

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»



В.А. Баранов
Н.В. Хоменко

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Навчальний посібник

Дніпропетровськ
НГУ
2015

УДК 553.94(075.8)
ББК 35.513Я7
Б 24

*Рекомендовано редакційною радою НГУ
як навчальний посібник для студентів напряму
підготовки 7(8).090301 Гірництво (протокол № 14/18.2-207
від 11.02.2014).*

Рецензенти:

М.І. Євдошук, д-р геол.-мін. наук, професор (Інститут геологічних наук НАН України, завідувач відділу геології вугільних родовищ);

І.С. Рослий, д-р геол. наук, провідний науковий співробітник (Український державний геологорозвідувальний інститут);

К.К. Софійський, д-р техн. наук, професор (Інститут геотехнічної механіки НАН України, завідувач відділу проблем розробки технологій вугільних родовищ).

Баранов В.А.

Б 24 Оцінка газоносності вугільних родовищ: навч. посіб. / В.А. Баранов, Н.В. Хоменко ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2015. – 152 с.

ISBN 978–966–350–521–3

Згідно з програмою підготовки бакалаврів напряму «Гірництво» розглянуто загальні питання геології формування вуглегазових родовищ, основні закономірності вуглефікації, газонакопичення; описано основи формування й становлення газотранспортної галузі, наведено приклади нетрадиційних енергоносіїв, визначено порядок виконання дегазації на вугільних підприємствах і методи оцінки газоносності вугільних родовищ.

Сформульовано навчальні цілі змістових модулів, які чітко окреслюють навички та вміння, передбачені програмою дисципліни «Основи теорії транспорту».

Для студентів гірничих спеціальностей усіх форм навчання.

УДК 553.94(075.8)
ББК 35.513Я7

© В.А. Баранов, Н.В. Хоменко, 2015

ISBN 978–966–350–521–3

© Державний ВНЗ «НГУ», 2015

Умовні скорочення

Автономний генератор палива - АГП

Газотранспортна система – ГТС

Паливно-енергетичний комплекс - ПЕК

Державний комітет із запасів України – ДКЗ України

Вступ

Одна з найважливіших і гострих проблем будь-якої країни в третьому тисячолітті – це проблема енергетики. Без її вирішення в країні неможливо успішно розвивати промисловість, сільське господарство, транспорт та інші галузі виробництва. За останнє сторіччя кількість населення на планеті потроїлася, а енергетичні ресурси скорочуються з кожним роком.

У наш час енергопостачання більшості країн ґрунтується на існуючих в цих країнах ресурсах. Для одних країн – це газ або нафта, для інших – вугілля або атомна енергетика. Україна має значні енергетичні ресурси як органічних (вугілля, нафта, газ, біоліт, торф), так і неорганічних (уранова сировина, нетрадиційні джерела енергії) джерел. У даний час вугілля і уранова сировина дають Україні основну частину електроенергії. Вуглеводнів (нафта, газ) видобувається невелика кількість, а експортувати енергоресурси – дорого.

У навчальному посібнику стисло викладені геологічні основи не тільки газотранспортної системи вугільної промисловості, але і геологічні основи енерготранспортних систем. Якщо в ХІХ столітті основними джерелами енергії були дрова і вугілля; в ХХ – нафта, газ і ядерна енергетика, то в ХХІ столітті це можуть бути як традиційні джерела енергії, так і нетрадиційні.

У першому розділі стисло подано історію формування Сонячної системи, Землі, земної кори і біосфери, показано закономірний взаємозв'язок усіх процесів, що відбуваються в космосі взагалі і на нашій планеті зокрема.

Другий розділ присвячений утворенню, перетворенню і накопиченню органічної і радіоактивної речовини – основних джерел сучасної енергетики. Показаний круговорот вуглецю в природі, наведена генетична класифікація горючих копалин.

У третьому розділі представлена коротка історія утворення і становлення паливного енергетичного комплексу України по таких основних напрямках як вугільна, нафтова, газова промисловість, електроенергетика та основні проблеми розвитку даного комплексу.

Четвертий розділ присвячений підприємствам газопостачання і газифікації України. Газотранспортна система держави включає підземні газосховища, газові магістралі різного призначення, газовимірювальні і газорозподільні станції обслуговування цієї системи.

У п'ятому розділі наведені дані про формування газотранспортної системи в різних регіонах, на заході України, в її східних і південних регіонах. Становлення газотранспортної системи відбувалося в районах видобування енергетичної сировини, поступово розповсюджуючись в інші регіони. Наведені дані про видобування, транспортування, зберігання газу, показана необхідність стандартів у галузі, нормативів споживання.

Шостий розділ присвячений проблемам обліку газу за допомогою впровадження приладів і устаткування, ціновій політиці, зменшенню невиробничих витрат газу, енергозбереженню, формуванню цінової політики в перспективі.

У цьому розділі представлені матеріали з розвитку використання газу вугільних шахт, їх дегазації і подальшої утилізації шахтного і вугільного газу. Показані основні напрями і завдання виконання дегазації на вугільних шахтах.

Восьмий розділ присвячений будівництву першої в нашій країні когенераційної електростанції на базі шахти ім. О.Ф. Засядька, де вугільний і шахтний метан утилізується з отриманням коефіцієнта корисної дії більше 90 %.

У дев'ятому розділі перераховані основні альтернативні види джерел енергії: сонячної, вітрової, з використання теплогенераторів, принципу осмосу, тепло ґрунтових вод, підземна газифікація вугілля, відновлювані джерела енергії.

У десятому розділі представлені матеріали з оцінки газоносності вугільних родовищ, починаючи з розвідувальних робіт, оцінки ресурсів і запасів і закінчуючи методикою підрахунку і підготовкою родовищ до промислового освоєння.

Враховуючи наведені тенденції розвитку енергетики в світі взагалі і Україні зокрема, випускник НГУ повинен орієнтуватися в даному напрямі, удосконалювати і поповнювати свої знання і розуміти, що ми живемо в світі, який постійно змінюється.

1. КОРОТКА ІСТОРІЯ ФОРМУВАННЯ ЗЕМЛІ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен одержати уявлення про основні етапи формування Землі.

У розділі висловлені гіпотези утворення Сонячної системи і Землі, формування земної кори, поява біосфери і розвиток життя в ній.

1.1. Рання історія Землі

Серед відомих нам геологічних фактів немає таких, які б на думку вчених указували на уявлення про розплавлену колись планету, охолодження і стискування земного ядра. Тому вони повинні бути відкинуті. З'ясувалося, що найвірогіднішим шляхом формування Землі слід визнати утворення її з холодної допланетної речовини, а зростання температури з глибиною, що служило раніше доказом правильності лапласовської, а отже і контракційної гіпотези, може бути пояснено й іншими процесами, зокрема розпадом радіоактивних елементів. Радіоактивне тепло не тільки може перешкоджати охолодженню Землі, але здатне підвищувати її температуру.

Становлення Сонячної системи відбувалося в три стадії: утворення газопилового диска навкруги новонародженого Сонця, ймовірно, під імпульсом вибуху Найновішої зірки, гравітаційне стягування матеріалу цього диска у відносно великі тіла – планетезималі, подібні до сучасних астероїдів, формування під впливом гравітації навкруги найбільших з планетезималей зародків планет. Цей сценарій підтверджується відкриттям в останні півтора десятиліття планетних систем, подібних нашій Сонячній. Нині відомо більше 270 таких «екзопланет», але до останнього часу це були планети-гіганти, подібні Юпітеру і Сатурну, і лише зовсім недавно була відкрита планета «земного» розміру [39].

Наша Земля утворилася, за сучасними даними, близько 4,6 млрд. років тому. Акреція матеріалу, що її складав, тобто зростання від центру до периферії, продовжувалася і після цієї дати, і до 100 млн. років після народження її розміри досягли 99 % сучасних. Маса Землі (M) дорівнює $5,98 \times 10^9$ трильйонів т, середня маса 1 см^3 речовини Землі дорівнює 5,52 г. Оскільки вимірювана прямими методами щільність гірських порід удвічі менша, ясно, що речовина в глибоких надрах Землі повинна мати щільність помітно більшу вказаної середньої цифри. Середня щільність земної кори дорівнює $2,8 \text{ г/см}^3$ [23, 40].

Перший розділ історії планети, тривалістю близько 500 млн. років, залишається якнайменше розшифрованим через відсутність на поверхні Землі порід віком більше 4 млрд. років. Єдиним і тому цінним фактичним свідомством подій того періоду служать уламкові циркони, знайдені в архейських кварцитах Західної Австралії. Іншими посередніми показниками умов можна вважати породи, що збереглися на Місяці, з віком до 4,35 млрд. років. Дані нині інтенсивно використовуються для відновлення подій цього періоду, названого штатівським ученим П. Клаудом «хадея».

Судячи з достатньо неповної інформації, на Землі в цей час відбулися події, що багато в чому визначили її подальшу долю: утворення жорсткого ядра, розплавленого шару завтовшки до 1000 км у мантиї, названого «магматичним океаном», первинної, очевидно, базальтової кори і первинної атмосфери, але, найголовніше – виникнення поряд із Землею Місяця. Практично загальне визнання одержала висунута в 1971 р. штатівськими ученими Хартманом і Девісом гіпотеза «гігантського імпаکتу» – утворення Місяця за рахунок речовини викинутого в навколосемний простір під час падіння на молоду Землю тіла розміром з Марс. Час цієї події, яка можливо спровокувала формування ядра, і поява магматичного океану, визначався з використанням Hf-W геохронометра по місячних породах у 4,5 млрд. років. Виходило, що перераховані вище події відбулися в перші 100 млн. років існування нашої планети. Проте в 2007 р. з'явилася робота, що доводить помилковість первинної оцінки віку Місяця у зв'язку з недообліком впливу на збереження Hf-W системи опромінювання місячних порід космічним випромінюванням. Автори роботи дійшли висновку, що Місяць не міг виникнути раніше 4,6 млрд. років і утворився, можливо, значно пізніше, приблизно 4,25 млрд. років тому, що збігається з більш ранніми даними, одержаними по Sm-Nd хронометру. Виявилось, що співвідношення ізотопів W, як і раніше встановлене співвідношення ізотопів O в місячних породах, схоже з такими в якнайдавніших земних породах, що указує на ближчу спорідненість Землі і Місяця, ніж допускає гіпотеза гігантського імпаکتу. Ці дані підтверджують погляди деяких учених (А.А. Маракушев, Е.М. Галімов), які вважають утворення Місяця побічним ефектом становлення Землі; подібне до супутників Юпітера або Сатурна.

З іншого боку, вивчення якнайдавніших австралійських уламкових цирконів з визначенням ізотопії кисню і складу рідкісних і розсіяних елементів привело до несподіваних висновків про те, що вже 4,4-4,3 млрд. років тому поверхня Землі охолодилася до можливості появи рідкої води, що могло сприяти появі магматичних порід кислого складу – гранітоїдів, тобто кори континентального типу. Ці висновки зустріли досить серйозні заперечення, але знову-таки в 2007 р. було зроблено нове сенсаційне відкриття – в зерні циркону з віком 4,3 млрд. років знайшли кристал алмазу. Як відомо, алмази утворюються при високому тиску, пануючому в низах континентальної літосфери. Тому, якщо тільки не допустити маловірогідне пізніше попадання алмазу в циркон, ще одне свідoctво дуже ранньої диференціації Землі і її розшарування на оболонки – геосфери.

До кінця хадея первинна атмосфера, яка утворена за рахунок виділення газів з планетезімалей при їх зіткненні і з деякою добавкою речовини сонячного походження, повинна була заміститися атмосферою, можливо, сильно збагаченою метаном, яка була вже продуктом дегазації мантиї в процесі вулканічної діяльності. Цю зміну також пов'язують з «гігантським імпактом». Завершальною ж подією хадею повинне було з'явитися інтенсивне бомбардування Землі, яка, за аналогією з Місяцем, могла досягти максимуму 3,9-3,8 млрд. років тому. Але чи було це бомбардування відповідальне за

зникнення з лиця землі порід давніших 4 млрд. років? Швидше за все, ні. Більш вірогідне припущення про їх переплавлення в результаті «перевороту» порід у магматичному океані. Щось подібне повинне було відбутися і на Венері приблизно 500 млн. років тому, де породи давніші за цю дату також відсутні.

На рубежі приблизно 4 млрд. років Земля вступила в новий – архейський – етап еволюції, що знайшов своє віддзеркалення в її «кам'яному літописі». Проте, хоча породи з ранньоархейським, раніше катархейським віком 4,0-3,5 млрд. років знайдені на всіх континентах, вони практично всюди представлені гранітогнейсами ювенільного походження – юний, первинний, ендегенний – званими спочатку «сірими гнейсами». Винятком є південно-західна Гренландія, де на поверхні оголюються супракрустальні, що виникли на поверхні Землі, осадоно-вулканогенні породи віком 3,9-3,8 млрд. років – кремені граувакки, залісті кварцити, базальти. Вони утворилися у водному середовищі, тобто є свідомством існування гідросфери. Якщо врахувати, що серед порід віком 3,5 млрд. років відомі карбонати біогенного походження, а також породи, що мають первинну намагніченість, можна констатувати, що до початку середнього архею – раніше раннього – 3,5 млрд. років – оболонкова будова Землі в основному була сформована. За окремими даними, до цього ж часу відокремилася і внутрішнє тверде ядро планети. Іншими словами, почався відомий у фізиці процес конвекції – тепломасопереніс – на думку вчених, він продовжується і до цього дня. Закінчення конвекції означатиме фактично анігіляцію Землі, інакше кажучи, перехід планети в інший структурний стан. Процес конвекції легко спостерігати під час кип'ячення води в стакані кип'ятильником – тепла речовина йде вгору, а холодна – вниз, поки у воді не розірвуться всі зв'язки і видима межа не досягне дна – вода не закипить.

Особливу проблему складає походження протоконтинентальної, точніше, тоналіт-тронд'єміто-гранодіоритової (ТТГ) кори. Річ у тому, що пряма виплавка такої кори з мантії перидотитового складу неможлива. Спочатку повинна виплавитися магма основного базальтового складу, що може бути перетворена в амфіболіт, а вже з нього з додаванням води може утворитися порода типу ТТГ. Питання в тому, в яких геодинамічних умовах це відбувається. Дослідники пропонують різні моделі. Найбільш вірогідно, що спочатку в результаті підйому мантійного плюму формується лінза потовщеної океанської кори, що проявляється на поверхні у вигляді вулканічного плато, а потім у підшві цієї лінзи починається плавлення її матеріалу за участю води з дегідратованої кори, що підсовується під неї. Подібний протоконтинент, як припускають деякі дослідники (В.М. Моральов, М.З. Глуховський), утворився в екваторіальній зоні, де цьому сприяла відцентрова сила, пов'язана з осьовим обертанням Землі. Потім протоконтинент міг розколотися і його фрагменти могли ввійти до складу майбутніх континентів. Можливо, що цей процес повторювався двічі, на рубежах 3,5 і 3,0 млрд. років.

Протягом середнього архею, тобто між 3,5 і 2,5 млрд. років, відбувся перехід від панування тектоніки плюмів до тектоніки плит. Дані, що недавно з'явилися, свідчать про явний прояв тектоніки плит у пізньому археї. Про це говорить виявлення в Карелії і Китаї офіолітів – комплексу ефузивних і

інтрузивних порід – з типовим для зон спредингу розсовуванням плит та утворенням нової кори – комплексом паралельних дайок, а також виявлення сейсмічних зон пологих розломів, нахилених під стародавні вулканічні дуги – вірогідних зон палеосубдукції – підсовування одних блоків під інші. Знайдені також характерні для зон палеосубдукції вулканіти – бонініти. Звичайно, архейська тектоніка плит повинна була відрізнятися від неопротерозойсько-фанерозойської: великих плит не було, зони субдукції були пологими, слєби – пластинки порід, що провалилися вниз – не тільки виділяли флюїди, але й піддавалися повному плавленню. Потужність кори, що виплавлялася в зонах спредингу, була набагато вищою потужності сучасної кори через вищу температуру мантії.

До кінця архею, завдяки акреції (розростанню) вулканічних дуг і океанських плато до уламків протоконтиненту, утворюються великі граніт-зеленокаменні блоки – еократони, в межах яких потужність кори і літосфери досягає сучасних величин. Плавлення нижньої кори породжує нове покоління «нормальних» калінатрових гранітів. Потім з'являються лужні інтрузії. Вони свідчать про залучення до конвекції недеплетованих низів мантії і про перехід до загальномантійної конвекції. Саме це могло спричинити утворення на рубежі архею і протерозоя першого справжнього суперконтиненту – Пангеї 0. На його поверхні в першу половину палеопротерозою накопичувалися в основному континентальні осадки і вулканіти, а його літосфера стала достатньо «жорсткою» для утворення ріфтів і дайкових роїв. У другій половині даного еону (надери), мабуть, у процесі переходу до двохярусної конвекції, відбулося роздроблення суперконтиненту. Між його сіалічними (Si і Al зовнішня оболонка з.к.) уламками виникли лінійні басейни з океанською корою, подібні до тих, які раніше називали геосинклиналями. У кінці еону, на рубежах 1,9 і 1,7 млрд. р., у ході двофазної колізії (зіткнення), очевидно, під дією загальномантійної конвекції ці басейни замкнулися і встановилися орогени, що знову спаяли уламки Пангеї 0 у новий суперконтинент Пангею I (Мегагею, або Колумбію). Літосфера Колумбії виявилася ще жорсткішою і крихкішою, ніж у її попередниці, і магма суперплюму, викликала часткове плавлення кори з утворенням плутонів, гранітів – рапаківі. Починаючи з 1400 млн. р. літосфера пронизувалася трубками алмазоносних кімберлітів (Л.Н. Когарко). На рубежі середини мезопротерозою Колумбія піддалася роздробленню, мабуть, частковому, а до рубежу мезо- і неопротерозою, до 1,0 млрд. років відродився суперконтинент, що одержав назву Родінія.

З того часу тектоніка плит «запрацювала» по сучасному зразку. Подальша історія Землі включає розпад Родінії і утворення Тихого океану та океану Тетіс (біля 750 млн. років тому); становлення мегаконтиненту Гондвана і, можливо, суперконтиненту Паннотія (біля 540 млн. років тому); океану Япетус і його замикання; утворення мегаконтиненту Лаврусія (біля 400 млн. років тому); об'єднання Лаврусії і Лавразії з Гондваною, що замістила її в останній суперконтинент – класичну вегенерівську Пангею (320 млн. років тому); розпад і утворення сучасних океанів – Атлантичного, Індійського і Північного Льодовитого. Детальнішу інформацію в цьому напрямі можна одержати зі статті В.П. Трубіцина «Основи тектоніки плаваючих континентів» [38].

Висновки. Найвірогіднішим шляхом формування Землі слід визнати утворення її з холодної допланетної речовини. Становлення Сонячної системи відбувалося в три стадії: утворення газопилового диска навколо новонародженого Сонця, ймовірно, під імпульсом вибуху Найновішої зірки; гравітаційне зменшення матеріалу цього диска у відносно великі тіла – планетезималі, подібні до сучасних астероїдів, формування навкруги під впливом гравітації найбільших із планетезималей зародків планет. Земля утворилася близько 4,6 млрд. років тому. Зростання складаючого її матеріалу від центру до периферії продовжувалося і після цієї дати, і до 100 млн. років після народження її розміри досягли 99 % сучасних. Маса Землі (М) дорівнює 5,98-10,9 трильйонів т, середня маса 1 см³ речовини Землі виявляється рівною 5,52 г. До кінця хадея первинна атмосфера, утворена за рахунок виділення газів із планетезималей під час зіткнення і з деякою добавкою речовини сонячного походження, повинна була заміститися атмосферою, можливо сильно збагаченою метаном, яка була вже продуктом дегазації мантиї в процесі вулканічної діяльності. Отже, до початку середнього архею, приблизно 3,5 млрд. років тому, оболонкова будова Землі в основному була сформована. До цього ж часу відокремилася і внутрішнє тверде ядро планети. Вода з'явилася близько 4 млрд. років тому.

1.2. Глибинна геодинаміка

Друга половина ХХ століття характеризувалася послідовним освоєнням все більш глибоких надр Землі. Цей прогрес був зобов'язаний в основному успіхам сейсмології, які забезпечувалися безперервним удосконаленням комп'ютерної технології. 50-60-і роки стали визначальними у вивченні земної кори, коли в СРСР був розроблений метод глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ – Г.А. Гамбурцев і ін.) і підтверджено існування астеносферного шару (Б. Гутенберг), у 60-і роки з'явився міжнародний проект верхньої мантиї (В.В. Белоусов), народилася наука про тектоніку літосферних плит, а в кінці 70-х років з появою сейсмотомаграфії (А. Дзевонські), що відкрила можливість детальнішого вивчення не тільки верхньої, але і нижньої мантиї, виникла глибинна геодинаміка (Л.П. Зоненшайн). І, нарешті, до кінця ХХ сторіччя учені зацікавилися внутрішнім, твердим ядром Землі. Воно виявилось анізотропним і обертається швидше за решту планети [39].

У даний час проблемою номер один у сфері глибинної геодинаміки є будова і процеси, що відбуваються в прикордонному між мантиєю і ядром шарі D" (D – дубль), які виконують винятково важливу роль у тектоно-магматичній активності всіх вищерозміщених геосфер. Існують три підходи до вивчення шару D": сейсмотомаграфічний, по якому встановлюються межі шару, фізичні властивості складочної його речовини у вертикальному і латеральному розрізі; мінералогічний, по якому експериментально визначають його мінеральний склад, знаючи температуру і тиск, пануючі в ньому; ізотопно-геохімічний, призначений для визначення хімічного складу магматичних продуктів, що виносяться з нього висхідними мантийними течіями. Що ж вдалося дізнатися про цей примітний шар?

Шар D" має потужність порядку 200 км. Його верхня межа лежить на глибині біля 2700 км і є нерівною. Недавно встановлено, що його мінералогічний склад відрізняється від складу іншої нижньої мантії, складеної метасилікатом магнію і кальцію – перовськітом. Цей характерний тільки для D" мінерал названий пост-перовськітом і має своєрідну внутрішню структуру. Дуже важливо, що фазовий перехід пост-перовськіта в перовськіт зі зниженням тиску є екзотермічним (з виділенням тепла). Не менше важливо, що в самій основі D" виявлений переривистий шар різко знижених швидкостей сейсмічних хвиль – ULVZ у якому, французький учений С. Лабросе убачає присутність магматичних камер, залишкових від первинного «магматичного океану». Іншою примітною особливістю шару D" є його різка латеральна неоднорідність, яка не може бути пояснена тільки різницею температур, але змушує думати і про мінливість хімічного складу. Є серйозні підстави вважати, що холодні високошвидкісні ділянки D" відповідають могильникам «слебів», тобто місцям кінцевого поховання літосферних пластин, що випробували глибоку субдукцію. Це підтверджується даними томографії, які свідчать про те, що спочатку слеби затримуються і накопичуються в перехідному між верхньою і нижньою мантією шарі, що лежить на глибині 410-660 км, а потім періодично лавиноподібно обрушуються в глибшу мантію досягаючи шару D".

Гарячі низькошвидкісні ділянки D" розглядаються як такі, що відповідають корінню мантіїних струменів – плюмів, які підіймаються з мантії і досягають поверхні Землі, де найкрупніші з них – суперплюми – створюють величезні поля основних лав – траппів, подібних Тунгуській трапповій провінції, що виникла на рубежі перми і тріасу. Концепція плюмів (їх проекція на поверхні Землі іменується «гарячими точками»), а LIP'ам відповідають «гарячі поля Зоненшайна-Кузьміна») була висунута Дж.Т. Віконом у 1963 р. і розвинена В.Дж. Морганом у 1971 р. для пояснення внутрішньоплиткового магматизму океанів.

