

## ЧАСТИНА IV. ГАЗОПОДІБНЕ ПАЛИВО

## 34. Природні горючі гази

Природні горючі гази являють собою суміш газоподібних сполук і елементів, таких, як вуглеводні парафінового ряду від  $\text{CH}_4$  до  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{SO}_2$  і рідкісних газів – аргону, ксенону, неону, криптону, гелію. Особливістю природних газів є різноманіття утворюючих їх процесів, яке зумовлює відмінність їх складу, форм існування і виявів у природі. Найбільше значення для життя людини серед природних газів мають горючі (вуглеводневі) гази, що є джерелом теплової енергії, а також ряду цінних хімічних продуктів. Ці гази утворюють в гірських породах великі скупчення, або поклади, з яких видають на поверхню мільйони кубометрів газу на добу іноді протягом багатьох років. Частка решти природних газів незначна. Тому на практиці часто під природними газами розуміють саме горючі гази. Природні горючі гази зустрічаються у вільному вигляді, в порожнинах гірських порід земної кори, у розчиненому вигляді (в підземних водах, нафті), а також у вигляді газових потоків, що переміщуються в земній корі.

Гази не утворюють чистих генетичних груп, а мають змішаний характер. Так, найпоширеніші вуглеводневі гази в своєму складі, окрім вуглеводневих компонентів, містять звичайно діоксид вуглецю, азот, сірководень, інертні гази і т.д. Кількість індивідуальних компонентів у складі природних газів досягає іноді 20, включаючи ізосполуки. Генезис складових природних газів може бути різним, крім того, гази володіють дуже високою міграційною здатністю. Все це створює великі складнощі при їх класифікації. Так, наприклад, класифікація К. П. Кофанова не об'єднує всі природні гази, а стосується тільки вуглеводневої їх частини. Автор поділяє всі поклади газів за вмістом в них етану і пропану на групи: 1) етан-пропанова ( $\text{C}_2 > \text{C}_4$ ); 2) пропан-етанова ( $\text{C}_4 > \text{C}_2$ ); 3) змішана, що характеризується однаковими або близькими співвідношеннями  $\text{C}_2$  і  $\text{C}_4$ .

Перша група найбільш поширена і зустрічається у всіх видах покладів «сухих» газових, газонафтових і газоконденсатних родовищ. Друга група властива тільки газоконденсатним покладам. Третя – змішана – поширена менше і зустрічається як в нафтових, так і в газових родовищах.

Генетична класифікація природних газів, зокрема вуглеводневих, будується авторами залежно від їх поглядів на походження нафти і газу. Тому будь-яка генетична класифікація є суб'єктивною.

Дж. Амікс і ін. виділяють 5 різновидів пластових флюїдів (за фазовим станом).

1. «Сухий газ», який характеризується відсутністю в сепараторі рідини, що конденсується.

2. «Жирний газ» з газовим чинником 10 000–18 000  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , рідиною густиною менше 0,74  $\text{г}/\text{см}^3$ .

3. «Конденсатний газ» з газовим чинником від 1 400 до 12 500  $\text{м}^3/\text{м}^3$  і рідиною густиною між 0,78 і 0,74  $\text{г}/\text{см}^3$ .

4. «Нафта з високою усадкою» з газовим чинником від 180 до 1 400  $\text{м}^3/\text{м}^3$  і густиною 0,74–0,80  $\text{г}/\text{см}^3$ .

5. «Нафта з низькою усадкою» з газовим чинником менше  $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$  і густиною більше  $0,80 \text{ г}/\text{см}^3$ .

«Сухий газ» складається в переважній більшості випадків з метану з домішкою етану і дуже невеликої кількості важких вуглеводневих газів. Азотно-метанові і азотні гази також можна віднести до цієї групи. Рідка фаза в «сухих газах» може утворитися тільки за рахунок конденсації водяної пари, оскільки «сухий газ» може містити воду. Єдиним винятком є скупчення азотних газів, які потрапляють в групу «сухий газ». «Жирний газ» містить набагато більше важких вуглеводнів, ніж «сухий газ». Тому при збереженні пластової температури цей флюїд знаходиться в однофазному газоподібному стані. Термін «жирний газ» виник у зв'язку з тим, що умови, існуючі в сепараторі, відповідають для цього флюїду двофазовій зоні, і в сепараторі конденсується рідка вуглеводнева фаза. При природній міграції флюїду, у випадку попадання його в пласти неглибокого залягання, «жирний газ» може утворити рідку вуглеводневу фазу.

Таким чином, «жирні гази» є проміжною ланкою між «сухими» і «конденсатними газами». З «сухими газами» їх зближує неможливість утворення рідкої фази в системі при температурі пласта, з «конденсатними» – поява рідкої фази в сепараторі і можливість її появи в надрах Землі в процесі субвертикальної міграції флюїду або здіймання товщі при тектонічних переміщеннях.

«Конденсатний газ» в порівнянні з «жирним» містить більше важких компонентів; кількість рідини, що виділяється в сепараторі на  $1 \text{ м}^3$  газу, і її густина також збільшуються.

Головна різниця між «конденсатним газом» та «сухим» і «жирним» – це можливість ретроградної ізотермічної конденсації в пластових умовах.

Відмінність між «нафтою з високою усадкою» і «нафтою з низькою усадкою» у тому, що в першому флюїді міститься більше легких вуглеводнів. Критична температура для цих нафт звичайно ближча до пластової, ніж для «нафти з низькою усадкою». В пластових умовах нафти знаходяться в рідкій фазі.

