцип дії і умови експлуатації газокернонабірників типу ГКМ.
9. Яка технологія відбору газових проб керногазонаборником типу ГКМ.
10. Який принцип дії та умови відбору проб керногазонаборником типу КГН?
11. Як проводиться Витяг газу з газозбірника?
12. Основні відмінні риси керногазонаборника типу КГ.
13. Принцип дії і технологія відбору проб кернонабірником КА-61.
14. Методика розрахунку вмісту газу в пробі, відібраної керногазонаборником.
15. У чому полягає сутність методу непрямого визначення природної газоносності?
16. Комплексний метод МГРІ, його переваги і недоліки.
17. Яка методика проведення газового каротажу?
18. Обробка отриманих даних газоносності методом МГРІ.
19. Охарактеризуйте методи геофізичних досліджень свердловин?
20. Вивчення газовиділень зі свердловини.
21. Принцип дії приладу ПГД-2.
22. Які способи дегазації породно-газових проб і рідин?
23. Який принцип дії установки для ненаголошеного руйнування порід?
24. Як дегазують проби в польових умовах?
25. Як вивчають і виявляють мікрозалежі газу в вугленосній товщі?
26. Методика вибору параметрів розкритої тріщинуватості гірських порід.
27. Визначення параметрів природної тріщинуватості порід.
28. Методика проведення підземних газових зйомок.
29. Яка методика розрахунку значень газоносності порід за результатами сорбційних досліджень.
30. Як оцінити показність породногазових проб?

Бібліографічний список

1. Оцінка газоносності метановугільних родовищ : підручник / Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : Журфонд, 2023. – 304 с.

Навчальне видання

Євгеній Анатолійович Коровяка

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З ДИСЦИПЛІНИ
«Оцінка газоносності метановугільних родовищ»
для студентів
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

В редакції автора

Підготовлено до виходу в світ
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19