Не всі геологи і геофізики визнають концепцію плюмів за придатну для пояснення внутрішньоплиткового магматизму. У Росії до таких скептиків відносяться С.А. Ушаков і О.Г. Сорохтін, в США Д. Андерсон і У. Гамільтон, які вбачають джерело магматизму у верхній мантії, в астеносфері, тобто не набагато глибше, ніж джерело магматизму серединно-океанських хребтів. Проте останній, живиться осередками в деплетированій мантії, виснаженій відносно літофільних елементів, а внутрішньоплитковий вимагає участі розплавів, близьких, якщо не тотожних по складу до примітивної мантії Землі, чим і викликані пошуки в глибинах сучасної мантії резервуару такої речовини. Спочатку як сховище розглядалася вся нижня мантія, починаючи з глибини 660 км, але тепер з'ясували, що деплетированою є не тільки верхня, але і значна частина нижньої мантії до глибини біля 1700 км, так що резервуар треба шукати набагато глибше: окремі учені доходять у його пошуках до шару ULVZ в основі D". Але останнім часом, після відкриття в лавах вулканів Гавайських островів матеріалу корового походження, набула популярності гіпотеза його «рециклінгу», тобто участі в плюмовому магматизмі речовини океанської або навіть континентальної кори, субдуцированих до шару D" слебів такої кори. Ця

гіпотеза недавно «матеріалізувалася» завдяки унікальному дослідженню, проведеному міжнародним колективом учених із 10 країн під керівництвом члена-кореспондента РАН А.В. Соболева. Учасники цієї роботи на основі оригінальної методики вивчили зміст деяких характерних елементів – Ni, Ca, Mn – в олівіах вулканів, приурочених до різних геодинамічних умов і розташованих у різних регіонах світу. Виявилося, що джерела їх «живлення» містять рецикльований коровий матеріал у різних пропорціях – від практично 100 % вмісту в Тунгуських траппах до 0 % у лавах деяких внутрішньоокеанських островів. При цьому помітний зміст корового матеріалу виявився в тунгуських траппах.

Очевидно, плюми живляться не тільки рецикльованою океанською корою. Присутність у їх складі підвищеного вмісту металів платинової групи і нерадіогенного гелію трактується окремими дослідниками як ознака їх надходження із зовнішнього ядра. Взагалі певний обмін речовиною, мабуть, шляхом дифузії на межі мантия/ядро дуже вірогідний. Таким чином, живильний матеріал плюмів може мати три джерела: власне речовина шару D", особливо його базального горизонту ULVZ; рецикльована кора, в основному океанська; певний приток речовини із зовнішнього ядра.

Відсутність рецикльованого корового матеріалу в лавах деяких вулканів океанських островів указує на те, що далеко не всі плюми мають коріння, яке досягає основи мантиї. Вони можуть лежати вище, а одним із рівнів їх генерації може бути покрівля нижньої (за іншою термінологією середньої) мантиї. Саме там передбачаються скупчення слєбів, що приводить надалі до їх обвалення в нижню мантию і до зміни роздільної верхньо- і ніжньомантийної конвекції загальномантією, що веде в кінцевому рахунку до формування суперконтинентів. Ця достатньо логічна концепція, що повністю пройшла математичне моделювання Л.І. Лобковського і В.М. Котелкіна (ІО РАН), недавно взялася під сумнів у зв'язку з отриманням і узагальненням В.П. Трубіциним (Тектонічна нарада 2008 р.) даних про набагато менший контраст властивостей реологій мантиї на межі 660 км. Проте новітні дані сейсмічної томографії, зокрема, ті, що стосуються західно-тихоокеанської зони субдукції, що занурюється під Східний Китай, свідчать про виявлення слідів океанської кори, «застряглих» у перехідній зоні від нижньої до верхньої мантиї (С. Мурдма і ін.).

Висновки. 50-60-і роки стали визначальними у вивченні земної кори, бо саме так було розроблено метод глибинного сейсмічного зондування, а також підтверджено існування астеносферного шару. У 60-і роки з'явився міжнародний проект верхньої мантиї, народилася наука про тектоніку літосферних плит, а в кінці 70-х років з появою сейсмотомографії, що відкрила можливість детальнішого вивчення не тільки верхньої, але і нижньої мантиї, виникла глибинна геодинаміка. І, нарешті, до кінця ХХ сторіччя учені зацікавилися внутрішнім твердим ядром Землі. Воно анізотропне й обертається швидше за решту планети. Загальна будова Землі така: земна кора близько 100 км, астеносфера (в'язка речовина невеликої потужності – до 20-30 км), мантия, що має декілька шарів і ядро (зовнішнє і внутрішнє).

1.3. Взаємодія оболонок Землі

Найактивніша дія на зовнішні оболонки – атмосферу, гідросферу, літосферу – надає біосфера. З часу її появи – 3,5 млрд. років тому (можливо, і значно раніше) – її вплив на навколишнє середовище все зростає і досяг кульмінації з появою людини. Походження біосфери представляє одну з двох найбільших загадок природознавства, разом із походженням Всесвіту. Обидві версії, нині жваво дискутуються, – виникнення життя на Землі або його занесення з Космосу – натрапляють на принципові суперечності. Перша не може відповісти на питання: які ж були ті неповторні умови, в яких із неживої речовини виникла жива? Перед другою версією, здавалося б, підкріпленою знахідками складних органічних сполук у метеоритах і кометах і навіть слідів живих організмів у метеоритах, встає те ж питання, яке відноситься вже до Космосу. Як би там не було, подальша еволюція земної біоти ставить перед наукою немало питань, які не можна вирішити без участі геологів. Наприклад, чому (з раннього архею) протягом більше 2 млрд. років сукупність живих організмів на Землі обмежувалася прокаріотами (без'ядерні клітини), синьо-зеленими водоростями, бактеріями, потім через 2,5 млрд. років (в пізньому Протерозої (Ріфеї)) – Протозоа – одноклітинні) з'явилися еукаріоти (еукаріоти – з ядром). Далі Метазоа (багатоклітинні), а потім близько 600 млн. років тому (Палеозой, Кембрій) відбувся спалах життя: з'явилася едіакарська фауна м'якотілих безхребетних, а ще через 0,5 млн. років – новий спалах, що привів до виникнення всієї різноманітності фауни фанерозою (фанерос – явний, зое – життя)? Та і протягом самого фанерозою відбувалися неодноразові, інколи дуже різкі оновлення складу біоти, причини яких трактуються часто неоднозначно: чи то це наслідок раптового похолодження вулканічної діяльності, викликаного підйомом мантійних плюмів, чи то результат падіння на Землю великих метеоритів і навіть астероїдів, чи все те разом. Не зовсім ясний і механізм еволюції біоти, що привела від бактерії до людини. Класичний Дарвінізм, навіть підправлений генетикою та елементами ламаркізму, не задовольняє учених [23, 40].

Життя могло з'явитися тільки тоді, коли в археї температура води знизилася до 90⁰С, оскільки температурна межа існування живої матерії лежить біля цієї температури. Вище неї білки звертаються. Можливо, прокаріоти і еукаріоти розвивалися в гарячих водах і лише після деякого (якого?) охолодження почали з'являтися м'якотілі безхребетні [2, 19, 39].

Геолога цікавлять не стільки причини появи і розвитку біосфери, скільки їх результати, а вони дуже значні. По суті, не тільки осадочний, але і гранітно-метаморфічний шар земної кори, що становить основу континентів, сформований в основному завдяки діяльності живих організмів. Їм же належить величезна роль у змінах клімату. Згідно з теорією британського ученого Дж. Лавлока, біота не тільки випробовує вплив клімату, але і виступає його регулятором, не допускаючи різких коливань температури або вмісту кисню в атмосфері. На його думку, сприятливі умови для розвитку життя на Землі створені не оптимальною її відстанню від Сонця, а багато в чому нею самою. З

цього погляду, Кіотський протокол – це лише наочна спроба людства брати участь у подібному процесі.

Ще одна проблема, пов'язана із Землею в цілому, це роль її осьового обертання та обігу по навколосонячній орбіті. Роль цього чинника в геодинаміці у минулому недооцінювалася, хоча, з другого боку, окремі учені неправомірно намагаються надати йому вирішальне значення. Перш за все очевидно, що обертання Землі породжує західний, а в поєднанні з конвекцією і північний (М.А. Гончаров) дрейф материків, а також позначається в асиметрії околиць Тихого океану і меридиональних відрізків серединно-океанських хребтів. Нерівномірність цього обертання приводить до зміни форми геоїда, яка позначається на водній оболонці, викликаючи протилежні по знаку в полярній і екваторіальній сферах трансгресії і регресії моря. Вони ж породжують напруги в корі і літосфері, що створюють так звану регматичну мережу розломів і тріщин, орієнтованих ортогонально або діагонально відносно осі координат.

Періодичні зміни параметрів обертання Землі – нахилу її осі, прецесії ексцентриситету орбіти – приводять до циклічних змін клімату. Це вперше припустив сербський вчений М. Міланковіч, пояснюючи чергування льодовикових і міжльодовикових епох у четвертинному періоді, а багато років опісля його гіпотеза знайшла повне підтвердження і подальший розвиток. Виявилось, що циклічність Міланковіча з періодами в 20, 40, 100, 400 і навіть 1,2 млн. років виявляється в осадових товщах не тільки льодовикових і четвертинних, але самого різного генезису – вугленосних, соленосних, флішевих з віком аж до пізньодокембрійського.

Висновки. Біосфера з'явилася близько 3,5 млрд. років тому (можливо, і значно раніше) – її вплив на навколишнє середовище все зростає і досяг кульмінації з появою людини. Походження біосфери представляє одну з двох найбільших загадок природознавства, разом із походженням Всесвіту. Обидві версії (виникнення життя на Землі або його занесення з Космосу) нині жваво дискутуються, натрапляють на принципові суперечності. Перша не може відповісти на питання: які ж були ті неповторні умови, в яких із неживої речовини виникла жива? Перед другою версією, здавалося б, підкріпленою знахідками складних органічних сполук у метеоритах і кометах і навіть слідів живих організмів у метеоритах, постає те ж питання, яке відноситься вже до Космосу. Близько 600 млн. років тому відбувся спалах життя на Землі і цей останній період називається фанерозой (період явного життя).

1.4. Земля і навколишній Космос

Земля не ізольована від навколишнього Космосу – ближнього, включно сусідів по Сонячній системі і самого Сонця, і дальнього – нашу Галактику і все за її межами. Природно, що найбільший вплив на Землю роблять її найближчі сусіди, в першу чергу Місяць, що становить з нею як би подвійну планету. Ця дія виражається в твердих припливах, які були найбільш інтенсивні на ранніх етапах розвитку, коли Місяць знаходився на ближчій відстані від нашої планети. Проте, всупереч уявленням, що панували недавно, вплив

продовжувався і пізніше. Тверді приливи не розсіваються в літосфері, як відбувається з морськими припливами, а напруги, що викликаються ними, накопичуються і приводять до деформацій літосфери. До того ж, як показав Ю.М. Авсюк, віддалення Місяця від Землі не монотонне, а періодично змінюється деяким зближенням планет, і це може служити поясненням циклічності тектогенезу (цикли Г. Штілле і А. Бертрана).

Гравітаційна дія Сонця також є однією з причин твердих припливів, хоча і меншого масштабу, ніж місячні. Коливання в інтенсивності сонячного випромінювання, що поступає на Землю, виконують дуже істотну роль у кліматичних змінах. На відміну від місячних припливів, його інтенсивність наростала в історії Землі. За деякими даними, в сучасну епоху воно на 30 % перевершує первинну величину. Цікавою вважається знайдена ученими кореляція між 11- і 22-річними циклами сонячної активності і змінами клімату Землі, до якої слід додати її розповсюдження на сейсмічну і вулканічну активність. При цьому встановлено (Е.Н. Халілов, В.Е. Хаїн), що піки активності вулканів протилежних геодинамічних обстановок – зон розтягування літосфери (рифтингу, спредінгу) і зон її стискування (субдукції, колізії) – знаходяться в протифазі. Це може вказувати на пульсацію об'єму Землі, чергування її стискування і розширення.

Найяскравіший прояв дії на нашу планету навколишнього космічного середовища представляють метеоритно-астероїдно-кометні бомбардування. Сліди останніх – імпактні кратери (астроблеми) – у все більшому числі (зараз їх більше 100) відкриваються не тільки на суші, але і під водою. Джерелом метеоритів і астероїдів, в основному, є пояс астероїдів між Марсом і Юпітером, а комет – пояс Койпера на зовнішній межі Сонячної системи, але, можливо, не тільки він. Багато дослідників вважають саме ці бомбардування і зміни середовища перебування біоти, що викликаються ними, відповідальними за її періодичні масові вимирання, а штатівки Д. Еббот і Е. Іслей висунули сміливу гіпотезу, згідно з якою імпакти провокують підйом суперплюмів і утворення плато-базальтових полів провінцій траппів, що в поєднанні приводить до різких і згубних для живих організмів кліматичних змін. Проте ця гіпотеза не знайшла геохронологічного підтвердження. За межами перерахованих важливих, але відносно приватних проблем залишається одна велика невирішена проблема: яка причина багатопорядкової циклічності всіх геологічних процесів? Вона не знаходить пояснення в ендогенній динаміці Землі, тим більше що приклад 22-річних циклів показує спільність земної циклічності з сонячною. Це торкається і циклів М. Міланковича, причина яких, здавалося б, відома – зміни параметрів обертання Землі, але яка ж першопричина їх циклічної зміни? Все це примушує деяких дослідників розглядати зовнішні чинники.

Вже давно звертається увага на близький збіг тривалості тектонічних циклів (цикли А. Бертрана) з тривалістю обігу Землі у складі Сонячної системи по галактичній орбіті з так званім галактичним роком, що продовжується близько 220 млн. років. Дійсно, переміщуючись по цій орбіті, то віддаляючись, то наближаючись до центру Галактики, наша планета випробовує різну по величині гравітаційну дію, що не може не відобразитися на її динаміці. Згідно з

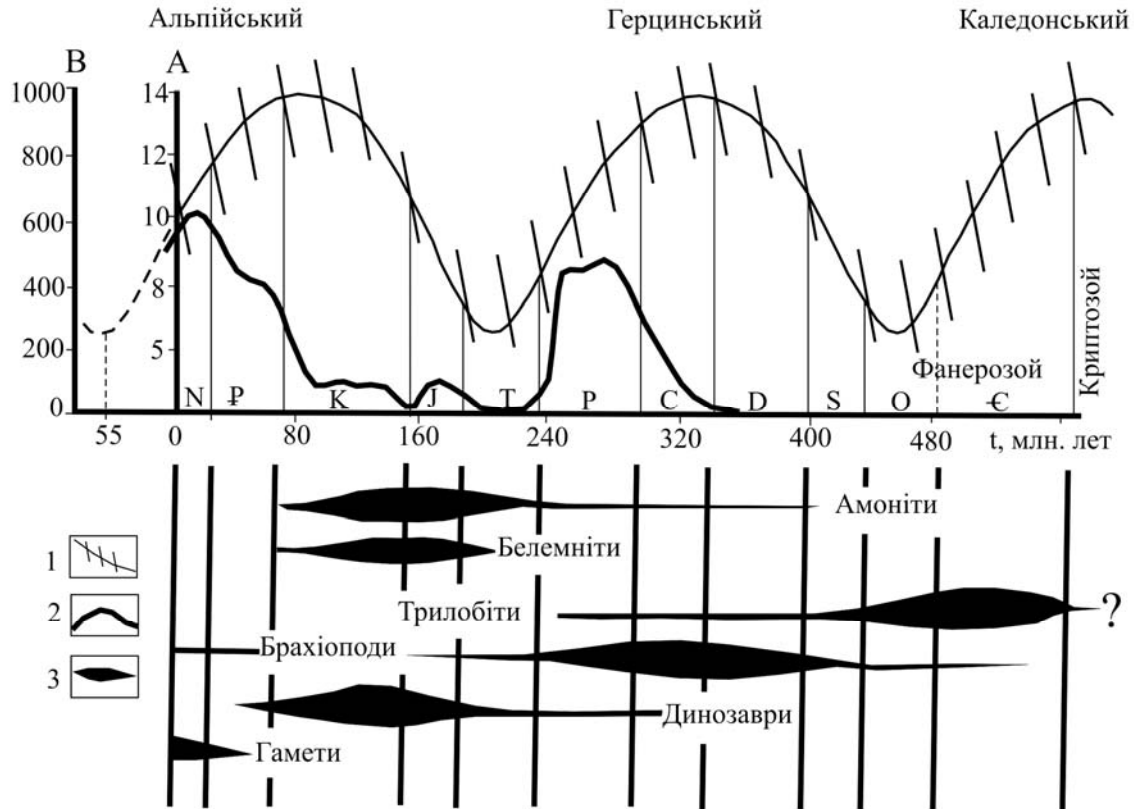
А.А. Баренбаумом [2], Земля не тільки випробовує різномасштабну гравітаційну дію, але і перетинає спіральні газопилові хмари, що витікають з центральної зони Галактики, і це також надає певну дію. Це уявлення, зрозуміло, гіпотетичне, як і концепція бомбардування Землі кометами галактичного походження, що розвивається тим же дослідником.

Не менш гіпотетичні думки про існування і дію на Землю довгих гравітаційних хвиль космічного походження, виказані українським ученим І.В. Карпенком і азербайджанським – Е.Н. Халіловим. Існування подібних хвиль, передбачене раніше фізиками, пов'язується в даний час із зіткненням галактик або зникненням їх у чорних дірах. На підтвердження цієї гіпотези зараз спрямовані зусилля астрофізиків. Недавно штатівські астрономи знайшли квадрупольну деформацію Землі, яка може бути викликана саме такими хвилями. З їх допомогою І.В. Клименко пояснив походження великомасштабних тектонічних циклів Вілсона, Бертрана і Штілле. Недавно вийшла книга О.В. Петрова «Диссипативні структури Землі», в якій пропонується нова концепція розвитку планети, заснована на ідеях нерівноважної термодинаміки [30].

Про галактичну циклічність писав відомий палеонтолог з Ростова-на-Дону О.І. Єгоров [19]. Вивчення просторової і тимчасової зміни накопичення торфо-вугільної маси протягом галактичних років [20], тобто умов існування рослинного покриву планети, що мінялися, виявило важливу роль Космосу, сувору приуроченість епох із сприятливими умовами до весняно-літніх «сезонів» галактичного року (рис.1.1). У герцинський галактичний рік сезон сприятливих умов охопив другу половину карбону і перми в альпійському році після майже повного зникнення рослинності в тріасі в юрському періоді і в першій половині крейдяного. Але у багато разів багатша рослинність була в кінці крейди і в кайнозої.

Про це можна судити по тому, що в цей історичний період торфу накопичилося в чотири рази більше, ніж в юрсько-ранньокрейдяний час. Уявна аномалія пояснюється тим, що в середині крейди почалася найбільша експансія покритонасінних, стійких до дуже різноманітних умов існування. Зазначимо, що покритонасінні відрізняються високим вмістом алкалоїдів (наркотиків). Можливо, що причиною загибелі динозаврів – мезозойських гігантів було отруєння алкалоїдами, які поглиналися з величезною кількістю зеленої маси (діплодок з'їдав її до 300 кг!). Пануюча думка, що причина нібито миттєвої загибелі їх і деяких інших наземних, а також морських мешканців пов'язана з отруєнням середовища іридієм, принесеним на Землю в пізньокрейдяний час метеоритом, навряд чи справедлива. По-перше, поволі вимирають трав'яні – раніше, одночасно з розповсюдженням покритонасінних; по-друге, деякі м'ясоїдні динозаври пережили рубіж мезозою і кайнозою. Скелет динозавра був знайдений у ранньопліоценових відкладах на півдні США. Тобто, хоча на межі двох ер відбулася радикальна перебудова структур земної кори і пов'язані з нею великі палеогеографічні зміни, деякі види вижили, тобто тотальна катастрофа малоймовірна.

Галактичні роки



А – відстань Сонця від центру Галактики (R, кпк). В – інтенсивність накопичення торфовугільної маси в млрд. т за 1 мільйон років. 1 – орбіта Сонячної системи; косі лінії – струмені газопилової галактичної речовини, точка перетину ними орбіти – момент входження Сонця в газопилові струмені, кризові моменти в історії планет Системи; 2 – інтенсивність торфонакопичення (вуглеутворення) по періодах; 3 – розповсюдження таксонів

Рис.1.1. Зміна відстані Сонця від центру Галактики в часі (за А.А. Баренбаумом) і інтенсивності по періодах «сезонах» галактичних років (за О.І. Єгоровим):

Живі організми в своєму розвитку проходять фазу розповсюдження і акселерації, появу гігантських форм; наприклад, у пізньому крейді амонітів *Pachydiscus* з плоскоставитою раковиною до 2 м у поперечнику. Звичайно потім виникають незвичайні «потворні» види. У пізньому крейді серед амонітів з'являються форми з частково випрямленою раковиною або у вигляді закрученої башточки і навіть подібної клубку як у *Nipponites*.

Подібні фази розвитку характерні і для мешканців суші, зокрема плазунів. Найбільш сприятливі для їх появи юра-крейда, коли панували діплодок, брахіозавр, бронтозавр завдовжки до 30 м з простою формою тіла, що важили до 30 тонн. Вони були абсолютно не захищеними від хижаків і досить швидко вимерли, тоді як група менш великих різноманітних рогатих динозаврів (трицератопс, моноклон і ін.) існувала до кінця крейдяного періоду. Акселерація і поява ускладнених форм перед вимиранням менш чітка для

трилобіту і брахіопод. Трилобіт раннього кембрію був досить дрібним (*Agnostus* і ін.); середньокембрійські *Paradoxides bohemicus*, *Ptichopania striata*, а також *Eobronchus paucardia* ордовіку досягали 8-10 см довжини. У силурі знову з'являється дрібний трилобіт з химерною формою тіла (*Flexicalymene* sp. і ін.) [21].

Трилобіти вже на самому початку кембрію були пануючими мешканцями морів, причому навіть у найстародавніших шарах не знайдено примітивних форм. Висловлюється припущення (Л.Ш. Давіташвілі і ін.), що цей клас членистоногих з'явився в пізньому докембрії, в Едіакарську епоху, тобто також у весняний сезон галактичного каледонського року, коли існувала «Едіакарська фауна». Чи не слід включити цю епоху у фанерозой, опустивши таким чином межу між протерозоем і палеозоем на 40 мільйонів років?

Висновки. Найяскравіший прояв дії на нашу планету навколишнього космічного середовища представляють метеоритно-астероїдно-кометні бомбардування. Сліди останніх – імпактні кратери (астроблеми) у великій кількості (зараз їх більше 100) відкриваються не тільки на суші, але і під водою. Джерелом метеоритів і астероїдів, в основному, є пояс астероїдів між Марсом і Юпітером, а комет – пояс Койпера на зовнішній межі Сонячної системи, але, можливо, не тільки він. Багато дослідників вважають саме ці бомбардування і зміни середовища перебування біоти, що викликаються ними, відповідальними за її періодичні масові вимирання. Про галактичну циклічність писав О.І. Єгоров. Вивчення просторової і тимчасової зміни накопичення торфо-вугільної маси протягом галактичних років, тобто умов існування рослинності планети, що мінялися, виявило важливу роль Космосу, сувору приуроченість епох із сприятливими умовами до весняно-літніх «сезонів» галактичного року. У герцинський галактичний рік сезон сприятливих умов охопив другу половину карбону і перми в альпійському році після майже повного зникнення рослинності в тріасі в юрському періоді і в першій половині крейдяного. Динозаври вимирали поволі і, можливо, від зміни умов і їжі. Це збіглося з появою покритосім'яних листяних лісів.