Відмінність між всіма перерахованими типами пластових вуглеводневих флюїдів визначається поступовою зміною складу: зменшенням частки метану в суміші і збільшенням частки його гомологів в ряді від «сухого газу» до «нафти з низькою усадкою». В табл. 4.1 наведені типові склади трьох флюїдів, виражені в мольних відсотках. Необхідно відзначити, що у складі «сухого газу», вибраного для прикладу, відсутній азот і всі неуглеводневі компоненти, а вміст гомологів метану досить високий для «сухого газу». Основну масу запасів в цій групі флюїдів становлять гази, склад яких бідніший важкими вуглеводневими газами і, відповідно, містить більше метану, або при збереженні вмісту метану в межах 90–92% у складі цих газів помітну роль відіграє азот, вміст якого досягає кількох відсотків.

**Хімічний склад вільних газових скупчень.** Вирішальна роль у формуванні складу газових покладів належить вуглеводневим газам. Дійсно, переважна частина покладів має вуглеводневий склад, в 85% з них вміст вуглеводнів перевищує 80% і лише в 4% він нижче 25%. Ще більш відчутна перевага вуглеводнів у запасах газу. Так, на Російській платформі майже 90% всіх запасів газу представлено газами з концентрацією вуглеводнів понад 90% і лише менше 1% від всіх запасів характеризується азотним

складом з концентрацією азоту більше 90%. В деяких газоносних районах практично всі запаси газу пов'язані з вуглеводневими газами (наприклад, Середньокаспійський басейн). Найвищі концентрації вуглеводнів властиві зонам глибокого прогинання земної кори. Для цих районів характерна і найбільша постійність високих концентрацій вуглеводнів.

Таблиця 4.1 – Порівняння складів різних пластових систем вуглеводнів

Компоненти	Склад, % мольні		
	«Сухий газ»	«Конденсатний газ»	«Нафта з низькою усадкою»
Метан	91,32	87,07	57,83
Етан	4,43	4,39	2,75
Пропан	2,12	2,29	1,93
Бутани	1,36	1,74	1,60
Пентани	0,42	0,83	1,15
Гексани	0,15	0,60	1,59
Гептани і більш важкі	0,20	3,08	33,15

Закономірних змін концентрацій вуглеводнів при зміні глибини залягання газовмісних відкладів, звичайно не спостерігається. Проте поклади з концентрацією вуглеводнів понад 90% знайдені в інтервалі глибин 0-500 м у 55% покладів, 500-1 000 м у 71%, 1 000-2 000 м у 73% і 2 000-4 000 м у 89%. Таким чином, поклади до глибини 2–3 км мають більш різноманітний склад, ніж на великих глибинах, де відбувається стабілізація концентрацій вуглеводнів. Якого-небудь зв'язку концентрацій вуглеводнів з віком газовмісних відкладів не спостерігається, оскільки у відкладах будь-якого віку зустрічається практично весь інтервал коливання концентрації вуглеводнів. Необхідно підкреслити, що тут йдеться про загальну закономірність, в окремих же районах зв'язок вказаних параметрів може виявлятися.

Група вуглеводневих газів характеризується найбільшим діапазоном зміни пружностей від значень менше 1 до 800 – 900 кгс/см<sup>2</sup>. Наприклад, середній вміст вуглеводнів на Пермсько-Башкирському склепінні Російської платформи в покладах кам'яновугільних відкладів складає 75%, а в окремих випадках до 40%, на Жигулівсько-Пугачівському склепінні (верхньопермські відкладення) – 80%. В ордовикських і кам'яновугільних відкладах Західного Внутрішнього басейну Північно-Американської платформи вміст вуглеводнів складає 77 – 81%, тоді як на решті території цього басейну середня концентрація вуглеводнів досягає 91%. У ряді випадків спостерігається досить плавна зміна концентрації вуглеводнів в регіональному плані при переході від приповерхневих ділянок земної кори до глибокозанурених.

Зміна вмісту вуглеводнів в газі супроводжується зміною співвідношення між вуглеводневими компонентами. Як правило, зростання концентрацій вуглеводнів відбувається за рахунок більш швидкого збільшення концентрації метану, який складає основну частину вуглеводнів. В більшості газових покладів його концентрація – в межах 90-95%, а максимальні концентрації досягають 99%. Такі концентрації властиві, наприклад, газовим покладам Адріатичного басейну. Концентрації важких вуглеводнів в газових покладах коливаються від сотих часток до 30%, їх пружність в

переважній частині покладів складає 5-20 кгс/см<sup>2</sup>. Досить прогнозованою є поведінка частки важких вуглеводнів. Ця величина коливається в газах в широких межах (від 0,2 до 8%). Найнижчі її значення характерні для зон прогинів, а найвищі властиві ділянкам піднятого фундаменту на стародавніх платформах.

Нафта завжди в тій або іншій кількості містить розчинені попутні гази. Верхньою межею газонасиченості є тиск насичення, величина якого залежить від складу нафти і газу та умов знаходження покладу. Незважаючи на те, що в нафтогазоносних басейнах газонасиченість нафт коливається в широкому діапазоні, середні її значення залишаються досить близькими. Так, середній газовий чинник для нафт країн СНД в цілому може бути прийнятий рівним 48 м<sup>3</sup>/т при коливаннях фонових значень в межах 20 – 110 м<sup>3</sup>/т. Для стародавніх платформ середня газонасиченість (47 м<sup>3</sup>/т) дещо нижча, ніж для молодих платформ (55 м<sup>3</sup>/т).

В межах окремих нафтогазоносних басейнів також спостерігаються закономірності в поведінці газонасиченості нафт. Так, для більшості з них спостерігається зростання газового чинника при збільшенні глибини залягання вмісних відкладів з наближенням до зон глибокого занурення фундаменту, а також в районах газонакопичення. Таким чином, слід підкреслити, що величина газового чинника нафт суттєво залежить від місцевих, локальних причин, що викликає істотний діапазон коливань в окремих районах і продуктивних горизонтах. Проте середнє значення газонасиченості, що відображає загальні умови взаємовідношення нафти і газу, зберігається досить постійним.

В попутних газах вуглеводнева фракція відіграє ще більш важливу роль, ніж у вільних. Частка вуглеводнів у попутному газі, найчастіше 90–98%. Лише в 35% всіх досліджених покладів їх концентрація нижча 90%. Таким чином, поведінка газонасиченості нафт в основному зумовлюється поведінкою розчинених вуглеводнів. Тенденція до збільшення концентрації вуглеводневої фракції простежується також в попутних газах зон молодих прогинів і западин.

Співвідношення вуглеводневих компонентів в попутних і у вільних газах різне. В попутних газах концентрація важких вуглеводнів не менше від концентрації метану, а в деяких випадках перевершує її. Фоновий вміст важких вуглеводнів в попутних газах складає 20–40%. Серед гомологів метану звичайно переважає етан, а вміст пропану і бутану різко підвищений в порівнянні з вільними газами.

Частка важких вуглеводнів в попутних газах коливається у широких межах (від 10 до 90%). Поведінка концентрацій кислих компонентів в попутних газах в даний час вивчена дуже слабо. Концентрація вуглекислоти звичайно вища, ніж сірководню.

Вміст азоту в попутних газах може досягати значних кількостей. Так, концентрація азоту в попутних газах в деяких випадках складає 60-70%, а азотний чинник 50-60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Проте загалом для попутних газів характерний низький вміст азоту. Більше 65% всіх нафтових покладів містять попутний газ з концентрацією азоту не вище 12%. Попутний газ епігерцинських платформ характеризується концентрацією азоту 1,5-6% (60% покладів). На стародавніх платформах концентрація азоту в попутних газах звичайно вища. Більше половини всіх досліджених покладів нафти містить попутний газ з концентрацією азоту 6-25%. Цікаво відзначити, що зростання концентрації азоту в попутному газі супроводжується збільшенням частки важких

вуглеводнів. При збільшенні середньої концентрації азоту в попутному газі з 8,4 до 30,2% відбувається зростання частки важких вуглеводнів з 12 до 78%. Фонова концентрація азоту в нафті складає  $7,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . При цьому середні концентрації азоту в нафтах стародавніх і молодих платформ і зон прогинів дещо відрізняються. Найвищими концентраціями характеризуються стародавні платформи. Для нафтогазоносних басейнів Російської платформи середні концентрації азоту в нафті складають близько  $5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Вміст гелію в нафтах коливається в широких межах – від 0,03 до 326 мл/л, а пружність – від 0,008 до  $10 \text{ кг.с/см}^2$ . При цьому фонові значення цих параметрів складають відповідно 6-25 мл/л і 0,025-0,4  $\text{кг.с/см}^2$ .

При збільшенні глибини залягання нафт пружність гелію росте як на палеозойських і епігерцинських платформах, так і в зонах прогинів. Фіксується також збільшення пружності гелію в нафтах при зменшенні коефіцієнта положення.

Слід підкреслити залежність гелієвого чинника і пружності гелію від характеру нафтових покладів, зокрема їх прив'язки до стародавніх або молодих платформ, а в їх межах – від віку вмісних відкладів: вони вище в стародавніх геоструктурах. Поведінка концентрації і пружності гелію в нафтах в регіональному плані вивчена досить слабо. Оскільки в цьому ж напрямі зростає газовий чинник нафт, процентний вміст гелію в попутному газі змінюється несуттєво.

Фізико-хімічні властивості цих сумішей залежать від цілого ряду зовнішніх і внутрішніх умов. До зовнішніх умов слід віднести пластові температуру і тиск. Дві суміші однакового складу можуть сильно відрізнятися одна від одної за своїми властивостями, якщо вони знаходяться в різко відмінних пластових умовах. До внутрішніх умов відносяться: а) хімічний склад газової суміші, тобто пропорції, в яких змішані складові її компоненти; б) властивості цих компонентів у чистому стані при певних значеннях температури і тиску; в) відхилення властивостей цих компонентів суміші від їх властивостей в чистому стані, обумовлені взаємним впливом компонентів один на одного.

За хімічним складом горючі газу є сумішшю окремих газоподібних сполук ряду алканів загальної формули  $\text{C}_n\text{H}_{n+2}$ , де  $n$  – число від 1 до 5. В атмосферних умовах газоподібними вуглеводнями є метан  $\text{CH}_4$ , етан  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ , бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  і, за деяких умов, пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ .

Метан є, звичайно, основною складовою частиною природних горючих газів. В суміші з іншими вуглеводневими газами його вміст часто перевищує 90%. Це безбарвний газ в чистому вигляді з ледве помітним часниковим запахом. Він набагато легший за повітря; при  $15^\circ\text{C}$  і нормальному тиску маса  $1 \text{ м}^3$  метану становить 0,677 кг.

Метан має високу термічну стійкість. Він починає помітно розкладатися при температурі не менше  $600^\circ\text{C}$ . Ізотопний склад вуглецю метану характеризується відношенням  $^{12}\text{C}/^{13}\text{C} = 89-92$ . Метан має нижчу теплоту згоряння ( $34,0-37,2 \text{ МДж/м}^3$ ) приблизно в 2,0 рази більшу, ніж кам'яне вугілля. Прикладом знаходження в природі чистого метану є так званий болотяний газ.