1.5. Про земну кору та органіку

На думку вчених-геологів, більше половини всіх витрат на пошуки і розвідку корисних копалин припадає тільки на каустобіодіти – речовинно-енергетичну основу всього сучасного господарства. Біомаса складає лише біля однієї мільйонної частки маси земної кори, тоді як остання має товщину близько 1/200 радіуса планети. Земна кора є самодостатнім цілим, володіє певною організованістю, автаркією; процеси в ній починаються і в ній закінчуються. Земна кора – це оболонка, що включає лише частину літосфери від денної поверхні до межі Мохоровічича (М), яка відділяє її від нижчезалягаючої мантії. Мантія розповсюджується на глибину 2900 км, де межує з ядром Землі. Відразу під корою є шар мантії, що відноситься ще до літосфери. Нижче під нею на глибині 100-150 км лежить шар, що знаходиться в квазіпластичному стані, званий астеносферою. Літосфера мовби плаває на ній [2].

Одні вчені пояснюють природу межі Мохо фазовим переходом речовини, інші – речовинними відмінностями мантиї і кори, середня товщина кори континентів складає 35 км, максимальна – 75 км; для океанів без урахування водного шару – відповідно 6 і 20 км. Її маса менша на 1 % від маси Землі. Характерна межа кори – наявність «гранітного» шару, збагаченого двоокисом кремнію. Згідно з Ф.У. Кларком [23] вивержені породи складають земну кору на 95 %, на частку осадових припадає 5 %. За останніми даними, все приблизно навпаки: докембрійські щити складені більше ніж на 2/3 первинно осадовими породами. Вік сучасного океанського дна не перевищує 200 млн. р. (табл. 1.1).

Близько 360 млн. р. тому (початок карбону) на сушу ступила лапа хребетного (амфібії), перші з тетрапод – чотириногих. Предками тетрапод були кістопері риби. Комахи з'явилися близько 400 млн. р. тому. Ссавці з'явилися близько 220 млн. р. тому. Наші далекі предки – примати з'явилися недавно, в палеоцені (близько 60 млн. р. тому), людиноподібні (гомініди) – 6-7 млн., рід *Homo sapiens* (людина розумна) не раніше 50-60 тис. р. тому. Людина придбала за цей короткий час можливість мислити та оцінювати те, що відбувається в навколишньому середовищі.

Таблиця 1.1

Загальна стратиграфічна шкала

Ера	Період	Епоха	Вік за нашими даними (млн)	Вік за Уєдою (млн)	Кількість років (млн)	Тектонофази (млн)
Кайнозой	Четвертинний	Голоцен	-	-	-	-
		Плейстоцен	1,5-2	2	10	-
	Неоген	Пліоцен	12 ± 1	12	14	-
		Міоцен	26 ± 1	26	11	Альпійська 20
	Палеоген	Олігоцен	37 ± 2	37	23	-
		Еоцен	60 ± 2	53	7	-
		Палеоцен	67 ± 3	65	70	-
Мезо-зой	Крейда	-	137 ± 5	136	58	Ларамійська 100
	Юра	-	195 ± 5	190	45	-
	Тріас	-	240 ± 10	225	45	Кимерійська 200
Палеозой	Перм	-	285 ± 10	280	65	-
	Карбон	-	350 ± 10	345	60	Герцинська 350
	Девон	-	410 ± 10	395	30	-
	Силур	-	440 ± 15	430	60	Каледонська 450
	Ордовик	-	500 ± 20	500	70	-

	Кембрій	-	570	570	~ 1000	-
Протее-розой	Пізній (Рифей)	-	1600 ±50	-	300	Байкальська 700
	Середній (Венд)	-	1900±100	-	700	Карельська 1600
	Ранній	-	2600±100	-	600	Селецька 2100
Архей	Пізній	-	3200±100	-	300	Морська 2600
	Середній	-	3500±100	-	500	-
	Ранній	-	4000±100	-	500	-
Хаддей	-	-	4500±100	-	500	-

На жаль, вона дуже часто безрозсудно порушує загально біологічні закони природи. Гідно жалю те, що відбувається нині в людському суспільстві та примушує оцінити як біологічне старіння занепад виду *Homo sapiens*, що представляє тіло. Людина явно дичавіє, втрачає багато властивостей, навичок, що допомагали їй «природу бачити без окулярів». Проіснувавши всього 50-60 тис. р., людина швидко наближається до загибелі.

Згідно з законом троїчності, сформованим ще Піфагором, світ складається із Всесвіту, який побудовано з Галактик, а останні складені з систем, типу нашої – Сонячної. Система утворюється із зірки, планет її оточуючих і супутників планет. Планети типу Земля, складені з атмосфери, гідросфери і земної тверді. Земна твердь включає розсипчасті осадові породи, кристалічні метаморфічні і переплавлені або перетворені – магматичні. По структурній класифікації, Земля складається з кори, мантії і ядра.

Висновки. Більше половини всіх витрат на пошуки і розвідку корисних копалин припадає тільки на нафту і газ – речовинно-енергетичну основу всього сучасного господарства. Біомаса складає лише біля однієї мільйонної частки маси земної кори, тоді як остання має товщину близько 1/200 радіуса планети. Земна кора є самодостатнім цілим, володіє певною організованістю, автаркією; процеси в ній починаються і в ній закінчуються. Земна кора – це оболонка, що включає лише частину літосфери від денної поверхні до межі Мохоровічича (М), яка відділяє її від нижчезалегаючої мантії. Мантія розповсюджується на глибину 2900 км, де межує з ядром Землі. Відразу під корою є шар мантії, що відноситься ще до літосфери. Нижче під нею на глибині 100-150 км лежить шар, що знаходиться в квазіпластичному стані, званий астеносферою. Літосфера як би плаває на ній. Середня товщина кори континентів – 35 км, максимальна – 75 км; для океанів без урахування водного шару – відповідно 6 і 20 км. Її маса менша на 1 % від маси Землі. Характерна межа кори – наявність «гранітного» шару, збагаченого двоокисом кремнію. Близько 360 млн. р. тому (початок карбону) на сушу ступила лапа хребетного (амфібії), перші з тетрапод – чотириногих. Предками тетрапод були кістопері риби. Комахи з'явилися близько 400 млн. р. тому. Ссавці з'явилися близько 220 млн. р. тому. Наші

далекі предки – примати з'явилися недавно, в палеоцені (близько 60 млн. р. тому), людиноподібні (гомініди) – 6-7 млн., рід *Homo sapiens* (людина розумна) не раніше 50-60 тис. р. тому.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Назвіть домінуюче уявлення про утворення Землі. Що таке аккреція ?
2. На які основні структурні елементи розділена Земля?
3. Коли утворився Місяць? Наведіть гіпотези його утворення?
4. Скільки років найстародавнішим породам на Землі?
5. У чому причина мантійної конвекції?
6. Коли з'явилася біосфера і які були перші організми?
7. Що означає фанерозой і коли він почався?
8. Що таке галактична циклічність і на що вона впливає?
9. Дайте визначення голонасінних та покритонасінних рослин. Наведіть приклади.
10. Які можливі причини загибелі динозаврів?
11. Що таке земна кора і чим вона характеризується?
12. Коли приблизно з'явилася вода на планеті і як це встановили?

2 КАУСТОБІОЛІТОВІ РЕЧОВИНИ І РАДІОАКТИВНІ РУДИ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен одержати уявлення про умови формування горючих викопних і радіоактивних руд – основних енергетичних джерел України.

У розділі йдеться про утворення каустобіолітових, кругообігу вуглецю в природі, трансформації органічної речовини, уявлення про радіоактивні руди і атомну енергетику.

2.1. Горючі корисні копалини

Горючі корисні копалини часто називаються каустобіолітами та вуглеводнями. Слово каустобіоліти (від грецьких слів: kausto – горючий, bios – життя, litos – камінь) введено в науку німецьким палеоботаніком Р. Потоньє. У перекладі термін «каустобіоліти» вказує на органічне походження всіх горючих гірських порід. До цієї групи входять буре і кам'яне вугілля, біоліти (застаріла назва – горючі сланці). До вуглеводнів належать нафта, асфальт, озокерит і горючі гази [25].

Якщо для вугілля доведено органічне і переважно рослинне походження, то для нафти одним із найважчих є питання про початковий матеріал і шляхи його перетворення. До цього часу ще ніхто не запропонував схеми хімічного перетворення органічного початкового матеріалу у вуглеводневі суміші і немає експериментальних даних, які освітлюють цей процес з достатньою достовірністю й обліком геологічно вірогідних умов. Все це породжує різні варіанти органічного і неорганічного походження нафти.

Немає ще і достатніх даних для загальної генетичної класифікації горючих копалин, не дивлячись на наявні спроби її створення. У даний час по формальних або фізичних ознаках горючі копалини поділяють на три основні групи: **тверді** – викопне вугілля, горючі аргіліти, асфальти, озокерит, піробітуми та інші; **рідкі** – нафта, конденсат; **газоподібні** – горючі гази.

Питання про походження горючих копалин має велике наукове і практичне значення, оскільки з ним пов'язано питання про запаси нафти в надрах землі. Чи можна вважати, що нафта продовжує утворюватися і в даний час? Або нині на Землі вже немає для цього сприятливих умов? Якщо прийняти останнє, то слід не спалювати, а берегти цей дорогоцінний органічний матеріал, що є сировиною для різноманітних корисних продуктів. У своїй роботі «Вчення про нафту» І.М. Губкін писав, що правильне рішення питання про походження нафти дасть істинне уявлення про процеси, які протікають у земній корі, в результаті яких виникла нафта як мінеральне тіло і утворилися кінець кінцем її поклади [15]. Тільки тоді, коли ми матимемо правильне уявлення про ті процеси, в результаті яких виникає нафта, ми знатимемо, яким чином у земній корі утворюються її поклади, будемо знайомі з усіма структурними формами і літологічними особливостями пластів, сприятливими для скупчення нафти, й одержимо з усієї сукупності цих даних надійні вказівки, в яких місцях нам шукати нафту і як належить найдоцільніше організувати її розвідку.

Різноманітність умов формування скупчень нафти і газу зумовлює і різну методику їх пошуків і розвідки.

Розглядаючи генезис тих або інших корисних копалин, людина мимовільно шукає в навколишній природі аналогів умов, у яких і в даний час утворюються подібні поклади. У численних озерах і болотах відкладається торф, тому питання про походження торфу ні в кого не викликає сумнівів. З генезисом вугілля питання йде значно складніше. Ніде зараз не можна безпосередньо спостерігати утворення вугілля. Тому геолог звертається до геологічних умов утворення тих порід і товщ, у яких залягають ці корисні копалини.

Генезис нафти і природних горючих газів ще складніший. Нафта і природні горючі гази знаходяться в надрах у рідкому або газоподібному стані. При зміні термодинамічних умов та інших чинників у процесі перетворення речовини можуть відбуватися багатократні переходи з однієї фази в іншу, що супроводжується фізико-хімічними перетвореннями, в результаті яких з'являються нові продукти, якісно відмінні від раніше існуючої речовини. Крім того, речовина, що знаходиться в рідкій або газоподібній фазі, здатна переміщатися в породах і, отже, може бути знайдена не там, де відбувалося її утворення. Все це свідчить про труднощі вирішення проблем походження горючих копалин, особливо нафти та інших бітумів.

Висновки. Горючі копалини називаються каустобіолітами. Слово каустобіоліти введено в науку німецьким палеоботаніком Р. Потонье. У перекладі термін «каустобіоліти» вказує на органічне походження всіх горючих гірських порід. До цієї групи входять буре і кам'яне вугілля, біоліти (горючі сланці), нафта, асфальт, озокерит і горючі гази. Якщо для вугілля доведено органічне і переважно рослинне походження, то для нафти одним із найважчих є питання про початковий матеріал і шляхи його перетворення. У даний час за формальними або фізичними ознаками горючі копалини поділяють на три основні групи: тверді, рідкі, газоподібні.

2.2. Круговорот вуглецю в природі

Геохімічна історія вуглецю дуже складна і багато чого до цього часу залишається не з'ясованим. Він входить до складу всього рослинного і тваринного світу, а також таких газів як метан і вуглекислий газ, які у великих кількостях виносяться в атмосферу при біохімічних, катагенетичних, вулканічних та інших глибинних процесах. Потрапляючи в атмосферу, метан швидко піддається розкладанню (мабуть, головним чином під впливом електричних розрядів). Вуглець, що утворився, входить як основний компонент до складу складних органічних сполук. У результаті постійного окислення вуглецю, що міститься в біоті, живі організми одержують необхідну для підтримки життєздатності енергію, отже, в процесі життєдіяльності організмів велика частина вуглецю знову повертається в атмосферу у формі CO_2 .

У горючі копалини вуглець потрапляє під час відмирання тваринних і рослинних організмів, що запозичують його в основному з атмосфери. Вуглець

з вуглекислоти повітря засвоюється завдяки своєрідній здібності до такої асиміляції хлорофілу, тобто зеленої речовини рослини під впливом сонячного проміння (фотосинтез). При цьому відбувається ендотермічна реакція ($\text{CO}_2 = \text{C} + \text{O}_2$), що вимагає певної витрати енергії. Рослини використовують сонячну енергію. Отже, фотосинтез – це процес концентрації вуглецю. Щорічно зелені рослини зв'язують величезну кількість вуглецю – близько $1,5 \times 10^{11}$ т і при цьому виділяється значна кількість кисню (рис. 2.1).

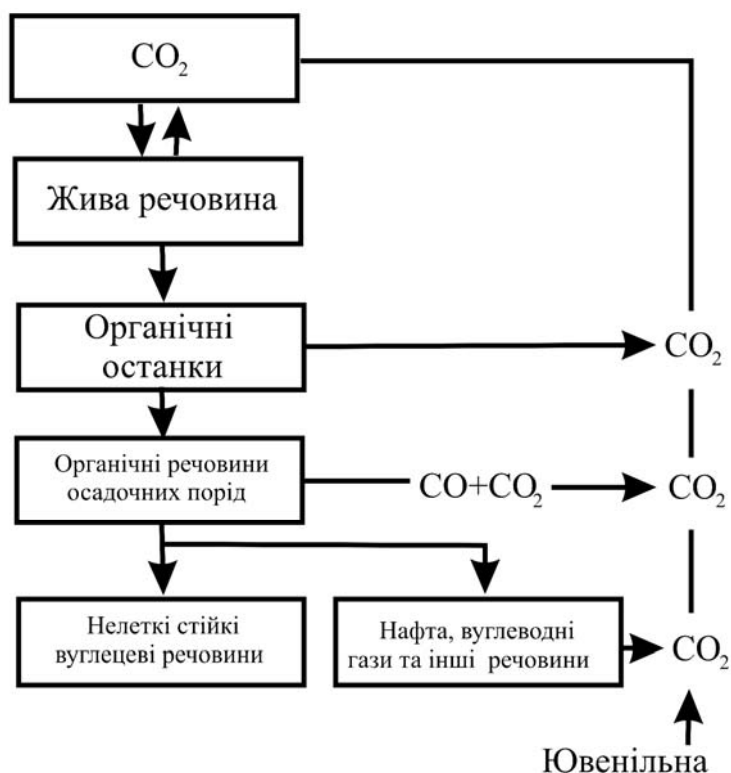


Рис. 2.1. Кругообіг вуглецю в природі

Частина органічної речовини після відмирання організмів негайно піддається розкладанню бактеріями з виділенням при цьому вуглецю у формі вуглекислого газу і метану. Інша частина органічної речовини мінералізується, і тоді вуглець переходить до складу мінеральних з'єднань, серед яких найбільш поширений мінерал кальцит. Потрапивши в осадочну оболонку земної кори, мінеральні з'єднання вуглецю під час нагрівання розкладаються, утворюються вуглекислий газ і частково метан, які знову повертають вуглець в атмосферу.

Циклічний процес кругообігу в природі не просто кругообіг по замкнутому колу без істотної якісної зміни. Перехід елементів з газоподібної в рідку або тверду фазу і навпаки є лише частиною загального процесу кругообігу речовини в природі, що має дуже велике геохімічне значення.

Висновки. У горючі копалини вуглець потрапляє під час відмирання тваринних і рослинних організмів, що запозичують його в основному з атмосфери. Вуглець з вуглекислоти повітря засвоюється завдяки своєрідній здібності до такої асиміляції хлорофілу, тобто зеленої речовини рослини під впливом сонячного проміння (фотосинтез). При цьому відбувається ендотермічна реакція ($\text{CO}_2 = \text{C} + \text{O}_2$), що вимагає певної витрати енергії.

Рослини використовують сонячну енергію. Отже, фотосинтез – це процес концентрації вуглецю. Щорічно зелені рослини зв'язують величезну кількість вуглецю – близько $1,5 \times 10^{11}$ т і при цьому виділяється значна кількість кисню, але основну його частину дає океан.

2.3. Накопичення і перетворення органічної речовини в природі

Перетворення неорганічної речовини вуглекислого газу і води в складні вуглеводневі та органічні сполуки, що містять воду й утворення живої речовини з живої матерії – найважливіші природні процеси, що визначають також існування матерії. В утворенні органічної речовини провідне значення, безумовно, має фотосинтез, хоча не можна заперечувати наявність і інших процесів.

Залежно від складу і характеру горючої органічної частини горючі копалини можуть бути підрозділені на вугілля і бітуми. Такий підрозділ на дві групи визначається біохімічними і геохімічними процесами. Незалежно від того, чи належить горюча складова частина до вугілля або бітумів, у ній завжди міститься певна кількість вуглецю. У вільному стані вуглець зустрічається в природі у вигляді алмазу, графіту й описаної в кінці 70-х років минулого століття В.П. Аронскінд – третьої стійкої фази вуглецю. У 1985 році ця фаза була встановлена штатівськими вченими в кіптяві свічки і названа фуллеренами (від Фуллера – архітектора). Значно ширше вуглець поширений у різних з'єднаннях, він входить до складу вугілля, нафти і вуглеводневих газів.

Простою частиною організму, що містить біохімічно зв'язаний вуглець, є клітка. Оболонка клітки складається з клітковини і відноситься до групи органічних сполук, відомих під назвою вуглеводів. Після відмирання і подальшого розкладання рослин (як вищих, так і нижчих) і простих організмів органічні сполуки разом з мінеральними речовинами поступово перетворюються в осадочні відклади (при цьому можуть утворюватися вугілля і бітуми). Умови накопичення і подальшого перетворення органічного матеріалу в природі дуже різні, горючі копалини, що утворюються, також відрізняються різноманітністю, складаючи між крайніми своїми членами – антрацитами (група вугілля) і нафтами (група бітумів) – ряд перехідних типів (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Елементарний склад різних видів горючих копалин

Горючі копалини	С	Н	О+N+S	С/Н
Антрацит	95,0	2,0	3,0	47,5
Кам'яне вугілля	82,0	5,0	13,0	16,4
Буре вугілля	70,0	5,5	24,5	12,7
Торф	59,0	6,0	35,0	9,8
Асфальт	84,5	5,7	9,8	14,8
Нафта	86,0	11,7	2,5	7,5

Горючі копалини утворюють як би два ряди – вугільний і нафтовий, у кожному з яких вміст кисню поступово зменшується, а вміст вуглецю зростає. У середині цих двох рядів стоїть торф, склад якого найбільш близький до складу рослинних залишків. Розташовані в кінці ряду антрацит і нафта майже однаково бідні киснем, але за змістом водню вони різко відрізняються один від одного: його багато в нафті і дуже мало в антрациті.

Ще в 1778 р. М.В. Ломоносовим була виказана гіпотеза, яка одержала широке визнання під назвою «Теорії перетворення». Згідно з цією теорією торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит виникли з одного і того ж початкового матеріалу рослинних залишків і є різними стадіями перетворення останніх. Щодо походження вугілля і нафт до цього часу немає єдиної думки. Перетворення рослинного матеріалу, що приводить до утворення вугілля, вивчені достатньо детально. Як би глибоко не відбувалося перетворення речовини під час утворення вугілля, останні частково зберігають клітинну структуру початкового рослинного матеріалу і містять формені елементи (спори, смоляні тіла та ін. аж до антрацитів). Ні в асфальтах, ні тим більше в нафтах, немає ніяких видимих ознак початкової речовини.

У вугіллі, як і в нафті, присутні бітуми. Останні зустрічаються в природі у вигляді газоподібних, рідких і твердих речовин як у чистому вигляді, так і в суміші з іншими мінералами. У суміші з неорганічним матеріалом бітуми утворюють бітумінозні породи (бітумінозні вапняки, пісковики та ін.) Характерною особливістю твердих і рідких бітумів, що відрізняють їх від вугілля, є їх здатність розчинятися в бензині, скипидарі, бензолі, хлороформі і сірководневі. Вуглеводневі речовини, не розчинні у вказаних рідинах і виявлені тільки при сильному прожаренні завдяки виділенню при цьому летючих речовин, називаються піробітумами (антраксоліти, шунгіти, альбертіти та ін.). Піробітуми в суміші з мінеральними речовинами утворюють піробітумінозні породи, до яких відноситься бітумінозне вугілля, різні горючі аргіліти і подібні їм породи.

Висновки. Простою частиною організму, що містить біохімічно зв'язаний вуглець, є клітина. Оболонка клітин складається з клітковини і відноситься до групи органічних сполук, відомих під назвою вуглеводів. Після відмирання і подальшого розкладання рослин (як вищих, так і нижчих) і простих організмів органічні сполуки разом із мінеральними речовинами поступово перетворюються в осадочні відклади (при цьому можуть утворюватися вугілля і бітуми). Умови накопичення і подальшого перетворення органічного матеріалу в природі дуже різні, горючі копалини, що утворюються, також відрізняються різноманітністю, складаючи між крайніми своїми членами – антрацитами (група вугілля) і нафтами (група бітумів) – ряд перехідних типів. Горючі копалини утворюють як би два ряди – вугільний і нафтовий, у кожному з яких вміст кисню поступово зменшується, а вміст вуглецю зростає. У середині цих двох рядів стоїть торф, склад якого найбільш близький до складу рослинних залишків. Розташовані в кінці ряду антрацит і нафта майже однаково бідні киснем, але за змістом водню вони різко відрізняються один від одного: його багато в нафті і дуже мало в антрациті.

2.4. Походження горючих копалин

Гумусовий ряд. Викопне вугілля є твердою горючою осадовою породою органічного походження, утвореною головним чином шляхом накопичення залишків рослин, що містять певну кількість мінеральних домішок. Горючі біоліти складаються, окрім неорганічної частини, в основному, з водоростей і залишків різних біологічних мікроорганізмів, вони, як і вугілля, є органогенними осадовими гірськими породами. У формуванні вугілля виділяються дві стадії. Перша стадія – це перетворення рослинної речовини в торф. Місце дії – болото; час – тисячоліття в ту або іншу геологічну епоху; обстановка вугленакопичення – земна поверхня.

Друга стадія складається з таких послідовних фаз: перетворення торфу (а не рослин) в буре вугілля (стадія діагенезу), бурого вугілля – в кам'яне (ранній та середній катагенез), а останнього – в антрацит (пізній катагенез), а іноді в графіт (метаморфізм). Місце дії – пласт гірської породи, похованої під товщею інших порід; час – мільйони років; обстановка – надра землі, все більш і більш глибокі. Тут панує інша термодинамічна обстановка – підвищені тиск і температура.

Вугілля складається з продуктів розкладання і зміни рослинних залишків, що утворилися під час відмирання дерев, чагарників та інших вищих рослин. Перетворення початкового матеріалу відбувається в початковій торф'яній стадії за участю мікроорганізмів і води, а в подальших стадіях – в умовах тиску навколишніх порід і порівняно високої температури. Процес вуглефікації відбувається після стадії утворення гумінових кислот, що є однією з основних складових органічної маси торфу і неодмінним компонентом бурого вугілля. У кам'яному вугіллі гумінові кислоти переходять у нерозчинні в лугах гуміни. Вперше правильне наукове пояснення походження вугілля шляхом обвуглювання торфу без доступу повітря під впливом вологи, тиску вищерозміщених шарів порід і підвищення температури дав М.В. Ломоносов у 1763 р. у праці «Про шари земні».

Гумінові кислоти утворюють гумінові речовини, що є аморфними утвореннями від ясно-бурого до темно-бурого кольору. У зневодненому торфі вони займають простір між рослинною речовиною, що не розклалася.

Бітумний ряд. Органічна речовина, потрапляючи в умови повної відсутності кисню повітря, де відбуваються процеси гниття, переважно в застійних водоймищах – спокійних озерах і болотах – під час розкладання дає утворення, багаті воднем. Мул, що утворився в цих умовах, такий своєрідний, що його відрізняють від гумусних утворень і називають гниючим мулом, або сапропелем.

При подальшому перетворенні сапропелю формуються з'єднання, ще багатші воднем. Протягом цього процесу, званого бітумуванням, розкладаються головним чином жири і віск й утворюються жирні кислоти, або бітуми. Під терміном «бітуми» маються на увазі речовини, так чи інакше пов'язані за походженням з нафтою. Розрізняють бітуми газоподібні (нафтові гази), рідкі (нафта) і тверді (асфальт і озокерит).

Висновки. У формуванні вугілля виділяються дві стадії. Перша стадія – це перетворення рослинної речовини в торф. Місце дії – болото; час – тисячоліття в ту або іншу геологічну епоху; обстановка вугленакопичення – земна поверхня. Друга стадія складається з таких фаз: перетворення торфу в буре вугілля, бурого вугілля – в кам'яне, а останнього – в антрацит, а іноді в графіт. Місце дії – пласт гірської породи, похороненої під товщею інших порід; час – мільйони років; обстановка – надра землі, все більш і більш глибокі. Тут панує інша термодинамічна обстановка – підвищені тиск і температура. Вперше правильне наукове пояснення походження вугілля шляхом обвуглювання торфу без доступу повітря під впливом вологи, тиску вищерозміщених шарів порід і підвищення температури дав М.В. Ломоносов у 1763 р. у праці «Про шари земні».

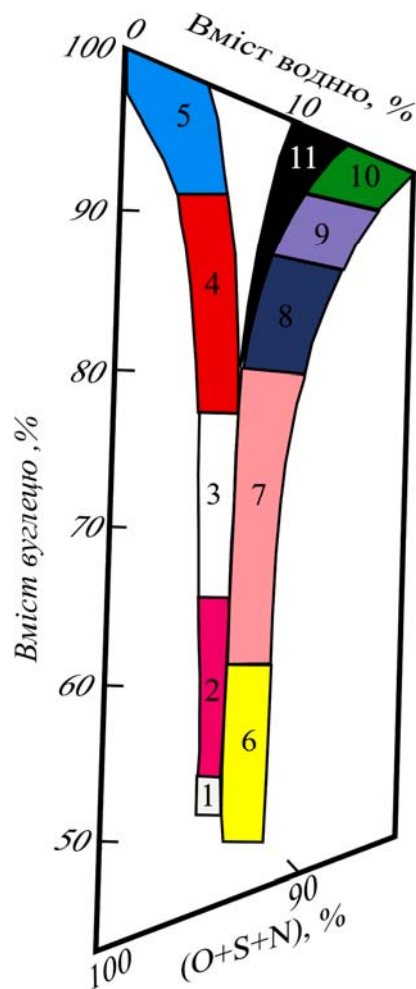
2.5. Генетична класифікація горючих копалин

У даний час немає загальноприйнятої генетичної класифікації горючих копалин, не дивлячись на наявні численні спроби в цьому напрямі. У геологічній і спеціальній літературі описується багато різних класифікаційних схем горючих копалин.

По мірі розвитку паливної і переробної промисловості розвивалося і вчення про горючі копалини, накопичувалися відомості про умови їх знаходження в природі. Найнадійнішою ознакою, яка може бути встановлена в основу загальної класифікації горючих копалин, є їх елементний склад, вперше використаний для класифікації викопного вугілля. Проте при цьому дані елементного складу найчастіше служили ілюстрацією якості різних промислових класів вугілля і лише іноді на них ґрунтувалися генетичні висновки. Цей другий підхід повинен бути визнаний правильним, оскільки хімічні елементи, які складають горючу масу є, як правило, сингенетичними елементами, успадкованими горючими копалинами від початкової речовини (рис. 2.2).

В основу класифікації Л.Ф. Добрянського [25] покладено елементний склад (у %). Ця класифікація представлена у вигляді діаграми, де на осях відкладені вуглець, водень і кисень разом із сіркою та азотом. Горючі копалини розташовуються у вигляді двох смуг, що мають на значному відрізку лінійний характер; одна зі смуг відповідає генезису, гумусного вугілля з переходом від деревини до антрациту, інша – генезису паливних бітумного ряду від сапропелю до нафти.

У середині ХХ століття в США відбувся Міжнародний геологічний конгрес, на якому вчені домовилися розділяти всі гірські породи на три основні види: магматичні, метаморфічні та осадові. Осадові гірські породи, до яких відноситься формування фактично всіх каустобіолітових, знаходяться в умовах температур від 0⁰С до 300⁰С, і тиску до 2-3 тисяч ат (або кг/см²), або 200-300 МПа.



1 – деревина; 2 – торфи; 3 – буре вугілля; 4 – кам'яне вугілля; 5 – антрацити; 6 – сапропелі; 7 – аргіліти; 8 – сапропеліти; 9 – асфальти; 10 – нафта; 11 – асфальтити

Рис. 2.2. Класифікаційна діаграма горючих викопних (за Л.Ф. Добрянським)

Метаморфічні процеси лежать приблизно у межах температур: 300-800⁰С, і тиску від 2-3 до 20-30 тисяч атм (або кг/см²), або від 200 до 3000 МПа.

Магматичні процеси відбуваються при температурах більше 800⁰С, і тиску, від 3 до 30 тис. і більше МПа. Температура в ядрі Землі оцінюється від 5-ти до 6 тис. ⁰С. Магматичний розплав на поверхні має температуру від 900⁰С до 1300⁰С.

Для кожного виду порід існує своя термінологія, але окремі вчені користуються застарілими термінами, називаючи процеси вуглефікації – метаморфічними; біоліти – сланцями (сланець – метаморфічна порода і горіти не може за визначенням). Не існує таких порід як глинистий сланець; піскуватий сланець; зливний кварц та ін. У випадках сумнівів, потрібно керуватися Довідником по літології (1983 р) та іншою новою довідковою літературою.

Висновки. В основу класифікації Л.Ф. Добрянського покладено елементний склад (у %). Ця класифікація представлена у вигляді діаграми, де на осях відкладені вуглець, водень і кисень разом із сіркою та азотом. Горючі

копалини розташовуються у вигляді двох смуг, що мають на значному відрізку лінійний характер; одна зі смуг відповідає генезису, гумусного вугілля з переходом від деревини до антрациту, інша – генезису палих бітумного ряду від сапропелю до нафти.

2.6. Сировина для атомної (ядерної) енергії

Радіоактивні елементи відомі трохи більше ста років. У 1896 р. радіоактивність відкрив А.А. Беккерель. Трохи пізніше Марія і П'єр Кюрі встановили наявність 3-х видів проміння: α – (позитивно заряджені іони гелію), β – (негативно заряджені електрони), γ – (потік електромагнітного випромінювання). Приблизно в цей же час, в Австро-Угорщині, в 1880 р. виходець з Тернопільської обл. І.І. Пулюй відкрив катодні х-промені (аналогічні γ – випромінюванню) і сконструював лампу власної конструкції, відкриття привласнив Рентген, що представляв Фрайбергську академію наук Німеччини, і який доповів результати в 1896 р. раніше Пулюя (у останнього було 4 статті на цю тему і патент на лампу, у Рентгена – жодної), якого він добре знав. Добре знав Пулюя і хорват Нікола Тесла, вони всі вчилися разом у Страсбурзі. Перед смертю Рентген спалив свої архіви, а проміння і лампи називають на його честь рентгенівськими.

Після Другої світової війни найрозвиненіші країни почали розробляти атомну (ядерну) зброю. У 1954 р. в СРСР вперше стала до ладу Обнінська атомна електростанція. За півстоліття в різних країнах світу побудовані і працюють сотні АЕС. На Україні працює найбільша в Європі Запорізька АЕС. Скажемо, що до теперішнього часу не існує технології утилізації використаної радіоактивної речовини, тому до кращих часів, її упаковують у спеціальні ємності і зберігають у спеціальних сховищах.

Сировину для АЕС готують переважно з радіоактивних руд мінералів урану (U) і торію (Th). Радіоактивні мінерали знаходять у різних типах порід: осадових (вугіллі, бітумах, пісках і т.д.), метаморфічних, магматичних. На Україні радіоактивні руди видобувають, в основному, в породах Українського щита (Жовті Води, Ватутіно та ін.). Це залізорудні родовища з супутньою мінералізацією радіоактивних речовин.

Заводів по збагаченню урану на Україні немає, тому видобутий уран відправляється до Росії, а назад одержують збагачений у вигляді ТВЕЛів (тепловиділяючі паливні елементи). Після відпрацювання, витягнуті з реакторів атомних станцій, ТВЕЛі характеризуються високим рівнем радіоактивності (в мільйони раз вище, ніж до їх першого завантаження в реактор). Не слід забувати, що радіоактивні відходи можуть сформувати критичну масу, здатну привести до ядерної ланцюгової реакції. Цілком можливе й утворення тепла в об'ємі, достатньому для розплавлення контейнера, де зберігаються відходи. Тому їх потрібно берегти сторіччями, запобігати формуванню критичної маси й

ізолювати їх від людства на сотні років або до тих пір, поки не з'явиться технологія утилізації радіоактивних відходів.

У США кожні 18-24 місяці після завершення робочого циклу заглушають реактор, а потім вивантажують з нього від четверті до третини вкрай небезпечних радіоактивних збірок (ТВЕЛів). Останні переносять у басейн для зберігання опроміненого палива. Ці величезні залиті водою місткості екранують велику частину радіації і охолоджують від дуже високих температур реактора. У ставках охолодження паливо повинне провести не менше 5 років, тільки потім його можна перевантажувати в сухі контейнери зберігання, виготовлені з цементу, сплавів сталі і матеріалів, що становлять нейтронну оболонку. Схожі на термос місткості занурюють нижче за поверхню води (щоб захистити робітників від дії радіації), потім воду відкачують з басейну, кришки заварюють або герметично закручують. При цьому внутрішня порожнина контейнерів заповнюється інертним газом (наприклад гелієм) для запобігання розпаду паливних складок під впливом кисню. Далі контейнери ставлять у спеціальні сховища. У майбутньому їх планується перевести в геологічні сховища на великі глибини, у відпрацьовані шахти, але такі ще не вибрані. Так у США понад 80 тис. т радіоактивних відходів покояться в охолоджуючих басейнах, поблизу 103 ядерних реакторів. Вантаж чекає відправки в сховище, місце для якого ще належить знайти [8].

22 квітня 2008 р. була вивантажена остання тепловиділяюча збірка (ТВЗ) з активної зони третього реактора ЧАЕС. Відпрацьоване паливо залишиться на тимчасовому зберіганні в басейнах витримки центрального залу, а потім перевантажуватиметься в сховище відпрацьованого ядерного палива, яке знаходиться у стадії будівництва.

У серпні 2008 р. учені звернулися до уряду з пропозицією розмістити відходи ЧАЕС у шахті «Смолінській» Ватутінського родовища урану. Після проходки шести стволів і відпрацювання восьми горизонтів на глибинах 60, 100, 160, 220, 280, 340, 400 і 460 м там утворилися десятки великих підземних порожнин загальною площею понад 800 тис. м². Шахта розташована в сприятливій геологічній зоні Новоукраїнського масиву Кіровоградського блоку Центральноукраїнського геоблоку Українського кристалічного щита. Щити (їх на Землі 12) – найстабільніші утворення на поверхні. Важливою перевагою шахти є її сухість, а значить, навіть після розгерметизації контейнера радіоактивність не вийде з підземними водами на поверхню. У межах Чорнобильської зони породи щита перекриті 350-метровою товщею більш молодих порід, це істотно гірше. Саме там штатівська фірма Holtec хоче будувати сховище. Академія наук України висловилася проти цього проекту, але уряд поки не хоче слухати вчених.

Висновки. У 1954 р. стала до ладу Обнінська атомна електростанція – перша в світі. За півстоліття в різних країнах світу побудовані і працюють сотні АЕС. На Україні працює найбільша в Європі Запорізька АЕС.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Дайте характеристику каустобіолітових речовин, з чого вони утворюються.
2. Вкажіть генезис твердих, рідких і газоподібних горючих каустобіолітових.
3. Охарактеризуйте фотосинтез та середовище, в якому цей процес відбувається.
4. Охарактеризуйте кругообіг вуглецю в природі.
5. Укажіть речовину і процеси за яких утворюється вугілля.
6. На які основні типи розділяються геологами гірські породи ?
7. Що собою уявляють радіоактивні руди ?
8. Укажіть породи і мінерали, з яких виготовляють сировину для АЕС.
9. Як поступають з радіоактивними відходами АЕС ?
10. Укажіть причину дуже довгого зберігання радіоактивних збірок після відпрацювання.
11. Назвіть основні гіпотези утворення нафти.

3. ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен одержати уявлення про структуру паливно-енергетичного комплексу (ПЕК).

У розділі висвітлена структура ПЕК України, її складові, основні проблеми пристосовування комплексу до нових ринкових умов.

3.1. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК)

ПЕК – це сукупність галузей промисловості, що забезпечують країну паливом і електроенергією. ПЕК здійснює видобування і перероблення різних видів паливних і енергетичних ресурсів – вугільних, нафтових, газових, гідравлічних, ядерних, торф'яних, біологічних тощо. Основними складовими частинами комплексу є електроенергетика, нафтова, нафтопереробна, газова, вугільна й атомна промисловість (рис. 3.1).

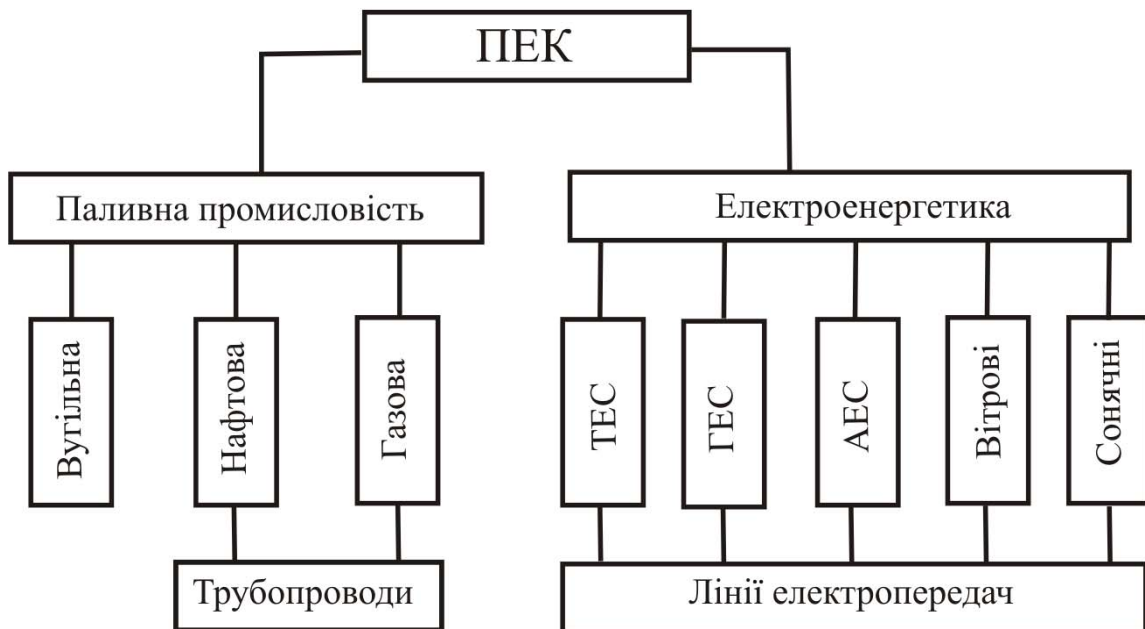


Рис. 3.1. Структура Паливно-енергетичного комплексу (ПЕК)

На всіх етапах розвитку цивілізації енергетика була і продовжує залишатися головною складовою будь-якого виробництва. У ХХ столітті мінеральні види палива (нафта, газ, вугілля та інші вуглеводні й біоліти) та електроенергетика стали основою світового промислового виробництва і науково-технічного прогресу. Ступінь енерго- і електрозабезпеченості – один із головних чинників, які визначають рівень економічного і технічного розвитку кожної країни.

Тенденції світового енергокористування за науковими джерелами в 1990-2013 рр. показують, що річний приріст споживання нафти і природного газу складав по 2 %, вугілля – 0 %, у той же час вітрової, сонячної, геотермальної, гідроенергії і ядерної енергії відповідно 22; 16; 4; 2 і 1 %.

ПЕК сучасної України сформувався в середині ХХ століття і зорієнтований на нафту, газ, вугілля і ядерне паливо. Власні паливно-енергетичні ресурси України представлені головним чином кам'яним і бурим вугіллям Донецького, Львівсько-Волинського і Придніпровського басейнів. Україна володіє могутньою енергетичною системою, яка складається з теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей, мережі атомних станцій (біля 50 % загальної генеруючої потужності) і гідроелектростанцій.

ПЕК – одна з найважливіших структурних складових економіки України, ключовий чинник забезпечення життєдіяльності держави. Паливно-енергетичний комплекс складається з підприємств, які спеціалізуються на видобуванні, збагаченні, переробленні і споживанні твердого, рідкого і газоподібного палива, виробництві, передачі і використуванні електроенергії і тепла. Основні складові ПЕКа тісно пов'язані з усіма галузями господарства. ПЕК має велике районноутворювальне значення. Він створює передумови для розвитку паливоємних виробництв і є базою для формування промислових комплексів, зокрема не тільки електроенергетичних, нафтохімічних, вуглехімічних, газопромислових, але і металургійних, хімічних, лісохімічних і т.п.

Паливо використовується не тільки в енергетиці, але є сировиною для отримання різноманітних цінних продуктів. Наприклад, нафта необхідна для розвитку хімічної промисловості. З неї одержують, окрім паливних матеріалів, різні масла і змащувальні матеріали, пластмаси, миючі речовини, синтетичні волокна і тканини, добрива. З природного газу виробляють синтетичні спирти і білкові препарати, вилучають сірку. Вугілля є цінною технологічною сировиною в чорній металургії, джерелом для отримання пластмас, бензину та інших продуктів виробництва.

Висновки. Енергетика є основою промислового, військового, сільськогосподарського, економічного потенціалу будь-якої країни. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) – це сукупність галузей промисловості, які забезпечують країну паливом і електроенергією. ПЕК здійснює видобування і перероблення різних видів паливних і енергетичних ресурсів – вугільних, нафтових, газових, гідравлічних, ядерних, торф'яних, біологічних та інших. Він є базою для розвитку паливоємних виробництв, формування промислових комплексів електроенергетичних, нафтохімічних, вуглехімічних, газопромислових, металургійних, хімічних, лісохімічних та ін.

3.2. Вугільна промисловість

У нашій державі вугільна промисловість – давня і традиційна галузь, яка займає домінуюче місце серед інших. Україна має великі запаси (до 200 млрд. т) високоякісного вугілля, яке здебільшого залягає на значній глибині в Донецькому, Львівсько-Волинському і Придніпровському (буре вугілля) басейнах. 75 % вугілля використовується як паливо, 25 % – як технологічна сировина для чорної металургії, хімічної промисловості та деяких інших галузей.

Найбільшим у країні районом видобування кам'яного вугілля залишається **Донецький басейн**. У 1700 р. указом Петра I організовується Наказ Рудних Справ. При ньому, в 1719 р. створюється Берг-колегія. У 1724 р. від неї до Донбасу прямує експедиція Г.Г. Капустіна, який відкрив у 1721 р. там вугілля, а перша шахта закладена в 1795 р. у районі м. Лисичанська [13, 14]. Зараз у басейні діє близько 160 шахт, майже на половині з яких видобувають високоякісне коксівне вугілля. Вугленосні площі в Донбасі складають понад 60 тис. км² і зосереджені родовища вугілля басейну утворюють три компактні осередки: «Старий Донбас» (межа Луганської і Донецької областей), «Західний Донбас» (Дніпропетровська область) і Південний Донбас (південь Донецької і Луганської областей). Донецьке вугілля має високу собівартість, що пов'язане з невеликою потужністю (0,5-2 м) і глибоким заляганням пластів. Глибина видобування вугілля в басейні сягає 1400 м. Майже 90 шахт є нерентабельними і поступово будуть закриті. Це зумовлює серйозні фінансові і соціальні проблеми, адже з вугільною промисловістю прямо або опосередковано пов'язана діяльність майже 40 % міського населення Донецької і Луганської областей. На початку 90-х р. ХХ століття видобували близько 140 млн. т/р. Зараз – 70-80 млн. т/р.

Львівсько-Волинський басейн був відкритий у 1912 р. російським геологом Г.І. Тетяєвим, а перше вугілля почали видобувати з 1954 р. Басейн розташований на території Волинської і Львівської областей і охоплює площу близько 10 тис. км². Загальні запаси вугілля тут не перевищують 1 % від розвіданих у країні, глибина залягання – 300-650 м, потужність пластів – 0,5-1,0 м, видобувають близько 10 млн. т. вугілля на рік. Тут гірші (порівняно з Донбасом) і загальні показники якості вугілля, яке характеризується меншим теплотворенням і вищою зольністю. Запаси вугілля невеликі, тому передбачається, що в перспективі в басейні працюватимуть тільки 2 шахти з 15 діючих. Значну частину вугілля цього басейну використовують Бурштинська і Добротвірська теплові електростанції, невелика частина його вивозиться до Білорусі. Розвиток цієї вугільної бази сприяв покращенню паливного балансу Західного регіону України, формуванню нових промислових комплексів, виникненню міських поселень (м. Нововолинськ, м. Червоноград, м. Шахтарськ).

Основними районами видобутку бурого вугілля є **Придніпровський буровугільний басейн** (Дніпропетровська, Кіровоградська, Черкаська, Житомирська, Тернопільська і Закарпатська області). Він охоплює площу понад 100 тис. км², на якій виявлено близько 200 родовищ і проявів бурого вугілля. Середня потужність буровугільних пластів у басейні складає 4-5 м, досягаючи в окремих родовищах до 25 м. Переважно неглибоке залягання вугленосних нашарувань (від 10 до 150-200 м) дозволяє видобувати буре вугілля відкритим (кар'єрним) способом. Лише 1/3 палива на початок 90-х років тут видобувалося підземними (шахтними) методами. Запаси вугілля, яке можна видобувати відкритим способом, розподіляються в 58 родовищах. Більше всього таких родовищ у Кіровоградській (29), Дніпропетровській (19) і Черкаській (5) областях. За останні роки його добування впало з 4,0-4,5 до 1-2 млн. т.

Вугілля басейну без брикетування непридатне для транспортування на далекі відстані, характеризується високою зольністю, сірчистістю і використовується здебільшого для місцевих потреб. За сучасних технологій буре вугілля Придніпровського басейну може використовуватися і як хімічна сировина. Основними центрами його добування є міста Ватутіно на Черкащині та Олександрія в Кіровоградській області. Розвиток буровугільної промисловості сприяв стабілізації паливного балансу окремих степових і лісостепових районів України; поліпшенню розміщення виробництва і використанню трудових ресурсів. На цей час видобуток бурого вугілля майже припинено.