Метан є основним компонентом природних горючих газів (вміст його іноді досягає 99 %), а також обов'язковим компонентом газу нафтових покладів. Процентна кількість його в попутних газах дещо зменшується за рахунок появи більш важких

вуглеводнів (наприклад, етану, пропану, бутану і ін.). Метан присутній також у вугільних покладах.

Етан – безбарвний газ, дещо важчий за повітря; маса 1 м<sup>3</sup> етану за нормальних умов складає 1,270 кг. В чистому вигляді етан в природі не зустрічається, звичайно він супроводжує метан. Нижча теплота згорання його – від 60,3 до 66,2 МДж/м<sup>3</sup>.

Пропан – також безбарвний газ, більш важкий, ніж повітря. Маса 1 м<sup>3</sup> пропану за нормальних умов рівна 1,9659 кг. Як і етан пропан в чистому вигляді в природі не зустрічається, але є обов'язковим супутником газу нафтових покладів. Теплота згорання пропану – від 86,5 до 93,9 МДж/м<sup>3</sup>.

Бутан (нормальний) має в 2 рази більшу густину, ніж повітря. Маса 1 м<sup>3</sup> бутану при 15 °С і нормальному тиску становить 2,454 кг. В чистому вигляді в газоподібному стані бутан може знаходитись при температурі вище +0,6 °С.

Також відомий ізобутан, який має той же хімічний склад, але відрізняється від нормального бутану внутрішньою будовою молекули. Його фізичні властивості дещо відрізняються від властивостей нормального бутану.

Бутан, як правило, зустрічається тільки в газах, пов'язаних з нафтовими покладами, що є ознакою, зв'язку газу з нафтою. Нижча теплота згорання бутану – від 112,3 до 121,4 МДж/м<sup>3</sup>.

Пентан, як і бутан, має два різновиди: нормальний пентан та ізопентан. Останній є складовою частиною бензину.

Пентан зустрічається у вигляді рідкісної домішки в природних вуглеводневих газах; кількість його звичайно не перевищує 2 об. %, за винятком газів, пов'язаних з нафтовими покладами, де кількість пентану може досягати 10 об. %.

Серед гомологів метану звичайно переважає етан, далі – пропан. Вміст бутану і пентану (та їх ізомерів) різний, але звичайно менший за вміст інших компонентів. Ізотопний склад гомологів метану характеризується такими середніми величинами <sup>13</sup>C<sub>сеп</sub>: етан – 3,4%, пропан – 2,9%, бутан – 2,7%.

Крім вуглеводневих компонентів горючі природні гази звичайно містять в різних, іноді значних, кількостях вуглекислий газ, азот і сірководень, в менших кількостях водень, кисень, оксид вуглецю і в малих концентраціях – гелій та інші рідкісні гази. Теплота згорання (Q<sub>н</sub>) природних газів коливається в межах 25,1-33,5 МДж/м<sup>3</sup>, густина за повітрям – у межах 0,56-0,65.

Природні вуглеводневі гази накопичуються в гірських породах, що мають порожнини (піски, вапняки й ін.). В інших породах (глинах, вугіллі) газ накопичується менше через їхню високу щільність і відсутність порожнин (пор, тріщин).

Породи, здатні вмщувати і віддавати газ, називаються **газовими колекторами**. Вони утворюють в товщах гірських порід величезні підземні природні резервуари, зверху і знизу обмежені непроникними породами.

Такі підземні резервуари мають широке горизонтальне розташування й в основному заповнені водою. Газові скупчення займають лише незначну частину резервуарів, розташовуючись над водою і притискаючись до верхньої малопроникної межі (породи) підземного резервуара.

Газ у підземних резервуарах знаходиться під значним тиском, при його розкритті свердловиною газ здатний **притікати** (фонтанувати) до поверхні з

величезною швидкістю. Деякі газові свердловини здатні дати до 6 млн. м<sup>3</sup> газу на добу.

Основними проблемами, що виникають при експлуатації газових свердловин, є регулювання тиску і встановлення оптимального режиму відбору газу.

Досвід експлуатації газових свердловин показав, що зі свердловини повинна відбиратися тільки частина тієї кількості газу, яку вона може дати при вільному фонтануванні.

Як уже вказувалося, природні горючі гази складаються в основному з метану і його гомологів. Крім цих компонентів, у природних вуглеводневих газах, як правило, містяться вуглекислота й азот. Вміст вуглекислоти в більшості випадків не перевищує 6-7%. Однак зустрічаються природні гази, у яких вміст вуглекислого газу доходить до 35% і більше. Такі гази називають **вуглеводнево-вуглекислими**. Наприклад, на Тамані (Кубань), у районі с. Карабетовка, відзначений вихід природного вуглеводневого газу, що складається з метану (65,6%), вуглекислоти (31,4%) і азоту (3,0%). В Угорщині є родовище Тоткомлош, газ якого складається з 50% метану і 50% вуглекислоти.

Вміст азоту в природних вуглеводневих газах, як правило, не перевищує 10%. Однак зустрічаються гази, у яких вміст азоту доходить до 45% і вище. Такі гази називаються **вуглеводнево-азотними**.

Кисень у вуглеводневих газах міститься в незначних кількостях, як правило, не більше 2%.

Вміст сірководню у вуглеводневих газах рідко перевищує 5-6%. Оксид вуглецю і водню в природних газах практично не зустрічаються; у деяких попутних газах ці компоненти є, але в незначних кількостях.