Основні запаси **торфу**, в % зосереджені в Сумській, Чернігівській, Житомирській, Рівненській і Львівській областях. У вигляді брикетів і шматків торф використовується як паливо. Також його застосовують для виготовлення органічних добрив, торфоїзоляційних плит. Торф може бути сировиною для виробництва парафіну, масел, фенолів, креоліну. Ресурси **біолітів** на Україні не використовуються, і тому ця промисловість відсутня.

Висновки. Україна має запаси до 200 млрд. т високоякісного вугілля, який здебільшого залягає на значній глибині у Донецькому, Львівсько-Волинському та Придніпровському (буре вугілля) басейнах. 75 % вугілля використовується як паливо, 25 % – як технологічна сировина для чорної металургії, хімічної промисловості та інших галузей. Глибина видобування вугілля в основному Донецькому басейні досягає 1400 м. Майже 90 шахт із 160 є нерентабельними і поступово будуть закриті. Інші шахти вимагають суттєвої реконструкції. На початку 90-х р. ХХ століття добували близько 140 млн. т/р. Зараз – 75-80 млн. т. У Львівсько-Волинському басейні видобувають близько 10 млн. т. Запаси бурого вугілля розподіляються в 58 родовищах. За останні роки його видобуток впав з 4,0-4,5 до 1-2 млн. т. Торф майже не розробляється, промисловість ліквідована. Біоліти, зокрема сапропеліти, не видобуваються.

3.3. Нафтова промисловість

Домінуючу роль у видобуванні **нафти** після війни стала виконувати Дніпровсько-Донецька провінція. Найбільші родовища зосереджені в Полтавській (Радченківське, Зачепилівське, Сагайдачне та ін.), Сумській (Качанівське, Рибальське, Ахтирське) і Чернігівській (Прилукське, Гнідинцевське та інші) областях. Тут видобувають близько 70 % нафти України і знаходиться найглибша свердловина – 4928 м (Чернігівська обл., Тростянецьке родовище). Друге місце займає Прикарпатська провінція, де працюють нафтогазовидобувні управління – Бориславнафтогаз і Долинонафтогаз. Об'єми видобування тут невеликі через виснаження запасів та недостатніх масштабів пошукових робіт, великої глибини залягання нафти.

Причорноморсько-Азовська провінція охоплює Причорноморську западину, Керченську протоку, північно-західну частину акваторії Чорного і південну Азовського морів. Цей район перспективний на нафтовидобування: орієнтовні запаси до 4-5 млрд. т нафти. Зараз видобувається 200 тис. т нафти з

покладів «Штормове» і «Дельфін» за участю британсько-голандської компанії «Shell».

Видобута в Україні нафта має відносно високу собівартість через недосконалість технології видобування: використання найпрогресивнішого способу фонтанування майже припинилося. Сьогодні, за необхідних 40 млн. т сирової нафти щорічно, власне добування складає 4-5 млн. т. Тому Україна є достатньо значним імпортером нафти і нафтопродуктів (переважно з Росії).

Нафтопереробна промисловість України представлена сімома нафтопереробними заводами, потужність яких складає 80-90 млн. т. сирової нафти щорічно. Перші з них – Львівсько-Дрогобицький і Надворнянський – розміщено в найстарішій Прикарпатській провінції. Науково-технічний прогрес, побудова нафтопроводів і морські перевезення нафти змінили географію нафтопереробної галузі. Були побудовані нові заводи в Лисичанську, Кременчуці, Одесі, Херсоні, Бердянську, які зараз є основними центрами цієї галузі на Україні.

Зараз будується нафтотермінал в Одесі потужністю 25 млн. т нафти на рік з можливістю її підвищення до 100 млн. т. Через нього перекачуватиметься нафта Азербайджану і, можливо, Казахстану, Ірану, Іраку, Саудівської Аравії, Йємену, Сирії, ОАЕ. Споруджено гілку нафтопроводу Одеса – Броди (Львівська обл.) для експорту нафти до Європи. Розробляється варіант будівництва нафтопроводу Казахстан – Туркменія – дно Каспійського моря – Азербайджан – Грузія (порт Сусла), а далі – морськими нафтоналивними танкерами до Одеського терміналу. Україна також візьме участь у будівництві нафтопроводу Джейкан – Самсун у Туреччині; нафтотермінал у Самсуні вже побудований. Недоліком галузі є застарілі технології та устаткування, що приводить до неповного перероблення нафти (50 % порівняно з 90 % в розвинених країнах).

Висновки. Основна роль у видобуванні нафти після війни належить Дніпровсько-Донецькій провінції. Тут видобувають близько 70 % нафти в країні і знаходиться найглибша свердловина – 4928 м. Друге місце займає Прикарпатська провінція. Обсяги видобування тут невеликі через виснаження запасів, недостатні масштаби пошукових робіт, велику глибину залягання нафти. Причорноморсько-Азовська провінція охоплює Причорноморську западину, Керченську протоку, північно-західну частину акваторії Чорного та південну Азовського морів. Цей район перспективний на нафтовидобування: орієнтовні запаси до 4-5 млрд. т нафти. Сьогодні, за необхідних 40 млн. т сирової нафти щорічно, власне видобування становить 4-5 млн. т.

3.4. Газова промисловість

Ця галузь є достатньо молодю і перспективною. Природний газ – найефективніша паливна і хімічна сировина. Його масштабне добування було почате в Україні в 50-х роках ХХ століття і на сьогоднішній день видобувається до 20 млрд. м³ газу, що задовольняє власні потреби на 20-25 %. Використання газу в 2 рази дешевше порівняно з нафтою. Першою була освоєна

Передкарпатська нафтогазоносна провінція з такими відомими центрами газодобувної промисловості, як Дашава (1924), Бельче-Волиця (1949), Рудки, Угорське. Тепер на неї доводиться 3,1 % усього видобування газу в Україні. Фахівці вважають, що в Прикарпатті можна збільшити добування газу, але для цього потрібно відновити свердловини, покращити якість пошуково-розвідувального буріння, забезпечити бурові організації устаткуванням для буріння свердловин завглибшки 5-7 тис. м.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція виявлена, як указувалося вище, в другій половині 60-х років. На неї приходиться майже 94 % видобування газу держави. Основні родовища природного газу розташовані в Харківській (Шебелинське, Хрестищинське, Кегичивське, Дружелюбівське), Сумській (Рибальське, Качановське), Полтавській (Солохо-Дуканське); Дніпропетровській (Перещепинське) і Чернігівській (Гнідинцевське) областях. Не так давно відкрита Причорноморсько-Азовська нафтогазоносна провінція, в якій експлуатуються 17 газових родовищ. Найбільші з них: Глебівське, Джанкойське, Голіцинське, Оленівське, Задорненське, Стрілковське.

Країні щорічно потрібно біля 50 млрд. м³ газу. Його надалі закуплятимуть у Росії, Туркменії та Узбекистані. У 1998 р. 32 млрд. м³ газу Україна одержала від Росії за транзит нашою територією 130 млрд. м³ газу газопроводами «Союз» і «Прогрес». Головними резервами нарощування газодобування на Україні є пошуки перспективних родовищ і впровадження нових технологій.

Висновки. Природний газ – найбільш ефективна паливна і хімічна сировина. Його видобування було розпочато в Україні в 50-х роках ХХ століття і на сьогоднішній день видобувається до 20 млрд. м³. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція виявлена в другій половині 60-х років. На неї припадає майже 94 % видобування газу країни. Прикарпатська нафтогазоносна провінція була освоєна першою, але тепер виснажилася. Сьогодні на неї припадає 3,1 % усього видобування газу в Україні. Не так давно відкрита Причорноморсько-Азовська нафтогазоносна провінція, в якій експлуатуються 17 газових родовищ.

3.5. Електроенергетика

Розміщення **електроенергетики** залежить від двох факторів: наявності паливно-енергетичних ресурсів і споживачів електроенергії. Всі електростанції за енергетичними ресурсами поділяються на 4 види:

1) **ТЕС** – теплові електростанції (працюють на твердому, рідкому і газоподібному паливі). Теплова електростанція, виробляє електричну енергію в результаті перетворення теплової енергії, що виділяється під час спалювання органічного палива. Основні типи ТЕС: паротурбінні, газотурбінні і дизельні. Іноді до ТЕС умовно відносять атомні, геотермальні і з магнітогідродинамічними генераторами. У СРСР (1980 р.) частка електроенергії, що вироблялась на ТЕС, складала біля 82 %. ТЕЦ – теплоелектроцентральною, що виробляє не тільки електроенергію, але й тепло, яке

відпускається споживачу у вигляді пари і гарячої води. Потужність таких споруд до 1,5 – 1,6 ГВт, при годинній відпустці тепла до $1,6-2,0 \times 10^4$ ГДж.

2) ГЕС – Гідравлічні електростанції (використовують гідроресурси), їх було близько тисячі (956). ГЕС – гідроелектростанція, що перетворює механічну енергію потоку води на електроенергію за допомогою гідравлічних турбін, що обертають електричні генератори. Потужність найбільших ГЕС до декількох ГВт. (Красноярська ГЕС – 6 ГВт). Гідроелектростанції України – Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпрогес, Каховська, Дністровська, Терезле-Річка – малоефективні (особливо Дністровського каскаду). Через застаріле устаткування і рівнинний характер долини річки Дніпро ГЕС дають мало енергії. Усього на малих річках діє 55 малих гідроелектростанцій. Найефективніші вони на гірських річках. Районне значення можуть мати альтернативні станції, які використовують нетрадиційні джерела енергії: сонячні (Крим), вітрові (Поділля, степовий Крим), геотермальні (Карпати). Зараз електроенергетика, як і увесь ПЕК України, знаходиться в глибокій кризі.

3) ДРЕС – державна районна електростанція – велика конденсаційна електростанція. Найбільші: Запорізька (1973 р.), Углегорська – по 3,6 ГВт. Зараз усі ДРЕСи – ТЕСи, оскільки немає районів.

4) АЕС – атомна електростанція, що діє на збагаченому урані. Атомна енергетика України представлена такими діючими могутніми атомними електростанціями як Запорізька (найбільша в східній Європі), Південноукраїнська, Рівненська, Хмельницька, (Чорнобильська – закрита). Припинено будівництво Кримської, Чигиринської, Харківської АЕС і Одеської атомної ТЕЦ. АЕС орієнтовані лише на споживачів, особливо на райони з обмеженими ресурсами палива й енергії. Ними виробляється близько 50 % усієї електроенергії.

Провідна роль в електроенергетиці належить теплоелектростанціям – (ТЕС). Вони виробляють понад 60 % усієї електричної енергії (близько 5 млрд. кВт/год. на рік). Перевагою ТЕС є відносно вільне розміщення, удвічі дешевша вартість капіталовкладень порівняно з ГЕС. Найбільша кількість великих теплових ТЕС в Донбасі: Углегірська, Старобешівська, Кураховська, Слав'янська (Донецька обл.) та інші. Найбільшими ТЕС є Криворізька-2, Придніпровська (Дніпропетровська обл.), Зміївська (Харківська обл.), Бурштинська (Івано-Франківська обл.), Запорізька (Запорізька обл.), Ладиженська (Вінницька обл.), Трипільська (Київська обл.), Добротворська (Львівська обл.) та інші. Все більше значення набувають теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Їх будують поблизу споживача, оскільки радіус транспортування тепла невеликий (10-12 км), проте коефіцієнт корисного використання тепла – майже 70 %, тоді як на ТЕС – тільки 30-35 %. ТЕЦ обігрівають понад 25 міст України. Найбільші з них: Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6, Дарницька, Харківська ТЕЦ-5, Одеська, Краматорська та інші.

Висновки. Всі електростанції поділяються на такі види: ТЕЦ – теплоелектроцентрально виробляє не тільки електроенергію, але й тепло, що відпускається споживачеві у вигляді пари і гарячої води; ТЕС – теплова

електростанція, виробляє електричну енергію в результаті перетворення теплової енергії, що виділяється під час спалювання органічного палива; ГЕС – гідроелектростанція, що перетворює механічну енергію потоку води на електроенергію за допомогою гідравлічних турбін; АЕС – атомна електростанція. Потужність найбільших АЕС більше 4 ГВт.

3.6. Проблеми розвитку паливно-енергетичного комплексу

На сучасному етапі економічного розвитку головною проблемою ПЕКа є загострення неплатежів за паливо та енергію. Також погіршуються гірничо-геологічні умови добування палива. Не вистачає засобів для відтворення основних виробничих фондів у галузі і, як наслідок, продовжується спад виробництва енергоносіїв. Стан і технічний рівень діючих потужностей ПЕКа в даний час стає критичним.

Важливим завданням подальшого розвитку паливної та енергетичної промисловості в умовах становлення і розвитку ринкових відносин є здійснення заходів щодо охорони природи і раціонального природокористування. Екологічна політика в даному комплексі повинна прямувати на навколишню природу. У даний час на частку ПЕК припадає, більше 30 % стічної води і стільки ж твердих відходів від усіх забруднювачів. На цьому етапі важливим є завдання формування паливно-енергетичного ринку, контроль над яким здійснює держава за допомогою цінової і податкової політики, а також створення конкурентного середовища та залучення інвестицій. У табл. 3.1 показані зміни споживання паливно-енергетичних ресурсів у XIX-XX століттях у %.

Таблиця 3.1.

Структура споживання паливно-енергетичних ресурсів у XIX-XX століттях у %

Вид енергетичних ресурсів:	Споживання ресурсів у світі							
	1860	1900	1950	1960	1970	1980	1985	2013
Дрова та сурогати	74	39	7	4,3	4	0,8	0,3	0,1
Вугілля	25	57	54	47	30,3	28,4	32,3	31,3
Нафта	1	2,3	24	29,6	40	46,2	41	42
Газ	-	0,9	9	13,1	19,6	18,8	22,3	23,4
Гідро- і ядерна енергія	-	0,8	6	6	6,1	5,8	4,1	3,2

Висновки. Основна проблема розвитку ПЕК – це недостатнє фінансування. Також погіршуються гірничо-геологічні умови видобування палива. Стан і технічний рівень діючих потужностей ПЕК у даний час стає критичним. Даний комплекс негативно впливає на екологію. Зараз формується паливно-енергетичний ринок, контроль над яким здійснює держава за допомогою цінової та податкової політики.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте ПЕК і галузі, з яких він складається.
2. Розкажіть коротку історію розвитку Донецького басейну.
3. Наведіть коротку історію розвитку Львівсько-Волинського басейну.
4. Охарактеризуйте основні райони видобування бурого вугілля.
5. Дайте характеристику основним районам видобування торфу.
6. Які причини відсутності видобування в країні біолітів ?
7. Назвіть основні нафтові провінції України.
8. Означіть основні газові провінції держави.
9. Які типи електростанцій працюють у країні ?
10. Перелічіть атомні електростанції держави.
11. Визначіть основні проблеми ПЕК.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен одержати уявлення про існуючий енергетичний комплекс України.

У розділі освітлені уявлення про паливно-енергетичний комплекс, основні напрями та проблеми його розвитку і вдосконалення.

Енергетичний комплекс України складається з родовищ енергетичної сировини та промисловості для його видобування і перероблення, систем для переміщення енергетичних компонентів до споживача, а також приладів, сховищ, необхідного устаткування.

Параметри газотранспортної системи України станом на березень 2013 р.

Загальна довжина газопроводів складає 283,2 тис. км

Довжина крупних газопроводів, близько 38,0 тис. км., зокрема:

магістральних газопроводів 22,2 тис. км. окремо діаметром 1020-1420 мм 14,0 тис. км.

Газопроводів – відведень і розподільних газопроводів тиском не більше 1,2 МПа – 14,8 тис. км.

Природний газ поступає на Україну по 22 магістральним газопроводам («Союз», «Прогрес», «Уренгой-Помари-Ужгород» та ін.), а виходить за межі України – по 15. Розподільні мережі мають довжину 246,1 тис. км [10-12, 35].

Пропускна спроможність газотранспортної системи – на вході 288 млрд. м³/год, на виході 178 млрд. м³/год; зокрема в країні Європи 142 млрд. м³/год,

Кількість компресорних станцій 72 шт.

Кількість компресорних цехів 110 шт.

Кількість газоперекачуючих агрегатів 702 шт.

Потужність компресорних станцій 5442,9 МВт.

Кількість підземних сховищ газу (ПСГ) 12 шт.

Загальна активна місткість ПСГ 31 млрд. м³.

Кількість газорозподільчих станцій 1437.

4.1. Підприємства з газопостачання і газифікації України

Вінницязгаз	Коростишівгаз	Севастопольгаз
Волиньгаз	Кременчукгаз	Сумигаз
Гадячгаз	Криворіжжягаз	Тернопільгаз
Дніпрогаз	Кримгаз	Тернопільміськийгаз
Дніпропетровськийгаз	Лубнигаз	Тисменицягаз
Донецькийгаз	Луганськийгаз	Уманьгаз
Донецькоблгаз	Львівгаз	Харківгаз
Житомиргаз	Макіївкагаз	Харківськийгаз
Закарпаттягаз	Маріупольгаз	Херсонгаз
Запоріжжягаз	Мелітопольгаз	Хмельницькийгаз
Івано-Франківськийгаз	Миколаївгаз	Черкасигаз
Київгаз	Одесагаз	Чернівцігаз
Київоблгаз	Полтавагаз	Чернігівгаз
Кіровоградгаз	Рівнегаз	Шепетівкагаз

Висновки. У розділі показана схема формування енергетичного комплексу України на прикладі газопостачання, його основні параметри та характеристики, довжина магістральних і розподільних газопроводів, кількість і місцезосташування підприємств з газопостачання та газифікації України. Усього є 42 таких підприємства.

4.2. Станції і підземні сховища газу (ПСГ)

Система об'єднує 72 компресійні станції (122 компресорні цехи) і 13 підземних сховищ з найбільшим у Європі після Росії активним об'ємом газу – понад 32 млрд. м³ або 21,3 % від загальноєвропейської активної місткості. Мережа підземного зберігання газу включає чотири комплекси: Західноукраїнський (Передкарпатський), Київський, Донецький і Південноукраїнський.

Довжина газорозподільних мереж малого і середнього тиску становить більше 350 тис. км. Для їх обслуговування з середини 1970-х років створювалися Облгази і Міськгази. Саме ці підприємства здійснювали і здійснюють до цього дня газопостачання більшості вітчизняних споживачів. Починаючи з кінця 1990-х років, катастрофічна нестача коштів і держфінансування загнали ці підприємства в так званий список червоної групи, коли кредиторська заборгованість у десятки і сотні разів перевищує дебіторську. Саме цей чинник, помножений на юридичні промашки, пізніше і зіграв з цими підприємствами злий жарт і багато в чому став ключовим в ескалації конфлікту держави і приватних власників. Щоб врятувати економіку від остаточного краху і хоч якось залатати бюджет, урядовці удалися до політики корпоратизації і подальшої приватизації газорозподільного господарства країни. Стратегічні підприємства з газопостачання і газифікації не стали винятком. Держава вже тоді втратила реальний контроль над багатьма підприємствами, щоб навести якийсь лад, був організований НАК «Нафтогаз України». Це нічого не дало для повернення втраченого контролю над сферою розподілу газу по газопроводах малого і середнього тиску. Нові приватні власники не виконують взяті зобов'язання з реконструкції і модернізації довірених їм газових мереж. Це приводить до зростання непродуктивних втрат природного газу при його доставці споживачу, а власники газорозподільних мереж не поспішають віддавати державі гроші, одержані від населення за газ, так ростуть державні борги. Сьогодні власником газу виступає ДК «Газ України». Основною причиною такого стану справ експерти називають декілька хвиль зміни власників цих підприємств, але головною – хвилю 2004-2008 рр.

Висновки. У розділі показана існуюча система підземного зберігання і транспортування газу зі значною довжиною газорозподільних мереж малого і середнього тиску. Показана система обслуговування газотранспортних і газорозподільних мереж у минулому і зараз, а також ефективність знаходження таких мереж у приватних руках і звідки беруться борги.

4.3. Стан газотранспортної системи на початок 2013 р

Станом на початок 2013 р. минув строк амортизації близько 39 % українських газопроводів. 70 % комунікацій газотранспортної системи (ГТС) знаходилися в експлуатації від 10 до 44 років. Кожний третій агрегат для перекачування газу відпрацював моторесурс і потребує реконструкції. 11,6 тис. км газових мереж (близько 7 %) і 4,9 тис. газорегуляторних пунктів (близько 14 %) експлуатуються більше відведеного амортизаційного терміну. У 2012 р. балансові втрати газу під час транспортування по ГТС України склали 1,56 млрд. м³ (0,8 % загального об'єму, що поступив у країну).

Під час транспортування російського газу до Європи Укртрансгаз витрачає близько 7 млрд. м³ газу на рік. Дані про технологічний газ наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Дані про технологічний газ по роках

Технологічний газ по роках	2006	2007	2008	2013
Вартість технологічного газу (USD/тис. м ³)	90	130	179,5	213
Ставка транзиту USD (за тис. м ³ на 100 км)	1,6	1,6	1,7	1,8

Низька ціна на транспортування газу з Росії в ЄС компенсувалася низькими цінами на голубе паливо для внутрішніх споживачів. По суті, за рахунок Укртрансгазу оплачувалися субсидії бізнесу і населення, а компанія не мала нагоди виділяти достатньо грошей на модернізацію ГТС. На ці потреби щорічно слід витрачати щонайменше \$500 млн., а реально впродовж декількох років ці статті витрат фінансували на 25-30 %. Принаймні третина грошей, які виділяли на ГТС, розкрадалася. Саме тому потрібних регламентних робіт для підтримки ГТС у належному стані не виконували, технічні кондиції системи почали погіршуватися, а країни Євросоюзу всерйоз занепокоїлися.

Висновки. Час експлуатації, старіння устаткування усіх комплексів газотранспортної системи потребує значної реконструкції. Грошей на це не виділялося в потрібних обсягах. Не проводилися регламентні роботи, з цієї причини технічні кондиції системи почали погіршуватися, що турбує як уряд, так і Євросоюз.

4.4. Необхідні інвестиції

На березень 2013 р. загальна сума інвестицій, необхідних для модернізації і реконструкції ГТС України, складає 3 млрд. 18,5 млн. дол., зокрема:

на реконструкцію і будівництво компресорних станцій – 1435,3 млн. дол.;

на модернізацію лінійної частини газопроводів – 616,3 млн. дол.;

на підземні сховища газу – 455,3 млн. дол.;

на будівництво нових газовимірвальних станцій (ГВС) на вході в газотранспортну систему України (тобто на східному кордоні з Росією) – 448

млн. дол. (газовимірювальні станції на східному кордоні, мінімум дев'ять штук, дуже потрібні Україні, адже до цього часу всі вимірювання здійснюються російською стороною).

Вартість модернізації і реконструкції ГТС України є набагато дешевше, ніж будівництво нових газомагістралей, таких як «Північний потік» і «Південний потік».

Пріоритетні проекти модернізації і реконструкції.

Західний транзитний коридор, а саме:

газопровід «Союз»;

газопровід «Уренгой – Помари – Ужгород»;

газопровід «Прогрес».

Південний транзитний коридор, а саме:

газопровід Єлець – Кременчук – Кривий Ріг;

газопровід Анан'їв – Тираспіль – Ізмаїл.

Підземні сховища газу, а саме:

Більче – Волицько – Угорське;

Богородчанське.

Газовимірювальні станції «Ужгород», «Берегове», «Дроздовичі», «Текове», «Орлівка».

Міжнародна конференція ЄС – Україна щодо модернізації газотранзитної системи України відбулася 2013 р. у Брюсселі. У ході конференції підписана Загальна заява України, міжнародних фінансових організацій і Європейської комісії, що створює дипломатичні та організаційні передумови для встановлення процесу повного реформування газотранспортної системи України від радянського типу до європейського зразка, зокрема будівництво нових газовимірювальних станцій на східному кордоні України.

За участю Єврокомісії і міжнародних фінансових організацій зафіксована позиція щодо додаткового розширення потужностей ГТС на 60 млрд. м³ газу на рік за рахунок вкладення 5-6 млрд. доларів.

Вартість газу з Росії на кінець 2013 р. близько 400 доларів (до 2005 р. була стабільно 50 дол. за 1 тис. м³). Україна займає 4-е місце в світі по об'ємах споживання природного газу, а в 90-і роки ХХ століття, республіка займала 8-е місце в світі по виробництву і споживанню товарів на душу населення. У 2013 р. закупівля імпортного газу скоротилася до 35 млрд. м³, що разом з вітчизняним складає в сумі, приблизно 20 + 35 = 45 млрд. м³. У даний час реалізується програма щодо переобладнання теплових газових котельних на альтернативні види палива.

Висновки. На реконструкцію ГТС України направлено декілька млрд. доларів інвестицій. Будівництво нового газопроводу коштуватиме набагато більше. Необхідно мати свої газовимірювальні станції. Передбачається додаткове розширення потужностей ГТС на 60 млрд. м³ газу на рік за рахунок вкладення 5-6 млрд. доларів. Вартість газу за останні роки підвищилася в 8 разів, а обсяги закупівель скоротилися, приблизно вдвоє.

4.5. Облік природного газу на газовимірювальних і газорозподільних станціях

Газовимірювальна станція (ГВС) – станція, на якій проводиться вимірювання кількості і визначення якості природного газу, який транспортується [10-12].

Облік газу, який поступає на Україну, здійснюється на дев'яти газовимірювальних станціях (ГВС) і двох пунктах вимірювання газу: дві ГВС на території Білорусі, інші – в РФ.

Облік газу, що транспортується за межі України, здійснюється на десяти прикордонних ГВС. З них дев'ять знаходяться на території України і одна в РФ.

По одній ГВС розташовані на межах з Польщею, Словаччиною, Угорщиною і Росією, дві ГВС – на кордоні з Румунією (Орлівка), три – з Молдовою (Гребеники). «Берегове»; 2. «Гребеники» (на межі з Молдовою); 3. «Дроздовичі»; 4. «Орлівка» (Одеська обл.); 5. «Текове»; 6. «Ужгород». Газ, що видобувається Україною, після обробки потрапляє в ГТС України через ГВС, ПВГ (пункт витрати газу) і ГРС (газорозподільні станції): 68 станцій ГК «Укргазвидобування», 13 станцій ВАТ «Укрнафта» і безпосередньо споживачам через 177 газорозподільних станцій (ГРС). Передача газу з газотранспортної системи в газорозподільну мережу відбувається на 1416 ГРС. Починаючи з 2002 р., в Україні для обліку природного газу застосовуються тільки сучасні електронні і електронно-механічні прилади.

Висновки. Газовимірювальна станція (ГВС) – станція, на якій проводиться вимірювання кількості та визначення якості переданого природного газу. Облік газу здійснюється на дев'яти газовимірювальних станціях і двох пунктах вимірювання газу: дві ГВС знаходяться на території Білорусі, решта – в РФ. Облік транспортованого за межі України газу здійснюється на десяти прикордонних ГВС. З них дев'ять перебувають на території України і одна в РФ. Показані газорозподільні станції на території України, всього 1416.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Коротко охарактеризуйте газотранспортну систему України.
2. Дайте характеристику АЕС, ТЕЦ, ГЕС, ТЕС.
3. Як виконується облік природного газу в країні?
4. Коротко охарактеризуйте компресійні станції і підземні сховища газу.
5. Скільки та для чого потрібні інвестиції в ТЕК?
6. Дайте характеристику підземним сховищам газу, потребу в них.
7. Що таке технологічний газ і чому відбуваються балансові втрати газу?
8. Чим відрізняється магістральний газопровід, від розподільного і газотранспортного?
9. Навіщо потрібні газовимірювальні (ГВС) і газорозподільні (ГРС) станції?

5. ІСТОРІЯ СТАНОВЛЕННЯ І СТАН ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати історію виникнення і формування газотранспортної системи України (ГТС).

У розділі показана історія утворення ГТС України, основні етапи її становлення, нормативна база, системи стандартизації і обліку газу.

5.1. Перший газ, газопроводи, газова промисловість і ГТС

Перші газові родовища в Прикарпатті, що входило тоді до складу Польщі, були відкриті близько 1920 р. Перший газ був одержаний на Дашавській площі в 1924 р. з свердловини, яка бурилася для видобування солі. Пізніше початкові запаси Дашавського родовища були оцінені в 13,2 млрд. м³ природного газу і був уведений в дію газопровід Дашава – Стрий.

У Малороській губернії ще раніше почали використовувати коксівний газ для освітлення вулиць (в Одесі – ще в 1866 р., потім в Катеринославі, Харкові, Києві, Чернівцях). З природним газом вперше зіткнулися під час буріння і розроблення нафтових свердловин на Бориславському нафтовому родовищі (в 1912-1913 рр.), причому він вважався тоді небажаним продуктом, бо ускладнював буріння, викликав пожежі, заважав поглибленню нафтових свердловин.

Спочатку цілеспрямовані пошуки газових родовищ ще не велися. Тільки в 30-х роках були закладені перші розвідувальні свердловини на газ на Угерській і Опорській площах. Для транспортування видобутого газу в Прикарпатті були побудовані перші газопроводи: Дашава – Стрий (протяжністю 14 км), Стрий – Дрогобич – Борислав – Стебник (55 км), потім Дашава – Жидачів – Ходоров і Дашава – Львів (81 км) і декількох невеликих. В передвоєнні роки сумарна протяжність газопроводів на території Західної України складала 310 км. Розвиток газодобування в цьому регіоні у той час гальмувався тим, що тут фактично не було промисловості, що споживала газ [13, 14].

Після входження західноукраїнських земель до складу СРСР у 1939 р. газова промисловість Прикарпаття була націоналізована, і для управління роботою газових промислів у Львові був створений трест «Укргаз» з відділенням в м. Стрий. У 1940 р. було введено в дію нове газове родовище – Опорське, і видобування природного газу порівняно з 1938 р. майже подвоїлося і досягло 341 млн. м³. У 1940-1941 рр. були споруджені газопроводи Опори – Борислав, Дашава – Львів і розроблений проект найбільшого на той час у Європі магістрального газопроводу Дашава – Київ протяжністю 509 км. Завдяки ньому, повинне було вивільнитися щорічно близько 1 млн. т дорогого донецького вугілля, яке споживав Київ. Планувалося також у 1941 р.

побудувати три заводи з перероблення газу – в Дашаві, Калуші та Опорах, але цим планам не судилося збутися через початок війни.

На сході України газова промисловість теж розвивалася, але тут вона більше концентрувалася на використанні коксівного газу підземної газифікації вугілля. Цей процес був запропонований ще в 1888 р. видатним хіміком Д.І. Менделєєвим. Перші станції підземної газифікації вугілля побудовані в Лисичанську і Горлівці в 30-і роки. У листопаді 1934 р. при газифікації м. Донецька був урочисто засвічений перший газовий факел, і з тих пір це стало традиційним ритуалом під час введення в дію магістральних газопроводів. До війни в Донецьку, Макіївці і Горлівці на коксівному газі працювали газонаповнювальні станції, скорочуючи споживання рідкого палива.

Під час німецько-фашистської окупації розвиток газової промисловості майже повністю припинився. У цей час був побудований тільки газопровід Опори-Сталева Воля (Польща). Оскільки в 1944 р. Сталева Воля виявилася за рубежем, то цей рік вважається початком експорту українського газу.

У період 1924-1944 р. в Україні відбувалося майже безперервне (за деякими винятками) зростання видобування газу – з 37,7 млн. м³ до 530,4 млн. м³, а в 1950 р. він досяг 1411,1 млн. м³. У післявоєнні роки розширилися об'єми геолого-розвідувальних робіт і експлуатаційного буріння – вже в 1945 р. воно перевищило довоєнний рівень і складало 23,1 тис. м³ (у 1940 р.-19,8 тис. м³). У 1948 р. в західному регіоні було відкрите нове велике газове родовище – Більче – Волицьке, введене в експлуатацію в 1953 р. Згідно з постановою Ради Міністрів СРСР у січні 1948 р. весь склад Лисичанської геологічної партії (бурові бригади, транспорт, особовий склад) було переправлено залізничним транспортом у місто Володимир-Волинський. Ця партія у короткі строки розвідала Львівсько-Волинський вугільний басейн, займалася розвідкою нафти і газу.

Найінтенсивніший розвиток газової промисловості України припав на період 1951-1975 рр. У західному регіоні розроблялося 7 родовищ. Підкреслимо, що до 1955 р. Прикарпаття було основним газодобувним регіоном не тільки України, але й усього колишнього СРСР. Із загальносоюзного об'єму добування газу (5,9 млрд. м³) на Стрийське газопромислове управління приходилося 2,8 млрд. м³, тобто 48 %. Максимальних показників рівень видобування в західному регіоні досяг у 1967 р. (12,265 млрд. м³) і 1968 р. (12,571 млрд. м³). У 50-70-і рр. були споруджені і введені в дію потужні магістральні газопроводи: Дашава – Київ – Брянськ – Москва, Дашава – Мінськ – Вільнюс – Рига, завдяки чому початі поставки газу в республіки СРСР: Росію, Молдову, Білорусь, Литву, Латвію. Побудований і в 1967 р. введений в експлуатацію міждержавний газопровід «Братство» (Долина – Ужгород – Західний кордон) для експорту газу до Чехословаччини і Австрії (з 1968 р.). В цей же час були побудовані і почали діяти перші п'ять ПСГ (підземних сховищ газу) – Олишевське, Червонопартизанське, Угерське, Дашавське, Червонопопівське.

Висновки. Перші газові родовища у Прикарпатті, яке входило тоді до складу Польщі, були відкриті близько 1920 р. Перший газ був отриманий на Дашавській площі в 1924 р. зі свердловини, яка бурилася для видобутку солі. У 30-х роках для транспортування видобутого газу у Прикарпатті були побудовані перші газопроводи: Дашава – Стрий (довжиною 14 км), Стрий – Дрогобич – Борислав – Стебник (55 км), потім Дашава – Жидачів – Ходорів та Дашава – Львів (81 км) і кілька невеликих. На сході України газова промисловість розвивалася на основі використання коксового газу підземної газифікації вугілля. Перші станції підземної газифікації вугілля побудовані в Лисичанську та Горлівці в 30-і роки. Найінтенсивніший розвиток газової промисловості України тривав з 1951 по 1975 рр. У західному регіоні розроблялося 7 родовищ. До 1955 р. Прикарпаття було основним газовидобувним регіоном не тільки України, а й усього колишнього СРСР. Максимальних показників рівень видобування в західному регіоні України досяг у 1967 р. (12,265 млрд. м³) і 1968 р. (12,571 млрд. м³). У цей же час були побудовані три газопроводи і перші п'ять підземних сховищ газу.

5.2. Східні райони видобування газу в Україні

Відкриття Шебелинського газоконденсатного родовища в 1951 р. і його введення в експлуатацію в 1956 р. стало початком бурхливого розвитку газодобування в східному регіоні – Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). Запаси Шебелинського родовища були оцінені в 650 млрд. м³. У перший рік експлуатації з нього було добуто 332,7 млн. м³ газу, а з 1957 р. воно стало лідером в Україні. У перші два десятиліття експлуатації Шебелинка була найбільшим родовищем по запасах і рівні добування газу в усій Європі. У 1956-1960 рр. тут було добуто 22,8 млрд. м³ газу. У середині 60-х років на Шебелинському родовищі добувалося 30 % всесоюзних об'ємів видобутку газу. Рівень газодобування постійно зростав і в 1971 р. досяг свого максимуму – 31,329 млрд. м³. Розроблення Шебелинки стимулювало будівництво газопроводів до великих промислових центрів Харківського, Придніпровського і Донецького регіонів. Першими були споруджені газопроводи до Харкова (62 км) і Чугуївської ДРЕС (25 км), потім – великі магістральні газопроводи, зокрема Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Одеса з відведеннями до Запоріжжя, Миколаєва, Херсона і др.; Шебелинка – Київ з відведеннями до Полтави, Кременчука, Черкас; Шебелинка – Білгород – Курськ – Брянськ і ряд інших. В 70-і роки побудований газопровід Шебелинка – Київ – захід України, який зв'язав в єдине ціле східні і західні газодобувні регіони.

На Шебелинському родовищі вперше в Україні було організовано в значних об'ємах видобування газового конденсату, його добування і перероблення безпосередньо на місці. Для цього, в 1960 р. споруджена перша в Європі газофракційна установка (загальною потужністю 100 тис. т на рік), яка стала «зародком» первинного газоперероблення в Україні – Шебелинського ГПЗ (газопереробного заводу), створеного в 1962 р. Друга черга ГПЗ була

введена в дію в 1970 р., і тоді загальна потужність по переробленню газового конденсату зросла до 400-450 тис. т в рік. У той час Шебелинський ГПЗ випускав дві марки автомобільного бензину, уайт-спірит, дизпаливо, флотореагент для флотації коксівного вугілля Донбасу, стиснений газ. Крім того, серед великих родовищ виокремлюються Єфремівське (з початковими запасами близько 110 млрд. м³), введене в 1967 р, Машівське (1968 р.), Хрестищинське (1970 р.), Меліхівське (1973 р.), Новотроїцьке (1974 р.), Яблунівське (1990 р) та інші газоконденсатні родовища, що характеризуються глибоким заляганням продуктивних горизонтів (3-4 тис. м).

Висновки. У 1951 р. було відкрите найбільше в Європі Шебелинське газоконденсатне родовище, що стало початком бурхливого розвитку газовидобування в східному регіоні – Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ). У перший рік експлуатації з нього було видобуто 332,7 млн. м³ газу, а з 1957 р. воно стало лідером в Україні. У 70-ті роки було побудовано кілька газопроводів, у тому числі і Шебелинка – Київ – захід України, який пов'язав у єдине ціле східні і західні газовидобувні регіони. На Шебелинському родовищі вперше на Україні було організовано видобування газового конденсату, його вилучення та перероблення безпосередньо на місці. У ті роки в ДДЗ було відкрито ряд великих газоконденсатних родовищ і почалася газифікація промислових регіонів України.

5.3. Південний газодобувний регіон

Південний газодобувний регіон почав свій розвиток з грудня 1966 р., коли природний газ із Глебівського газоконденсатного родовища в Криму був поданий до Сімферополя. У 1968 р. вводиться в експлуатацію Задорненське газоконденсатне, а в 1970 р. – газове Джанкойське родовище. Першими були побудовані газопроводи Сімферополь – Севастополь (з відведеннями в Саки і Євпаторію) та Джанкой – Сімферополь. Видобуток газу в Криму в перший рік (1966 р.) склав 64 млн. м³, а максимальних показників він досяг в 1986 р. – 1211 млн. м³

З відкриттям у СРСР нових високоперспективних газоносних регіонів – в Західному Сибіру, Казахстані і Туркменістані – туди стали спрямовувати більшість матеріальних і людських ресурсів. Тому з 1976 р. на Україні почалося поступове падіння добування газу – з 68,7 млрд. м³ у 1975 р. до біля 18 млрд. м³ в 2013 р. Визначальну роль у загальному добуванні газу виконували великі родовища із запасами понад 30 млрд. м³, відсутність яких в останні десятиліття, а також відсутність фінансування геологічних робіт зумовили неухильне падіння газодобування в республіці.

У цілому по Україні за період 1944-1995 рр. було добуто близько 1,6 трлн. м³ природного газу, з них близько 85 % – на родовищах східного регіону, 15 % – західного і південного. Указом Президента України від 25 лютого 1998 р. «Про реформування нафтогазового комплексу України» і відповідною ухвалою КМ була створена НАК «Нафтогаз України», до складу якої ввійшли

спеціалізовані дочірні компанії. При цьому на ДК «Укргазвидобування» були покладені функції добування власних ресурсів газу. ДК «Укргазвидобування» включає чотири газопромислові управління («Полтавагазвидобування» «Львівгазвидобування» «Шебелинкагазвидобування», «Харківгазвидобування»), бурове управління «Укрбур-газ», геофізичне управління «Укргазпром-геофізика», науково-дослідний інститут природних газів «УкрНІГаз», Управління перероблення газу і газового конденсату, протифонтанну частину «ЛІКВО».

Сьогодні ДК «Укргазвидобування» розвивається як повноцінна вертикально інтегрована структура, що працює за принципом «від свердловини до бензоколонки». Компанія має замкнений цикл виробництва – від пошуку, розвідки родовищ газу і нафти, їх розробки, транспортування, перероблення вуглеводневої сировини до реалізації готових нафтопродуктів через мережу АЗС під маркою НАК «Нафтогаз України». У даний час компанія веде промислову і дослідно-промислове розроблення 127 газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ. За період існування компанії, завдяки зростанню об'ємів пошуково-розвідувального буріння, було відкрито 15 нових родовищ і 27 нових покладів на старих родовищах. У 1999 р. вдалося переламати тенденцію падіння і стабілізувати рівень добування газу, а з 2001 р. – почати її збільшення. Зараз компанія вже не «проїдає» запаси, а нарощує їх.

За підсумками 2003 р. ДК «Укргазвидобування» добуто понад 14 млрд. м³ природного газу, що на 315 млн. м³ більше, ніж у 2002 р. Видобування газового конденсату склало 684,2 тис. т, нафти – 103 тис. т. порівняно з 2002 р. ці показники збільшилися відповідно на 75,8 і 9,1 тис. т. Об'єми пошуково-розвідувального і експлуатаційного буріння порівняно з попереднім роком збільшилися на 18 тис. м. Так, проходка в експлуатаційному бурінні склала 93,1 тис. м, в розвідувальному – 177,1 тис. м. У 2013 р. в експлуатацію передано 162 свердловини (в 2002 р. – 59), зокрема 77 розвідувальних.

Висновки. Південний газодобувний регіон почав свій розвиток з грудня 1966 р., коли природний газ із Глібовського газоконденсатного родовища в Криму був поданий до Сімферополя. У 1968 р. вводиться в експлуатацію Задорненське газоконденсатне, а в 1970 р. – газове Джанкойське родовище. Оскільки на сході СРСР відкривалися великі родовища, з 1976 р. на Україні почалося поступове падіння видобування газу – з 68,7 млрд. м³ у 1975 р. до 13,4 млрд. м³ у 1999 р. У цілому по Україні за період 1944-1995 рр. було видобуто близько 1,6 трлн. м³ природного газу, з них близько 85 % – на родовищах східного регіону, 15 % – західного і південного. У лютому 1998 р. була створена Національна акціонерна компанія НАК «Нафтогаз України», яка веде промислове та дослідно-промислове розроблення 127 газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ.

5.4. Біолітовий (сланцевий) газ

У 2009-2013 рр. США майже наздогнали Російську Федерацію з видобування природного газу. Журналісти висвітлили це як сенсацію, адже мова йшла про залучення до видобування «нового – сланцевого газу», якого раніше не добували. Після того, як спеціалісти розібралися (О.Ю. Лукін, 2010-2011 рр.), стало очевидним, що ніякої сенсації немає.

Біолітовий газ (застаріла назва – сланцевий газ), одержаний ще на початку 19-го століття в США з вуглистих аргілітів (застаріла назва – чорні сланці), фактично ще до так званого «природного газу», одержав свою назву на противагу «синтетичному газу», одержуваному шляхом нагріву різних сапропелітів, гумоліто-сапропелітів і інших біолітів, що називалися раніше горючими сланцями, через їх здатність горіти від сірника. Таким чином, малодобітний біолітовий газ, а також штучний або синтетичний горючий газ і моторне паливо були одержані і використовувалися ще до того, як були одержані високодобітні притоки газу і нафти з геологорозвідувальних свердловин, пробурених у нафтогазові колектори. Оскільки природні джерела нафти і газу були більш продуктивні, економічні й ефективні, про біолітовий газ незабаром забули, щоб зараз не просто «пригадати», а й ефективніше видобувати за допомогою новітніх технологій. Спеціалісти США тільки вугільного газу видобувають біля 50 млрд. м³ на рік, а розвинену галузь перенацілили на видобування біолітового газу, оскільки основні вугільні родовища вже розбурили (бурять більше 20 тисяч свердловин на рік).

Щодо України і перспектив видобування біолітового газу, треба погодитися з висновками О.Ю. Лукіна: малодобітний газ потребує багато коштів (створення нової галузі), новітніх технологій, яких у нас немає (геологію майже ліквідували), сучасного бурового обладнання (свої 12 верстатів для глибокого буріння у 2009 р. порізали на металобрухт) у нас немає, треба купувати, вже немає і спеціалістів.

Таким чином, треба видобувати природний газ та вугільний і шахтний, але для цього треба розвивати геологію і виділяти кошти на буріння, бо без свердловин ніякого газу не буде. Але, вірогідніше за все, газ в нашій республіці будуть добувати іноземні фірми, залишаючи нам невеликі податки.

Висновки. Біолітовий (сланцевий) газ, отриманий на початку 19-го століття в США з вуглистих аргілітів (чорні сланці) ще до «природного газу» і отримав свою назву на противагу «синтетичному газу», одержуваному шляхом нагрівання різного роду сапропелітів, гумоліто-сапропелітів та інших біолітів, що називалися раніше горючими сланцями, через їх здатність горіти від сірника. Оскільки вуглеводні з колекторів більш економічні й ефективні, добувають їх а не біолітові нафту і газ. У США тільки вугільного газу видобувають близько 50 млрд. м³ на рік, а вуглегазову галузь перенацілили на видобування біолітового газу, оскільки основні вугільні родовища вже розбурені (бурять понад 20 тисяч свердловин на рік). Сапропелітів на Україні

мало, тому ця галузь, враховуючи екологічну небезпеку її застосування в густонаселених районах – малоперспективна.

5.5. Добування, транспортування, зберігання та облік газу. Газотранспортна система України

До складу газотранспортної системи України сьогодні входить 37,5 тис. км газопроводів, 13 підземних сховищ газу, розвинена мережа газовимірювальних і газорозподільних станцій. Українська газотранспортна система тісно пов'язана з системами сусідніх європейських країн – Росії, Білорусі, Польщі, Румунії, Молдови, Угорщини, Словаччини і через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Тому без перебільшення можна сказати, що ГТС України є своєрідним мостом між газодобувними регіонами (Росії і Середньої Азії) і споживачами Європи. Пропускна спроможність газотранспортної системи на вході складає 290 млрд. м³, на виході – 175 млрд. м³ газу на рік, зокрема 140 млрд. м³ до європейських країн.

ДК «Укртрансгаз» – дочірня компанія Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» – є основним оператором газотранспортної системи, в її підпорядкуванні знаходиться 36,4 тис. км магістральних газопроводів і газопроводів-відведень, 71 компресорна станція загальною потужністю 5380 МВт, 12 підземних сховищ газу, 1392 газорозподільних станцій, мережа АГНКС, газовимірювальних станцій та ряд інших об'єктів.

Дочірня компанія «Укртрансгаз» була створена у 1998 р. на базі газотранспортних підприємств і структурних підрозділів акціонерного товариства «Укргазпром». До її складу входять 16 структурних підрозділів на правах філій, виробничі об'єкти яких знаходяться у всіх областях України, зокрема 6 регіональних управлінь магістральних газопроводів (УМГ) – «Київтрансгаз», «Харківтрансгаз», «Донбастрансгаз», «Черкаситрансгаз», «Львівтрансгаз» і «Прикарпаттрансгаз». Об'єднане диспетчерське управління, сервісні підприємства, основними з яких є будівельно-монтажна фірма «Укргазпромбуд», виробниче ремонтно-технічне підприємство «Укргазэнергосервіс», управління «Укргазтехзв'язок», управління «Укравтогаз» та інші. За більш ніж півсторічний період транспортування газу в Україні накопичений величезний досвід по будівництву, експлуатації й управлінню об'єктами газотранспортної системи, який успішно може використовуватися як в Україні, так і за межами.