Характерною домішкою природних газів є рідкісні гази і, насамперед, гелій (у деяких газах вміст гелію доходить до 2%); як правило, у природних газах можна знайти лише сліди рідкісних газів.

При розгляді закону Генрі видно, що будь-який газ має здатність тією чи іншою мірою розчинятися в рідині. Відповідно до закону Генрі, кількість газу, здатного розчинитися, залежить від природи рідини і газу і від зовнішніх умов (тиску, температури).

Виникнувши одночасно, нафта і розчинений в ній газ утворили нафтогазові пласти.

Оскільки температура в покладі нафти змінюється мало, кількість розчинених у нафті газів залежить в основному від тиску в пласті і властивостей розчинених газів.

Розчинність газоподібних вуглеводнів у нафті підвищується зі збільшенням молекулярної маси газу. Різна розчинність вуглеводневих газів приводить до того, що в природних умовах, коли нафта і газ укладені в одному підземному резервуарі, гази сепаруються за рахунок майже повного розчинення в нафті при високих тисках більш важких вуглеводнів.

Тому в підземному резервуарі, у якому нафта залягає разом з газом, частина вуглеводневих газів (більш важких) перебуватиме в розчиненому вигляді, а частина (головним чином, більш легка: метан, етан) буде знаходитися над нафтою, утворюючи так звану газову шапку (рис. 4.1). При розкритті пласта свердловиною спочатку починає фонтанувати газ газової шапки, а потім уже, унаслідок падіння тиску, буде виділятися газ з розчину (нафти).

При цьому спочатку з'являться гази, що мають найменшу розчинність, а при значному зниженні тиску почнуть виділятися гази з максимальною розчинністю.

Частина цих газів виділяється з нафти тільки після виходу її на поверхню. Газова шапка є складовою частиною нафтового покладу, що експлуатується з урахуванням максимального використання пластової енергії газу (його тиску) для фонтанного видобутку. Іншими словами, газові шапки газонафтових родовищ не є самостійними об'єктами видобутку газу.

У деяких випадках газ повністю розчинений у нафті; цей газ експлуатується (видобувається) разом з нею. Звичайно газу міститься 200 – 400 м<sup>3</sup> на 1 т нафти (цю величину називають газовим фактором). Найбільш часто зустрічаємо прості форми нафтогазових покладів, показані на рис. 4.2.

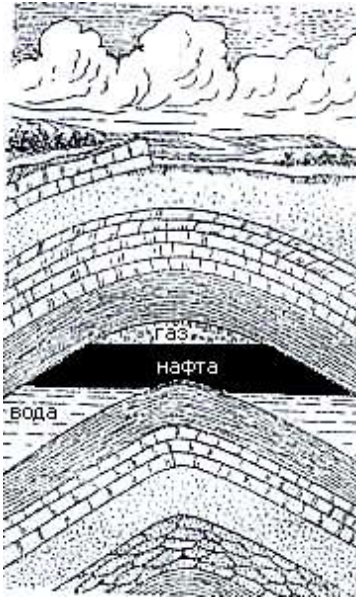


Рис. 4.1. – Родовище нафти з газовим прошарком

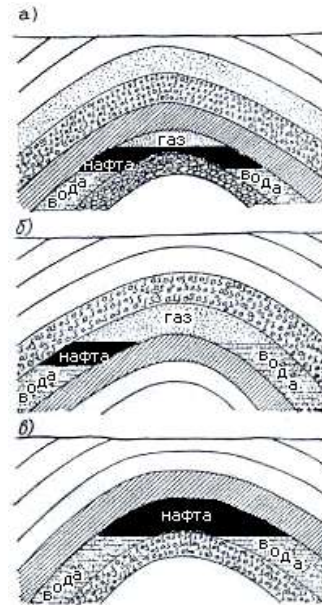


Рис. 4.2. – Нафтогазові родовища

### 35. Зріджений газ

Основною сировиною для одержання зріджених вуглеводних газів є штучні і природні нафтові гази:

- а) попутний нафтовий газ на газобензинових заводах;
- б) газ термічної і термokatалітичної переробки нафти і нафтопродуктів на установках термічного і каталітичного крекінгу, піролізу і коксування, алкілювання й інших процесів;
- в) штучні гази на заводах синтетичного моторного палива (заводи деструктивно-гідрогенізаційної переробки вугілля і важких нафтопродуктів, синтезу моторного палива з оксиду вуглецю і водню й ін.);
- г) природні гази, які містять, крім метану, певну кількість більш важких вуглеводнів. У природних газах вміст більш важких вуглеводнів (пропану і бутану) невеликий, тому зріджений газ одержують з них дуже рідко;



д) газоконденсатні родовища промислового значення.

Найбільшу цінність для одержання рідких вуглеводневих газів мають попутні нафтові гази. Нафта на виході сепараторів, в залежності від режиму сепарації, також містить значну кількість розчинених у ній важких вуглеводневих газів. Гази, які виділяються з нафти після сепараторів, містять близько 30% пропану, 30-35% бутану і близько 30% газового бензину. Ці отримані в результаті стабілізації нафти гази є цінними для виробництва зріджених газів, які, як правило, вилучаються на газобензинових заводах.

В таблиці 4.2 наведені характеристики газів, одержуваних на промислових установках основних типів деструктивної переробки нафти.