Ця компанія щорічно забезпечує транспортування газу до споживачів України в задекларованому об'ємі 70-80 млрд. м³ і транспортує через свою газотранспортну систему російський газ у 19 країн Європи в об'ємі 110-120 млрд. м³, що складає близько 85 % загального об'єму російського експорту газу. Сьогодні існує технічна можливість для збільшення транзиту газу в країни Центральної і Західної Європи від фактичного рівня до 140 млрд. м³ на рік без розширення газотранспортної системи.

Надійність транзитних поставок газу і газопостачання внутрішніх споживачів значною мірою забезпечується комплексом підземних сховищ газу,

які розміщені переважно в Західному регіоні. Мережа газосховищ, активний об'єм яких перевищує 30 млрд. м³, є найпотужнішою в Європі і може ефективно використовуватися не тільки для власних потреб, але й для споживачів газу в Європі. Усвідомлюючи важливість забезпечення споживачів природним газом, ДК «Укртрансгаз» надає значну увагу підтримці своєї газотранспортної системи на високому технічному рівні. З погляду газотранспортної компанії, якою є ДК «Укртрансгаз», безпека газотранспортування залежить у першу чергу від надійності роботи об'єктів ГТС, що в свою чергу потребує своєчасного і повного фінансування діяльності. З цією метою в ДК «Укртрансгаз» розроблені і впроваджуються програми реконструкції компресорних станцій, лінійної частини системи, газорозподільних і газовимірювальних станцій. Основою програми реконструкції компресорних станцій є розроблення і впровадження сучасних українських газотурбінних двигунів, газоперекачуючих агрегатів і систем управління з високим коефіцієнтом корисної дії. Кінцевою метою всіх програм реконструкції є доведення параметрів української ГТС за рівнем надійності, економічності, методам обслуговування, екологічним критеріям до сучасних світових стандартів. Упродовж останніх 12 років було побудовано і введено в експлуатацію 5,5 тис. км магістральних газопроводів і відведень, 11 компресорних цехів загальною потужністю близько 540 МВт. Упродовж останніх років всі прикордонні газовимірювальні станції (ГВС) були обладнані високоточними засобами вимірювання кількості та якості газу.

Науково-технічне забезпечення виробничої діяльності ДК «Укртрансгаз» упродовж багатьох років здійснювалося науково-дослідним і проектно-конструкторським інститутом автоматизованих систем управління транспортом газу (НДПАСУтрансгаз), м. Харків, галузевою спеціалізованою установою в сферах транспортування, підземного зберігання і розподілу природного газу та в інших сферах нафтогазового комплексу України, який раніше був філією ДК «Укртрансгаз», а з березня 2004 р. входить до складу знов створеного ДП «Науканафтогаз». Крім того, більше 30 наукових організацій також беруть активну участь у науково-технічному забезпеченні Компанії.

Основними напрямками міжнародної співпраці і зовнішньоекономічної діяльності ДК «Укртрансгаз» є розвиток нових взаємовигідних проектів торгівельно-економічної і науково-технічної співпраці із зарубіжними фірмами і міжнародними організаціями. Партнерами є такі компанії, як ВАТ «Газпром» (Росія), АТ «Рургаз» (Німеччина), «Газ де Франс» (Франція), СПП (Словаччина), ОМФ (Австрія), «Боташ» (Туреччина), «Нуово Піньоне» (Італія), «Белтрансгаз» (Білорусь), «Молдовагаз» (Молдова) та інші. ДК «Укртрансгаз» співробітничав з такими міжнародними організаціями, як Міжнародний Газовий Союз, Газовий Центр Європейської Економічної Комісії ООН, Міжнародне Енергетичне Агентство, Міжурядова Рада СНД з нафти і газу (в секції щодо використання стисненого природного газу на автотранспорті) та іншими. Природний газ поступає в Україну по 22 магістральних газопроводах. Його облік здійснюється на дев'яти газовимірювальних станціях (ГВС) і двох

пунктах вимірювання витрати газу (ПВГ), з яких дві ГВС розташовані на території Білорусі, інші – на території Російської Федерації.

Об'єми природного газу, який транспортується за межі України по 15 магістральних газопроводах, вимірюються на десяти ГВС, із яких дев'ять розташовані в Україні: по одній на кордонах з Польщею, Словаччиною, Угорщиною і Росією, дві – на межі з Румунією, три – з Молдовою, ще одна ГВС розташована на території РФ. Усі прикордонні ГВС (як на Україні, так і на територіях інших держав) обладнані автоматизованими комплексами обліку газу, зокрема дублюючими, і засобами визначення показників якості газу. Добутий на українських промислах газ після технологічної підготовки передається в газотранспортну систему через ГВС і ПВГ – 68 станцій ДК «Укргазвидобування», 13 станцій ВАТ «Укрнафта» і безпосередньо споживачам через 177 газорозподільних станцій (ГРС). Усі витратовимірювальні об'єкти оснащені сучасними електронними комплексами класу точності 0,5 і 0,3, що працюють за методами змінного перепаду тиску, або лічильниками газу класу точності 1,0 з електронними коректорами класу точності 0,5 і 0,3. Транспортування газу здійснюється з проміжним вимірюванням його витрати на 17 ГВС між управліннями магістральних газопроводів ДК «Укртрансгаз» методом змінного перепаду тиску електронними комплексами.

Передача природного газу з газотранспортної системи в газорозподільну мережу здійснюється на 1416 ГРС, де витрати газу вимірюються тільки за допомогою сучасних електронних комплексів методом змінного перепаду тиску або турбінними лічильниками класу точності 1,0 з електронними коректорами. Частина найбільших ГРС додатково оснащена дублюючими електронними витратовимірювальними комплексами. Природний газ, який закачується на зберігання в підземні сховища, а потім відбирається з них у газотранспортну систему, проходить через витратовимірювальні ділянки, також обладнані типовими електронними комплексами вимірювання витрати класу точності 0,3-0,5. З 2002 р. на Україні в газодобувній і газотранспортній системах для комерційного обліку застосовують сучасні електронні й електронно-механічні прилади обліку газу.

Фізико-хімічні показники газу контролюють на всіх пунктах вимірювання витрати газу і на майданчиках компресорних станцій. Характеристики газу вимірюються в 97 стаціонарних хіміко-аналітичних лабораторіях, а також потоковими приладами: хроматографами, вологомірами, щільномірами виробництва провідних світових фірм. Усі лабораторії атестовані Держпотребстандартом України на право виконання вимірювань фізико-хімічних показників газу. Витратовимірювальне устаткування – діафрагми, обчислювачі, перетворювачі тиску і перепаду тиску, температури – регулярно повіряють представники Держпотребстандарту з використанням еталонів відповідних параметрів. Лічильники газу повіряють на еталонних стендах.

У межах проекту 98/99.03 «Фінансування малих інвестицій в регіональну нафтогазову інфраструктуру в Україні, Білорусі і Молдові» в м. Боярці під Києвом Євросоюз за участю цих трьох країн буде Східноєвропейський

метрологічний центр природного газу. Створення відсутньої до цього часу на Україні, сусідніх країнах СНД і державах Східної Європи відповідної перевіркової бази засобів обліку газу, зокрема метрологічних засобів перевірки лічильників газу різних типів на великі витрати і високий тиск, дозволить широко впровадити високоточні засоби обліку газу, задовольнить потреби в метрологічному забезпеченні як підприємств, що входять до складу «Нафтогазу», так і інших замовників, включаючи іноземних.

У 2001 р. була введена в дію «Концепція створення єдиної системи обліку природного газу», а в 2002 р. розроблені і впроваджені «Програма створення єдиної системи обліку природного газу» і «Правила обліку природного газу при видобуванні, транспортуванні і зберіганні». Цими документами передбачена реалізація європейського підходу до технології вимірювання витрати газу – двома послідовними приладами, один із яких основний, другий – дублюючий, причому працюють прилади по різних фізичних методах вимірювання. Першим об'єктом, де послідовно встановлені звужуючі пристрої (метод змінного перепаду тиску) і ультразвукові лічильники фірми «Інстромет» (Бельгія), була прикордонна ГВС «Гребіники», побудована в межах Програми ТАСІS INOGATE на засоби Єврокомісії. У 2004 р. на реконструйованій найбільшій ГРС Києва – «Хотів» на вимірювальних ділянках послідовно встановлені звужуючий пристрій, турбінний і вихровий лічильники фірми «РМГ» (Німеччина). Для визначення якісних показників газу застосовуються потокові хроматографи.

Розвиваючи послідовне вимірювання витрат газу, НАК «Нафтогаз України» видав наказ №583, яким передбачено встановити на 44 потужних ГРС І категорії (через які передається до 80 % загальної кількості споживаного в Україні газу) дублюючі високоточні ультразвукові і вихрові лічильники газу. Це забезпечить максимально точний і достовірний облік 56 млрд. м³ газу на рік. Подальшому поліпшенню обліку газу сприятимуть проекти модернізації прикордонних ГВС – «Ужгород», «Орлівка», «Берегове», «Дроздовичі». При їх модернізації визнано доцільним використовувати технічні рішення, вже реалізовані на ГВС «Гребіники». Такі роботи на ГВС «Орлівка» майже завершені.

Висновки. До складу газотранспортної системи України входить 37,5 тис. км газопроводів, 13 підземних сховищ газу, розвинена мережа газовимірювальних та газорозподільних станцій. Пропускна спроможність газотранспортної системи на вході становить 290 млрд. м³, на виході – 175 млрд. м³ газу на рік, у тому числі 140 млрд. м³ до європейських країн. ДК «Укртрансгаз» є основним оператором газотранспортної системи, в її підпорядкуванні перебуває 36,4 тис. км магістральних газопроводів і газопроводів-відводів, 71 компресорна станція загальною потужністю 5380 МВт, 12 підземних сховищ газу, 1392 газорозподільних станцій, мережа АГНКС, газовимірювальних станцій та інших об'єктів. Ця компанія щорічно забезпечує транспортування газу до споживачів України в обсязі 50-80 млрд. м³ і транспортує через свою газотранспортну систему російський газ у 19 країн Європи в обсязі 110-120 млрд. м³, що становить близько 85 % загального обсягу

російського експорту газу. Сьогодні існує технічна можливість для збільшення транзиту газу в країни Центральної і Західної Європи від фактичного рівня до 140 млрд. м³ на рік без розширення газотранспортної системи. Природний газ надходить в Україну 22 магістральними газопроводами. Його облік здійснюється на дев'яти газовимірювальних станціях (ГВС) і двох пунктах вимірювання витрати газу (ПРГ), з яких дві ГВС розташовані на території Білорусі, решта – на території Російської Федерації. Обсяги природного газу, що транспортується за межі України 15 магістральними газопроводами, вимірюються на десяти ГВС, з яких дев'ять розташовані на Україні: по одній на кордонах з Польщею, Словаччиною, Угорщиною і Росією, дві – на кордоні з Румунією, три – з Молдовою, ще одна ГВС – на території РФ. Добутий газ після технологічної підготовки передається в газотранспортну систему через ГВС та ПРГ – 68 станцій ДК «Укргазвидобування», 13 станцій ВАТ «Укрнафта» і безпосередньо споживачам через 177 газорозподільних станцій (ГРС).

5.6. Уведення стандартів і нормативів обліку газу

На одинадцятому засіданні Міждержавної ради з питань стандартизації, метрології і сертифікації країн – членів СНД було прийнято рішення про введення в дію з 1 січня 1999 р. на території Росії і ще десяти країн СНД (окрім України) міждержавних стандартів 1997 р. «Вимірювання витрати і кількості рідин і газів методом змінного перепаду тиску». При цьому перестали діяти окремі нормативні документи колишнього СРСР, зокрема РД 50-213-80 «Правила вимірювання витрати газів і рідин стандартними звужуючими пристроями». Для вирішення проблем транзиту і поставки природного газу для потреб України між НАК «Нафтогаз України, ВАТ «Газпром» (РФ) і ГТК «Туркменнафтогаз» через відсутність єдиної нормативної бази у сфері метрологічного забезпечення вимірювань об'ємної витрати газу з використанням методу змінного перепаду тиску, за рекомендаціями УкрЦСМ була створена технічна група ВАТ «Газпром» і НАК «Нафтогаз України» з питань узгодження порядку розрахунків кількості газу на прикордонних вимірювальних станціях.

На підставі протоколу наради технічної групи у 1999 р., у м. Яремче, Держстандарт і НАК «Нафтогаз України» в травні 2000 р. затвердили «Тимчасове положення про порядок розрахунку витрати і кількості газу на всіх прикордонних ГВС ВАТ «Газпром» і ДК «Укртрансгаз». У листопаді 2004 р. були введені міждержавні ГОСТи 8.563.(1.2.3.)-97 без національної поправки. На перехідний період (3 роки) в Україні паралельно діяли РД 50-213-80 і ГОСТ 8.563.(1.2.3.)-97. Можна сказати, що на законодавчому рівні питання впровадження в Україні міждержавних стандартів ГОСТ 8. 563. (1.2.3.)-97 вирішені.

Крім того, за пропозицією України на технічній нараді фахівців ВАТ «Газпром», НАК «Нафтогаз України», ВАТ «Белтрансгаз» і АТ «Молдовагаз» (2013 р., м. Мінськ) мова йшла про необхідність гармонізації діючих нормативних документів щодо вимірювання об'єму і кількості газу за новим

міжнародним стандартом ISO 5167-2003. Підкреслювалося, що російська сторона розробляє новий стандарт з вимірювання витрат газу (замість ГОСТ 8.563), який узгоджувався з вимогами вказаного міжнародного стандарту.

Висновки. Таким чином, з 1 січня 1999 р. було прийнято рішення про введення в дію на території Росії і ще десяти країн СНД (крім України) міждержавних ГОСТ 8.563. (1.2.3)-97 «Вимірювання витрати та кількості рідин і газів методом змінного перепаду тиску». При цьому перестали діяти окремі нормативні документи колишнього СРСР, в тому числі РД 50-213-80 «Правила вимірювання витрати газів і рідин стандартними пристроями звуження потоку». На підставі протоколу наради технічної групи Держстандарт і НАК «Нафтогаз України» у травні 2000 р. затвердили «Тимчасове положення про порядок розрахунку витрати та кількості газу на всіх прикордонних ГВС ВАТ«Газпром» і ДК «Укртрансгаз». У листопаді 2004 р. були введені міждержавні стандарти 8.563. (1.2.3)-97 без національної поправки. Зараз діє новий міжнародний стандарт ISO 5167-2003 нормативний документ з вимірювань об'єму та кількості газу.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Де почалося освоєння перших газових родовищ в Україні?
2. Де були перші газопроводи, дайте їх коротку характеристику?
3. Охарактеризуйте період найінтенсивнішого розвитку газової промисловості.
4. Розкажіть про розвиток газодобування в східному регіоні.
5. Яким чином розвивалося газодобування в південному регіоні?
6. Як здійснюється облік газу?
7. У чому різниця газотранспортної і газорозподільної мережі?
8. Навіщо потрібна єдина система обліку природного газу?
9. У чому суть стандартів і нормативів обліку газу?
10. Що таке транзит газу, нафти і в чому відмінність від експорту вугілля та іншої енергетичної продукції?

6. ОБЛІК ГАЗУ, ЦІНОВА ПОЛІТИКА І ПРОБЛЕМИ ГАЛУЗІ

Наукова мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати порядок упровадження приладів обліку газу, проблем енергозбереження, про цінову політику стосовно ГТС України.

У розділі представлені проблеми впровадження приладів обліку газу, ресурсо- і енергозбереження, перспективи розвитку ГТС України.

6.1. Упровадження приладів обліку газу

До 2005 р. в Україні газифіковано майже 11,7 млн. квартир, у яких встановлено понад 4,9 млн. лічильників газу (для порівняння: в РФ встановлено більше ніж 2 млн. лічильників). У житловому фонді цієї категорії встановлено близько 4,1 млн. лічильників газу, або 84 % від їх загальної кількості. Це дозволяє враховувати за допомогою лічильників 67 % від загального об'єму споживання природного газу населенням.

Рівень оснащення квартир, де газ використовується для опалювання, на 2013 р. досяг по Україні біля 99 %.

У 1996 р. в Україні налічувалося 9,6 млн. газифікованих квартир, за рік населення використовувало 21,5 млрд. м³ природного газу (зокрема втрати газу – 4,4 млрд. м³). За період з 1996 по 2004 рр. кількість газифікованих квартир зросла на 2 млн. (до 11,6 млн.), а споживання газу населенням, не зважаючи на збільшення кількості абонентів, знизилося до 17,1 млрд. м³ (з урахуванням втрат газу в об'ємі 0,8 млрд. м³), тобто, порівнянню з 1996 р. фактично зменшилося на 4,4 млрд. (При збереженні тенденції споживання населенням природного газу, існуючої з 1996 р., в 2013 р. цією категорією споживачів було б використано близько 37 млрд. м³ газу.)

Таким чином, завдяки певним заходам, прийнятим для зменшення споживання природного газу населенням, і перш за все завдяки масовій установці побутових лічильників газу, сьогодні НАК «Нафтогаз України» реально економить 8-10 млрд. м³ газу щорічно.

Враховуючи, що оснащення житлового фонду лічильниками газу сприяє зниженню соціального напруження серед населення і зменшенню втрат газу, і далі передбачається продовжити реалізацію програм оснащення житлового фонду лічильниками газу і їх закупівлю з подальшою передачею газопостачальним підприємствам для встановлення населенню в кредит.

Завершується оснащення приладами обліку газу бюджетних установ і організацій відповідно до розпорядження Кабміну від 12 квітня 2000 р. №175-р. Станом на 1 березня 2012 р. з 16868 бюджетних організацій приладами обліку газу оснащено 16713 установ. Залишилося встановити лічильники в 28 організаціях, що фінансуються з місцевих бюджетів, і 17 установах, що відносяться до сфери управління міністерств.

На кінець першого десятиліття XXI ст. в Україні налічувалося 84,3 тис. суб'єктів господарювання, облік об'ємів споживання газу яких вівся за допомогою 127 тис. вузлів обліку газу. За останні три роки замінено близько 3,5

тис. застарілих приладів обліку газу і встановлено 2,9 тис. приладів на підприємствах і установах, де вони взагалі відсутні. Ще необхідно замінити 1,6 тис. застарілих приладів обліку і встановити біля 500 приладів.

Висновки. В Україні газифіковано майже 12 млн. квартир, у яких встановлено біля 5 млн. лічильників газу. Рівень оснащення квартир, де газ використовується для опалення, досяг по Україні більше 85 %. Завдяки масовому встановленню побутових лічильників газу, НАК «Нафтогаз України» економить 8-10 млрд. м³ газу щорічно.

6.2. Критерії зменшення втрат газу

НАК «Нафтогаз України» завжди надавала великого значення зменшенню втрат газу під час його транспортування по газорозподільних мережах. З метою рішення цього питання за участю фахівців НАКа за останні роки розроблено і введено в дію 22 нормативно-правові акти, які практично врегулювали проблему обліку втрат газу. Це, зокрема, шість ухвал уряду, десять наказів Мінпаленерго та інших органів центральної виконавчої влади, якими затверджені положення, методики і т.п.; три ухвали НКРЕ; три накази НАК «Нафтогаз України», якими затверджені порядки, інструкції тощо.

Завдяки вжитим заходам за останні роки наднормативні або так звані комерційні втрати газу вдалося зменшити з 1,87 млрд. м³ в 2001 р. до 1,53 млрд., у 2012 р. і 0,8 млрд. м³, в 2013 р.. Хоча довжина газорозподільних мереж за цей період збільшилася з 237,9 до 268,9 тис. км, а кількість газифікованих природним газом квартир зросла з 10,8 до 11,62 млн. Крім того, в 2010 р., не зважаючи на збільшення кількості газифікованих квартир на 345 тисяч, до того ж переважно в житловому фонді, де газ використовується для опалювання (це, за розрахунками, повинно збільшити споживання природного газу населенням на 1,5 млрд. м³), споживання газу зменшилося порівняно з 2003 р. на 141 млн. м³, або розрахункове зменшення використання газу населенням у 2010 р. складало 1,64 млрд. м³. Тобто економія газу в газорозподільних мережах того року склала 2,13 млрд. м³.

Проведений аналіз «комерційних» втрат газу в газорозподільних мережах дозволяє розділити їх на дві частини. Одна з них носить суб'єктивний характер і залежить деякою мірою від організації робіт з обслуговування систем газопостачання відповідними підприємствами, роботи абонентних служб тощо. Інша – не залежить від діяльності ВАТ з газопостачання і газифікації і носить об'єктивний характер.

Для подальшого зменшення втрат газу й остаточного врегулювання ситуації щодо їх об'єктивної частки НАК «Нафтогаз України» продовжить удосконалення нормативної бази за визначенням виробничо-технологічних витрат/втрат природного газу при його транспортуванні по газорозподільних мережах.

Висновки. За останні роки наднормативні або так звані комерційні втрати газу вдалося зменшити за рахунок обліку втрат газу, встановлення

лічильників та інших необхідних приладів. Економія газу в газорозподільних мережах за останні роки складає більше 2 млрд. м³.

6.3. Проблеми енергоефективності та енергозбереження

У 2004 р. завдяки впровадженню енергозберігаючих заходів, техніки і технологій «Нафтогазу України» вдалося заощадити паливно-енергетичні ресурси в об'ємі 378 тис. тонн умовного палива (зокрема 343,8 млн. м³ газу), що складає 2,9 % від загального об'єму їх виробничо-технологічної витрати. Економія ресурсів досягнута за рахунок заміни фізично зношених газоперекачуючих агрегатів, упровадження комплексу організаційно-технічних енергозберігаючих заходів, використання вторинних енергетичних ресурсів і т.п. Пріоритетними енергозберігаючими технологіями в «Нафтогазі» визначені модернізація компресорних станцій шляхом установлення нових газотурбінних агрегатів, упровадження технології «Водолій» на компресорних станціях (на сьогодні завершений пілотний проект – створення установки «Водолій-16» потужністю 16 МВт на КС «Ставище»), упровадження (разом з компанією «Рургаз») комп'ютерної системи оптимізації роботи компресорних станцій газотранспортної системи України з метою мінімізації витрати паливного газу.

Почата робота, спрямована на створення власної системи енергогенеруючих установок (у тому числі і когенераційних: електроенергія + тепло), які використовують вторинний енергетичний ресурс підприємств «Нафтогазу» – теплову енергію вихлопних газів газоперекачуючих агрегатів, надмірний тиск газу на газорозподільних станціях, некондиційний газ нафтогазових родовищ. Реалізація цього енергоресурсу в повному об'ємі може забезпечити введення в дію до 2000 МВт електричних потужностей. Метою проекту є забезпечення підприємств «Нафтогазу» електроенергією власного виробництва, зменшення питомих об'ємів викидів парникових газів, а зрештою – покращення енергетичної та економічної ефективності роботи компанії.

На сьогодні на Локачському газовому родовищі (ДК «Укргазвидобування») введено в дію дві електростанції загальною потужністю 8,8 МВт, які використовують газ регенерації. Розробляється ТЕО споруди когенераційної енергоустановки потужністю 19,6 МВт на КС «Боярка» (ДК «Укртрансгаз»), проводиться робота зі створення енергогенеруючих об'єктів на Юліївському нафтогазовому родовищі.