**Таблиця 4.2 – Типові склади сумішей, одержуваних при деструктивній переробці нафт (% мас.)**

Компоненти	Метод переробки			
	Піроліз газойлю	Піроліз дистилятної фракції	Гази крекінгу	
			Термічного	Каталітичного
Водень	9,1	9,9	3,5	11,7
Азот + оксид вуглецю	-	-	-	15,3
Метан	21,9	24,3	36,8	12,2
Етилен	24,4	22,9	6,7	4,0
Етан	7,6	7,5	29,3	6,8
Пропілен	15,2	13,6	6,5	16,0
Пропан	1,0	1,4	10	8,3
Бутадієн	2,0	2,6	-	-
Ізобутилен	3,8	1,8	2,5	14,3
Бутилен-2	1,0	1,7	-	-
Бутан	0,1	0,1	4,2	10,8
Пентани й вище	12,9	14,4	0,5	0,6

Штучні, заводські нафтові гази, тобто гази, отримані при деструктивній, термічній і термокаталітичній переробці нафти, відрізняються за своїм складом від природних газів, як від попутних, так і у скупченнях (газових родовищах).

Це розходження полягає в тому, що штучні нафтові гази містять значну кількість ненасичених олефінових вуглеводнів, що є дуже цінною сировиною для ряду реакцій органічного синтезу.

Середній вихід вуглеводневих газів, одержуваних при деструктивній переробці нафтопродуктів, складає: при термічному крекінгу 8-14%, при каталітичному крекінгу 16-28%, при піролізі 40-47%.

Вуглеводневі гази деструктивної гідрогенізації вугілля і важких нафтових залишків, на відміну від газів деструктивної переробки нафтопродуктів, характеризуються практичною відсутністю в їх складі ненасичених вуглеводнів. Це пояснюється тим, що цей процес протікає в умовах високих концентрацій водню, що у

присутності каталізаторів зумовлює цілковите насичення неграничних зв'язків вуглеводнів, які утворюються. Гази деструктивної гідрогенізації вугілля, після вилучення з них аміаку, сірководню і відмивання вуглекислоти, є дуже багатою сировиною для одержання зріджених газів. Крім газів ароматизації, ці газові суміші містять зовсім незначну кількість неграничних вуглеводнів.

Отже, основними джерелами для одержання паливних рідких вуглеводневих газів (пропан, бутан) повинні служити попутні газы, газы газоконденсатних родовищ, штучні нафтові газы і газы деструктивної гідрогенізації твердого і рідкого палива. Однак варто вказати, що газы термічної і термокаталітичної переробки нафти і нафтопродуктів, які містять значну кількість реакційно здатних неграничних вуглеводнів, насамперед повинні піддаватися відповідній переробці для фракціонування з наступним використанням у різних синтезах.

Одним з найбільш важливих процесів переробки попутних і аналогічних газів є процес вилучення з них компонентів газового бензину і компонентів рідких горючих газів. Цей процес називається **відбензинуванням нафтових газів**. Він складається з двох послідовних операцій: одержання сирого нестабільного бензину і вилучення із сирого бензину стабільного, звільненого від легких компонентів газового бензину.

Перша операція, тобто одержання сирого нестабільного бензину, здійснюється методом **компресії**, чи **адсорбції**. Друга операція, тобто одержання стабільного бензину, зовсім вільного від пропану і більш легких вуглеводнів з бутаном в обмежених кількостях, здійснюється методом чіткої **ректифікації**.

Для безперебійної і надійної роботи установок відбензинування нафтових газів потрібно, щоб газ-сировина не містив механічних домішок і води. Тому одержання зріджених газів починається з очищення вихідного продукту від механічних домішок і води.

**Перспективи зрідження газів.** За оцінками експертів виробництво зрідженого газу (ЗГ) – один з найшвидше зростаючих секторів ринку енергоресурсів. До 2010 року його поставки збільшаться майже вдвічі і складуть близько 40% світової торгівлі природним газом. Станом на 2007 рік обсяг продажів зрідженого газу складав близько 27% від світових експортних продажів. Згідно з прогнозами до 2010 року в США на частку ЗГ буде припадати основне зростання імпорту природного газу. У свою чергу багато європейських країн розглядають можливість інвестицій в інфраструктуру імпорту ЗГ, зокрема в потужності з транспортування зрідженого газу. Сьогодні мова вже йде про створення організації країн-експортерів зрідженого газу (на кшталт ОПЕК – організації країн-експортерів нафти).

Сьогодні світовий ринок зрідженого газу контролюють Катар, ОАЕ, Алжир, Малайзія та Індонезія. Зростають поставки ЗГ з Ірану, Нігерії та Австралії. Добрі перспективи для експорту зрідженого природного газу має Росія.

Імпортерами ЗГ в основному східно-азійські: Японія, Корея, Тайвань (разом – близько 60%). Крім того – США (8%), Індія, Туреччина, країни Європи (близько 25%). Перспективним є споживання зрідженого газу і в Україні, що може полегшити розв'язання питання диверсифікації джерел постачання природного газу в Україну без прив'язки до існуючої мережі магістральних газопроводів.

Одним з ключових факторів у ланцюгу виробництва і використання зрідженого природного газу є його транспортування, тому розвиток технологій транспортування ЗГ суттєвим чином визначить перспективи всього напрямку зрідження паливних газів в недалекому майбутньому.

### 36. Гази вугільних родовищ

В останні роки стає все більш явною об'єктивна необхідність вилучення і використання метану вугільних родовищ як енергоносія для промислових і комунальних потреб.

Шахтний метан як побічна корисна копалина використовується понад 50 років. На метан вугільних родовищ як самостійну корисну копалину за кордоном звернули увагу після нафтової кризи 1973 року. У США ці роботи заохочувалися шляхом знижок податків і кредитів. Запаси метану в США, за даними Нафтової ради й Інституту газової промисловості, складають до глибини 900 м від 8,5 до 14 трлн. м<sup>3</sup> при запасах вугілля 2 520 млрд.т. У 1998 році за даними агентства охорони навколишнього середовища США з вугільних пластів великої потужності з метаноносністю від 8,5 до 19,2 м<sup>3</sup>/т добуто й утилізовано близько 10 млрд. м<sup>3</sup> метану, що майже в 12 разів більше, ніж у 1997 році. У США експлуатується понад 5 000 свердловин, які видобувають газ з вугільних пластів. У 2000 році видобуток метану з вугільних родовищ оціночно склав 40 млрд. м<sup>3</sup>.

Шахтні методи дегазації метану широко застосовуються в Німеччині (ресурси 3-4 трлн. м<sup>3</sup>), Англії (1,9 – 2,8 трлн. м<sup>3</sup>), Австралії (6,0 трлн. м<sup>3</sup>) і інших країнах. У Польщі (ресурси 1,6 – 2,0 трлн. м<sup>3</sup>), Чехії (1,1 – 1,5), Китаї (25 – 30 трлн. м<sup>3</sup>) широко ведуться роботи з використання метану як у процесі видобутку вугілля в шахтах, так і на розвіданих вугільних родовищах. Метан вугільних родовищ на 35 – 40% дорожчий за природний газ, однак з урахуванням знижок, організаційно-виробничих заходів, передбачених спеціальним законодавством у США видобуток метану з вугільних пластів цілком рентабельний (рис. 4.3).

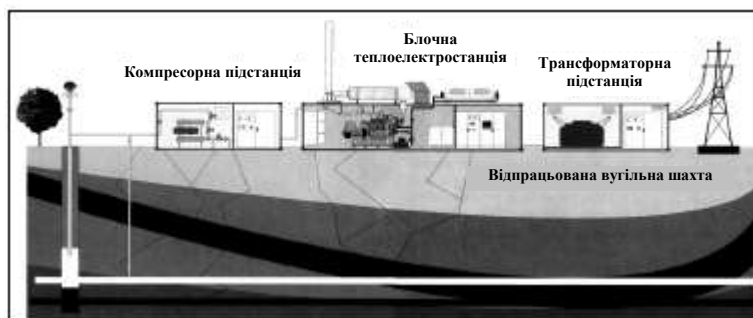


Рис. 4.3.– Схема установки для використання шахтного метану

У Донецькому і Львівсько-Волинському басейнах метаноносність кам'яного вугілля коливається в межах 0,5-25 м<sup>3</sup>/т, антрацитів до 35-40 м<sup>3</sup>/т. Ресурси метану в розвіданих кондиційних вугільних шарах до глибини 1 800 м коливаються в межах 450-550 млрд. м<sup>3</sup>. У бокових породах акумульовано в 1,5-2 рази більше вуглеводних газів, ніж у вугільних шарах, тобто в них не менше 1,5-2 трлн. м<sup>3</sup> метану. З

урахуванням Львівсько-Волинського басейну можна вважати, що вугільні родовища України містять 2,5-3,0 трлн. м<sup>3</sup> газу.

Для прогнозування метаноносності вуглепородного масиву створене унікальне устаткування, яке дозволяє на реальних зразках вугілля і гірських порід одержувати будь-який напружений стан (у тому числі і нерівнокомпонентний), що відповідає глибині залягання до 10 км. На зазначеному устаткуванні вивчена ефективна поверхнева енергія вугілля, його поведінка в об'ємному нерівнокомпонентному полі стискаючих напруг і закономірності фільтрації метану через вугільну речовину для глибини до 3 км.

На великих глибинах за рахунок нерівнокомпонентності поля чи напруг утворюється додаткова тріщинуватість, рівнозначна максимальній головній напрузі, за якою відбувається фільтрація метану. Для поліпшення метановидалення з вугілля масив необхідно обробляти хімічно-активними речовинами чи витіснити адсорбований метан поверхневоактивними речовинами.

Теоретично й експериментально доведено, що метан у викопному вугіллі знаходиться в трьох станах: вільний в транспортних і закритих каналах і порах (в останні він потрапляє унаслідок твердотільної дифузії), адсорбований на їх поверхні і розчинений в органіці вугільної речовини. З врахуванням метану, який знаходиться в закритих порах і розчинений в органіці вугілля, його кількість у вугіллі, підрахована на спектрометрах ЯМР, повинна в 1,6 рази перевищувати кількість, підраховану за стандартними методиками. На підставі цього вугільні родовища Донбасу слід вважати вуглегазовими.

Газова зональність Донбасу сформувалася в два етапи. **Перший етап** – доінверсійний період розвитку басейну – характеризується потужним осадонакопиченням з інтенсивним процесом газогенізації і формуванням первинної вертикальної газової зональності, що відображає газопродукуючі здатності вугленосної товщі і ступінь насичення вугілля і самих газів в залежності від існуючих термодинамічних умов. **Другий етап** – період геологічного розвитку прогину – характеризується інтенсивним перерозподілом газів в осадовій товщі басейну і руйнуванням первинної газової зональності з трансформуванням її в сучасну вертикальну і площинну зональність. Вона обумовлена закономірними змінами колекторських властивостей вмісних порід.

Незважаючи на значні запаси метану у вуглегазових родовищах, добування його з використанням традиційних технологій видобутку, застосовуваних у газовидобувній галузі, практично неможливе через особливий характер зв'язку метану з вугільною речовиною в порівнянні зі зв'язками природного газу з газовмісними породами.

До останнього часу ставлення до метану, який виділяється при розробці вуглегазових родовищ, було однозначним – він «ворог», вилучення його, за невеликими винятками, визначається вимогами техніки безпеки. Аналіз діяльності об'єднання «Донецьквугілля» за останні 10 років показав, що з 4,5 млрд. м<sup>3</sup> метану, що виділився при видобутку вугілля, 80% викинуто в атмосферу системами вентиляції шахт, 18% коптовано системами підземної дегазації і 2% видобуто через свердловини, пробурені з поверхні. Метан, що міститься у вентиляційній суміші, поки що не знайшов застосування в енергетичних цілях. У кооптованій метаноповітряній суміші його концентрація досягає в деяких шахтах 60%, але частіше – нижча 25%, через що використання такого метану в енергетиці не перевищує 9% загальної кількості.

Збільшення його частки в найближчій перспективі пов'язане з технологіями, що дозволяють одержати газ з великою концентрацією метану.

Найбільш перспективними є способи дегазації вуглепородного масиву із застосуванням свердловин, пробурених з поверхні. Ідея роботи по створенню технологій дегазації вуглегазових родовищ свердловинами, пробуреними з поверхні, полягає в розробці і впровадженні способів, які дозволяють вилучати газ з концентрацією метану не нижче 90% для його ефективного використання з одночасним зниженням загазованості виробок. Виходячи зі стану перебування метану в газовому колекторі, впроваджені **три** технології добування метану.

I. Для дегазації масиву, що містить вугільні пласти, породи з розсіяною вугільною речовиною і газоносні пісковики, розроблена технологія, що використовує ефект часткового розвантаження масиву в результаті його підробки, з відводом газу через спрямовані дегазаційні свердловини. Сутність способу полягає в просторовому розташуванні активного стовбура свердловини відповідно до особливостей формування зони повного зрушення вуглепородного масиву при його підробці.

Новим у розробці технології є створення конструкції свердловини, в якій активна частина стовбура в залежності від положення свердловини щодо вибою лави проводиться в зоні повних зрушень по дотичній до напрямку руйнування блоків чи породи до границь зони повного зрушення порід, прилеглих до крайових частин лави. У першому випадку при розриві порід зсув стовбура відбувається в подовжньому напрямку, що, завдяки наявності ковзної не зацементованої перфорованої колони в активній частині свердловини, не виводить її з ладу. Такий механізм деформування найбільш ймовірний за наявності порід, перетнутих активною частиною свердловини, в основному однорідних за фізико-механічними властивостями і характеру руйнування на окремі блоки. В другому випадку за рахунок розміщення активної частини стовбура в незруйнованій частині масиву він зберігається навіть при перетинанні різних літологічних шарів порід, причому основна газоприймальна частина свердловини знаходиться в зоні підвищеного тріщиноутворення і проникності масиву. Для спорудження такої свердловини її нижню частину бурять паралельно одній з меж зони повного зрушення.

II. Попередня дегазація шахтних полів до будівництва застосовується при наявності геологічних структур, що включають антиклінальні, купольні і флексурні системи, які мають газоносні пісковики, покриті шаром герметизуючих порід, – газові “пастки”. Сутність полягає в бурінні дегазаційної свердловини в найбільш продуктивній точці “пастки” з перебуванням продуктивних за газом горизонтів. Свердловину кріплять обсадною колоною (розрахована на тривалий термін експлуатації), перфорованою на ділянці потужності продуктивних горизонтів.

III. Технологія попередньої дегазації вуглепородного масиву із застосуванням гідродинамічного способу обробки вугільних пластів і газоносних порід. Сутність її полягає в накачуванні робочої рідини в пласт у кількості, яка перевищує природну приймальну здатність пласта, і внаслідок цього в багаторазовому збільшенні проникності пласта за рахунок розкриття і розширення природних тріщин, об'єднаних у єдину гідравлічну систему, орієнтовану до свердловини, по якій після видалення рідкого компонента відбувається транспортування газу із пласта до свердловини.

Завдяки розробленим технологіям досягаються наступні цілі: підвищення безпеки

праці при видобутку вугілля; поліпшення екології навколишнього середовища; використання додаткового дешевого енергоносія – метану; підвищення ефективності вуглевидобувного виробництва.

Найбільш ефективним способом використання метану, видобутого при дегазації вуглегазових родовищ, є застосування його як моторного палива (замість нафтового) і для виробництва електроенергії.

Здатність метану вугільних пластів скласти економічну конкуренцію природному газу залежить від чотирьох основних взаємозалежних критеріїв: дебіту і продуктивного життя свердловини; низьких капітальних і експлуатаційних витрат; наявності надійного і конкурентноздатного ринку для збуту видобутого газу; обсягів видобутку (експлуатації). Для успішної розробки метанових покладів, перш ніж говорити про економічну привабливість того чи іншого проекту видобутку метану, необхідно враховувати й оцінювати всі чотири критерії.

Задача концентрування метану у вихідній структурі може бути вирішена шляхом переведення його у твердий стан у вигляді кристалогідратів, оскільки гідратна технологія дешевша в порівнянні з іншими технологіями. Існують апаратні розробки на рівні лабораторних і напівпромислових установок, для Донбасу підготовлений проект «Метан» по утилізації шахтного метану.



*ЕНЦИКЛОПЕДИЧНИЙ  
СЛОВНИК*

**"ТВЕРДІ ГОРЮЧІ  
КОПАЛИНИ"**