У середині першого десятиріччя завершено розроблення ТЕО впровадження турбодетандерних електростанцій у газотранспортну систему України. Наявність техніко-економічного обґрунтування є необхідною умовою залучення інвестицій для реалізації цього проекту. Щодо модернізації газорозподільних станцій ДК «Укртрансгаз» передбачено створення турбодетандерної електростанції потужністю 6 МВт. У вітчизняній нафтогазовій компанії немало зроблено для наведення порядку в обліку газу і енергозберігаючих технологій. Але цей процес повинен продовжуватися постійно.

Висновки. Завдяки впровадженню енергозберігаючих заходів, техніки та технологій «Нафтогазу України» вдається економити значні обсяги паливно-енергетичних ресурсів, до 2-3 % від загального обсягу їх виробничо-технологічних витрат. Розпочато роботу, спрямовану на створення власної системи енергогенеруючих установок (у тому числі і когенераційних: електроенергія + тепло), що використовують вторинний енергетичний ресурс підприємств «Нафтогазу» – теплову енергію вихлопних газів газоперекачувальних агрегатів, надлишковий тиск газу на газорозподільних станціях, некондиційний газ нафтогазових родовищ. Реалізація цього енергоресурсу у повному обсязі може забезпечити введення в дію до 2000 МВт електричних потужностей.

6.4. Цінова політика на перспективу

Про вплив зростання світових цін на нафту на вартість нафтопродуктів в Україні останнім часом говорив багато хто. Обговорюються проблеми зміни на світовому ринку нафти, які відображаються на нашій державі, а також взаємозв'язок загальносвітових тенденцій і вітчизняних реалій. Якщо говорити коротко, то головний висновок, який упроваджують у свідомість українських споживачів палива оператори ринку – це те, що до нинішнього рівня цін на нафтопродукти залишається тільки звикнути. Росія починає підтягатися до світових тенденцій, а український ринок корелюється з російським. Росія починає грати все більшу роль у світовій нафтовій індустрії, а світовий ринок нафти в даний час переживає один із найнапруженіших періодів за останні 30 років, що й зумовлює безпрецедентне зростання цін. Впливають на це як економічні, так і політичні чинники.

Останнім часом змінилися глобальні центри споживання нафти, зокрема, стрімко росте попит на неї в Китаї, Індії, Середній Азії. Збільшується також споживання в Європі і США, причому в Європі все більшу частку займає російська нафта. З другого боку, змінюються і традиційні країни – постачальники нафти на світовий ринок. Рівень видобування в Мексиканській затоці і Північному морі падає, країни ОПЕК досягли майже межі своїх можливостей. У той же час росте видобуток у Росії, в Західній і Північній Африці. У таких умовах транспортна інфраструктура не встигає перебудовуватися, внаслідок чого виникає регіональний дефіцит. На формування нової інфраструктури доставлення сировини, за оцінками міжнародних аналітиків, може піти від 3 до 5 років. Крім того, екологічні проблеми посилюються, що також підвищує страхові, фрахтові та інші витрати.

Серед інших економічних чинників наголошується зміна структури попиту – росте потреба в легких і середніх дистилятах, а споживання мазуту скорочується. При цьому потужностей для глибокого перероблення нафти не вистачає. Крім того, обмежений об'єм нафтосховищ у світі призводить до того, що нафта «сьогодні» коштує дорожче нафти «завтра». А рівень запасів останніми роками істотно знизився, тобто НПЗ прагнуть переробляти нафту «з коліс».

Ціна нафти значною мірою визначається політичними чинниками. На сьогоднішній день так звана «премія за політичні ризики» достатньо висока – на рівні \$ 40-50 за тонну, що складає близько 25 % ціни. Це пов'язано з тривалою нестабільністю на Близькому Сході і міжнародним тероризмом. Таким чином, світ перейшов на новий рівень цін на нафту – \$ 150-160 за тонну. І, як прогнозують міжнародні аналітики, такий рівень цін збережеться в найближчі 3-5 років. Хоча найбільші виробники нафти не прагнуть до того, щоб висока ціна довго трималася на ринку. В історії вже був період різкого зростання цін на нафту, і тоді багато країн почали переорієнтовуватися на альтернативні джерела енергії.

Добування нафти в Росії зростає на 10-11 % щорічно, хоча в усьому світі зростання на 2-3 % вважається хорошим показником. Тому Росія досить активно розвиває свої транспортні можливості для покращення доступу на світовий ринок – це Балтійська трубопровідна система, КТК, перспективні проекти – будівництво нафтопроводу до Мурманська, в Находку, Китай, які дадуть можливість реалізувати об'єми видобування сировини, що ростуть.

Усі компанії-оператори українського нафторинку є самостійними юридичними одиницями і купують нафту на комерційних умовах – як у своїх материнських компаній, так і в інших постачальників на ринку. Так, «ТНК – Україна» купує у материнської компанії «ТНК – ВР» тільки 50 % сировини, інше – у компаній «Башнафта», «Роснафта», у середніх і малих російських нафтовидобувних компаній, у казахських виробників. Усі вони, природно, зацікавлені у вищій вартості продукції. ЗАТ «Укртатнафта» купує на вільному ринку 50-70 % сировини.

Великими посередниками є нафтопереробні підприємства, такі як ВАТ «ЛУКОЙЛ – Одеський НПЗ», ВАТ «Херсоннафтопереробка», НК «Альянс – Україна», Кременчуцький НПЗ, «ТНК – Україна», Лисичанський НПЗ і ін. Технічне удосконалення НПЗ на довгострокову перспективу повинне окупитися за рахунок підвищення цін на паливо. Наприклад, Одеському НПЗ на технічне переоснащення для випуску бензинів за стандартами Євро-3 необхідно вкласти близько \$ 300 млн. Нинішні українські стандарти якості нафтопродуктів вже не відповідають вимогам автомобілів, оскільки на Україні іномарок стає все більше і більше.

Висновки. Останнім часом змінилися глобальні центри споживання нафти. Транспортна інфраструктура не встигає перебудовуватися і виникає регіональний дефіцит. На формування нової інфраструктури доставлення сировини, може знадобитися від 3 до 5 років. Ціна нафти частіше визначається політичними чинниками. «Премія за політичні ризики» – на рівні \$ 40-50 за тонну, що становить близько 25 % ціни. Це пов'язано з тривалою нестабільністю на Близькому Сході і міжнародним тероризмом. Тому світ перейшов на новий рівень цін на нафту – \$ 150-160 за тонну.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте проблему впровадження приладів обліку газу в Україні.
2. Вкажіть основні критерії зниження втрат газу.
3. За рахунок чого вдається економити енергоресурси?
4. Вкажіть глобальні центри споживання газу.
5. У яких регіонах зростає видобування газу в даний час?
6. Чому основні газодобувачі не радикально збільшують ціни на газ?
7. У кого українські компанії купують нафту?
8. Для чого вітчизняним НПЗ необхідне технічне переоснащення?

7. ДЕГАЗАЦІЯ ТЕРИГЕННОГО МАСИВУ НА ШАХТАХ СВЕРДЛОВИНАМИ, ПРОБУРЕНИМИ З ПОВЕРХНІ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати основні напрями, завдання та етапи організації поверхневої дегазації теригенних порід.

У розділі наведені завдання та етапи виконання попередньої, поточної і післяексплуатаційної дегазації шахт.

7.1. Види шахтної дегазації свердловинами, пробуреними з поверхні

Свердловини, пробурені з поверхні, призначені для підвищення безпеки робіт такими шляхами: попередньою, поточною та післяексплуатаційною дегацією.

Попередня дегація теригенних порід досягається свердловинами, пробуреними на незайманий гірничими роботами масив, з метою вилучення й утилізації метану з призначених до відпрацювання вугільних пластів і пісковиків, які залягають у безпосередній близькості до них, для зниження надходження метану в гірничі виробки, які будуть пройдені в подальші етапи освоєння родовища.

Поточна дегація теригенних порід досягається випереджаючими свердловинами, націленими на масив, що підробляється, з метою вилучення й утилізації метану з цього масиву, який відпрацьовується, для запобігання попадання метану у вироблений простір, що прилягає до лави пласта і зниження метановості шахти.

Післяексплуатаційна дегація теригенних порід досягається свердловинами, пробуреними на старі гірничі виробки і відновленими старими дегазаційними свердловинами з метою вилучення й утилізації метану з підробленого і надробленого породного масиву для зниження загальної метановості шахти, надходження метану в гірничі виробки шахти з порід, що заповнюють вироблений простір [6].

У даний час на шахтах накопичений великий досвід вилучення метану з випереджаючих дегазаційних свердловин, пробурених на гірський масив, що підробляється, який повинен послужити основою для розвитку робіт по всіх вище перелічених напрямках. Широкомасштабному проведенню робіт по дегазації породних масивів свердловинами, пробуреними з поверхні, повинне передувати дослідно-промислове освоєння технологій буріння і вилучення метану, що базується на аналізі наявних даних, перевірці пропонованих методів, комплексному підході до організації робіт. Детально це описано в Гірничій енциклопедії, т.2, 1986 р.

Висновки. На площі діючих газоносних вугільних шахт виконується комплекс дегазаційних робіт, що включає попередню, поточну і післяексплуатаційну дегацію. Попередня виконується на незайманий гірничими роботами масив. Поточна – на масив, що відпрацьовується. Післяексплуатаційна – на старі гірничі виробки.

7.2. Основні завдання щодо дегазації породного масиву

Успішний розвиток робіт по дегазації теригенних порід головним чином залежить від правильного вибору геомеханічної моделі формування зон скупчення метану у вугленосній товщі.

Модель повинна базуватися на існуючих уявленнях про розподіл газів у вугленосних відкладах, доповнюватися новими даними геофізичних, геохімічних, геомеханічних, геологічних і газодинамічних досліджень, перевірятися експериментальними та дослідно-промисловими випробуваннями й удосконалюватися з урахуванням одержуваних результатів фактичних випробувань по дегазації на свердловинах, пробурених з поверхні.

Попередня дегазація

Попередня дегазація здійснюється в непорушеному гірськими роботами породному масиві завчасно з метою зниження надходження метану в гірничі виробки, які будуть пройдені в подальші етапи освоєння родовища.

Основні об'єкти – вугільні пласти, в яких газ знаходиться, переважно, в сорбованому стані і породи-колектори, зазвичай – це пісковики, в яких газ знаходиться у вільному і водорозчинному стані.

Проникність вугільних пластів характеризується сотими і тисячними частками мілідарсі (мД), що, як показує досвід, накопичений у США, дозволяє вилучати з них газ тільки із застосуванням гідророзтину. Причому після проведення гідророзтину необхідно закачувати в пласт закріплюючий матеріал (пропант або пісок), який утримує тріщини в розкритому стані.

Проникність пісковиків на шахтних полях Донбасу коливається, в середньому, від сотих до десятих часток мілідарсі. Одиничні вимірювання наближаються до 1 мД. Це також свідчить про вкрай слабку фільтрацію газу, проте дозволяє припускати можливість формування зон, у яких фільтрація газу можлива. Але і в цих зонах вона буде істотно нижча за фільтрацію газу на газових родовищах. У зв'язку з цим вилучення метану з пісковиків також можливе після вживання гідророзтину або інших видів дії, що інтенсифікують газовиділення.

Основним завданням при виборі моделі формування газонасичених зон у породному масиві, не порушеному гірничими виробками, є обґрунтування і вибір геологічних, геофізичних або геохімічних параметрів, визначення яких дозволяло б прогнозувати положення таких зон у масиві.

Базова модель. За основу приймаються тектонічні умови залягання вугленосних відкладів. На фоні пологого моноклінального залягання порід виділяються локальні синклінальні та антиклінальні складки, в межах яких вугілля і породи максимально порушені тріщинами. Цей факт сприятливий для інтенсивного розвитку тріщин у процесі гідророзтину як по вугіллі, так і по пісковиках. Просторове положення складок (особливо по падінню) фіксується побудовою карт локальних структур, що є проекцією поверхні пласта (вугільного або пісковика) на похилу площину.

Наявність у порах пісковиків вологи, в середньому 60-70 % пор заповнені вологою, істотно знижує газомісткість порід. У той же час відомо, що

викидонебезпечні пісковики характеризуються низькими значеннями вмісту вологи в порах, від 10 до 30 %. На шахтах мають місце викиди пісковиків, що свідчить про можливе знаходження зон, у яких ступінь заповнення пор пісковика вологою буде в межах 10-30 %. Такі зони, як правило, приурочені до стрижневих ділянок палеопотоків, що формували піщані товщі. Просторове положення стрижневих ділянок палеопотоків фіксується на картах відносної потужності конкретних пісковиків, які відображають відношення потужності пісковика до потужності вибраного геологічного інтервалу, обмеженого маркуючими горизонтами вапняків або вугілля, тобто того, що існував у чітко фіксований інтервал геологічного часу.

Чим більше це відношення, тим триваліший період існував потік, який приносив уламковий піщаний матеріал, що зумовило велику зернистість піщаного осаду, меншу глинистість і, як наслідок, велику пористість і меншу вологість пісковика, оскільки волога утримується глинистими частинками, які мають більшу питому поверхню. Найсприятливішими зонами для скупчення вільного метану в пісковиках будуть місця перетину стрижневих ділянок палеопотоків з антиклінальними локальними структурами. У стрижневих ділянках палеопотоків пісковики характеризуються максимальною газомісткістю, в антиклінальних локальних структурах формуються тріщинуваті зони, які покращують фільтрацію газу. Підтвердженням такої моделі є численні викиди газу в геологорозвідувальних свердловинах, що надходять з пісковиків – основних колекторів теригенних відкладів Донбасу. Найчастіші викиди газу приурочені до перетинів антиклінальних локальних складок і стрижневих ділянок палеопотоків.

Пропозиції. Сприятливі зони для скупчення вільного метану можуть бути виявлені там, де розміри локальних антиклінальних складок більші, а палеопотік потужніший. Такі зони рекомендуються для першочергового розбурювання свердловинами для попередньої дегазації або видобування й утилізації газу. У проекті будівництва свердловини необхідно обов'язково передбачити проведення випробувань пісковиків і вугільних пластів робочої потужності (пластовипробувачем для визначення тиску газу, дебіту газу і води, складу газу і води). Конструкція свердловини повинна бути розрахована на проведення гідророзтину в пісковиках, випробування яких підтвердять доцільність їх дегазації. Необхідно також передбачити проведення електрогідроімпульсного впливу з метою інтенсифікації газовиділення в комплексі із заходами щодо освоєння свердловини і виклику притоків газу. До них відносяться: устаткування гирла свердловини, спуск насосно-компресорних труб, заміна глинистого розчину на воду і повітря, проведення контрольних досліджень продуктивності свердловини і замір пластового і гірлового тиску, статичного і робочого.

Буріння і випробування такої свердловини, як опорна, дозволить відповісти на питання про правильність вибору моделі, про ефективність методів дії, про можливості й ефективність попередньої дегазації вуглепородних масивів. Необхідне подальше дослідження проблеми виділення тектонічно порушених зон, сприятливих для накопичення і збереження

вільного метану, зокрема, в межах флексурних перегинів, наприклад, Ветківській, Чайкінській та інших. У цих умовах особлива увага повинна бути надана породам-покришкам, що забезпечують газоупор і збереження скупчень метану.

Поточна дегазація

Поточна дегазація здійснюється шляхом буріння поверхневих свердловин дегазації на вуглепородний масив, що підробляється, з метою зниження надходження метану у вироблений простір за лавою, що посувається, і, зрештою, загальної метановості шахти.

Основний об'єкт – розуцільнений теригенний масив над вугільним пластом, що розробляється. Метан зосереджується в розуцільнених породах колекторах, а також десорбується з частково розвантажених від гірського тиску вугільних пропластків, в основному, в декількох інтервалах порід покрівлі, які розташовуються в породах покрівлі – до 300 м над пластом, що розробляється.

Після відпрацювання вугільного пласта відбувається «посадка» порід покрівлі. Породи в покрівлі пласта, який відпрацьовується, розуцільнюються, розтріскуються, розділяючись на зону повного обвалення (II – зона, 10-30 м), зону інтенсивної тріщинуватості (III – зона, 30-80 м) і зону слабкої тріщинуватості (IV – зона, 80-130 м). Указані інтервали істотно залежать від фізико-механічних властивостей гірських порід, ступеня катагенетичних перетворень, кута падіння порід, глибини, існуючих тектонічних проявів та інших чинників.

Міграція розуцільненої зони вгору залежить від гірничо-геологічних умов для кожної конкретної лави, що зумовлює ефективність роботи свердловини дегазації. Кінець кінцем, ущільнена зона доходить до поверхні, утворюючи мульду зсuvування. Чим більше вугільних пластів відпрацьовано, тим більше буде мульда зсuvу. Час виходу на поверхню вказаної мульди залежить від багатьох причин, основні з яких: глибина пластів, що відпрацьовуються і ступінь вторинних перетворень порід. У процесі зсuvування розкриваються зони скупчення метану, який йде в ту сторону, де менше пластовий тиск, незалежно від того, вгору, вниз або вбік.

Основним завданням при виборі моделі формування газонасичених зон у породному масиві, що підробляється гірничими роботами, є обґрунтування і вибір геологічних та геомеханічних параметрів, облік яких дозволив би прогнозувати положення таких зон у масиві, підвищити ефективність роботи свердловин дегазації, обґрунтувати вживання методів освоєння і експлуатації свердловин.

Базова модель. За основу приймається модель формування зон ущільнення над вугільним пластом, що розробляється. Основною зоною газонакопичення вважаються пісковики, вугільні пласти і пропластки зони III і частково зони IV, які акумулюють метан, що вивільняється, зокрема, частково з вугільних пластів і пісковиків зони II (від 10 до 30 м над пластом, що розробляється).

Кількість метану, який вилучається і його дебїти посилюватимуться залежно від положення лави щодо вище перелічених геологічних умов –

локальної складчастості і положення стрижневих ділянок палеопотоків. Проте, ці умови не є визначальними, вони лише посилюють або ослаблюють газовиділення. Істотний вплив можуть робити породи-покришки, розташовані на верхній межі III або IV зони (по М.А. Іоффісу). До таких порід-покришок відноситься комплекс – вапняк, перекритий аргілітом. Вапняк, як міцна порода стримує прогинання вище розміщених шарів аргіліту, зумовлюючи газонепроникний упор на шляху газу вгору. Відсутність такого упору приводить до розповсюдження розуцільнення в зону IV або вище, що збільшує потужність розуцільненої зони, але зменшує концентрацію розуцільнення. У цьому випадку відбувається повільний і слабкий витік метану в свердловину, але активніше можуть віддавати газ породи в зоні II.

Пропозиції. Перевірка моделі може бути здійснена шляхом побудови карт розповсюдження порід-покришок у межах шахтного поля і порівняння ефективності та параметрів роботи свердловин дегазації в різних умовах. Результати порівняння дозволять скоректувати конструкції свердловин, правильно організувати їх закінчення й освоєння. Головна увага повинна бути приділена виключенню попадання метану в лаву під час підроблення дегазаційної свердловини і збільшення строку роботи таких свердловин, шляхом вживання прочищень, промивок і продувань, а також роботи з вакуумуванням після закінчення роботи під тиском.

Післяексплуатаційна дегазація

Післяексплуатаційна дегазація повинна здійснюватися з метою зниження надходження метану в шахту з виробленого простору, вилучення й утилізації метану, виключення раптових проривів метану в лави з виробленого простору і, зрештою, зниження загальної метановості шахти за рахунок зменшення надходження метану в гірничі виробки з виробленого простору.

Основний об'єкт – розуцільнений теригенний масив, що займає вироблений простір, а також над і під ним. Залежно від гірничо-геологічних умов метан скупчується в розуцільнених породах, які займають вироблений простір під надмірним тиском. У ці породи вільний метан мігрує із зон скупчення в розуцільнених породах-колекторах, розташованих над і під ними, а також метан, який десорбується з вугільних пропластків і з розсіяної органіки розпушених алевролітистих і аргілітистих порід безпосередньої покрівлі відпрацьованого вугільного пласта.

У породах-колекторах, розташованих над і під виробленим простором, метан знаходиться під надмірним тиском, що зумовлює його фільтрацію в розуцільнені породи, які заповнюють вироблений простір. Режим його фільтрації може бути ускладнений, якщо відбувається розуцільнення порід, які заповнюють вироблений простір, що забезпечує його ізоляцію від проникнення метану, зокрема, за рахунок попадання води і пластифікації аргілітистих порід.

Загальним завданням при виборі моделі формування газонасичених зон на відпрацьованих ділянках шахтного поля є обґрунтування і вибір геологічних і геомеханічних параметрів, облік яких дозволив би прогнозувати положення таких зон у масиві, забезпечити ефективну дегазацію відпрацьованих ділянок і

обґрунтувати вживання методів освоєння і експлуатації дегазаційних свердловин.

Базова модель. За основу приймається модель формування зон розуцільнення над вугільним пластом, що розробляється, висловлена вище. Враховуються раніше проведені роботи по дегазації і їх ефективність, віддаленість вибраних для дегазації ділянок від діючих гірничих виробок, геомеханічні умови формування зон скупчення в масиві, над і підробленому породному масиві, з урахуванням відновлення гірського тиску.

Наявність сприятливих для скупчення вільного метану геологічних умов – локальні антиклінальні складки, стрижневі ділянки палеопотоків у пісковиках і, головне, наявність порід-покришок на верхній межі III і IV зон розуцільнення над відпрацьованим вугільним пластом, зумовлюють можливість його накопичення під надмірним тиском, що забезпечується також накопиченням води в нижній частині колектора, ізолюючій газ від його швидкого витоку в розуцільнені породи, що заповнюють вироблений простір.

Пропозиції. Визначення розповсюдження порід-покришок на верхніх межах III і IV зон (в інтервалі 80-300 м над відпрацьованим пластом) шляхом побудови відповідних карт дозволить оконтурити ділянки скупчення вільного метану з надмірним тиском. У разі близькості місця розташування свердловини від діючих гірничих виробок буріння поверхневих дегазаційних свердловин повинне закінчуватися за 15-30 м до виробленого простору з метою запобігання надходження метану в гірничі виробки, а освоєння свердловини можливе тільки шляхом її повного осушення (за допомогою компресора і насосно-компресорних труб). Після експлуатації свердловини під тиском і її обводнення можливо розбурити свердловину до виробленого простору, що дозволить знизити рівень води в свердловині, і подальшу її експлуатацію проводити за допомогою вакуумних насосів.

У разі віддаленості місця розташування свердловини від діючих гірничих виробок і відсутності порід-покришок, свердловина повинна перетинати вироблений простір, нижня її частина обсаджується фільтром і дегазація здійснюється за допомогою вакуумних насосів.

Повний аналіз геомеханічних умов у поєднанні з дослідженням причин швидкого припинення роботи або відсутності ефективної роботи раніше пробурених свердловин дегазації, дозволить розробити методику їх відновлення. У випадках, якщо такою причиною є зашламування чи обводнення свердловин можливе їх прочищення, промивка і продування. При пережимах обсадних колон, зумовлених зсовуванням гірських порід, відновлення свердловин ускладнене.

На шахтах накопичений досвід закінчення свердловин з розташуванням їх активної частини в зоні повних зсовувань по дотичній до напряму руйнування блоків порід або до меж зони повного зсуву. Таке криволінійне розташування частини фільтрації колони паралельно однієї з меж повного зсуву не виводить її з ладу навіть у разі розриву в подовжньому напрямі, завдяки ковзаючій не зацементованій перфорованій колоні. Пережими в даному

випадку можуть відбуватися тільки під час порушення даної технології в процесі буріння і закінчення свердловин.

Апробація нових моделей

Враховуючи розвиток геофізичних, геохімічних, геологічних, геодинамічних і геомеханічних досліджень, що проводяться на шахтах, нові результати і нові одержані уявлення про модель формування зон скупчення газу (природні і техногенні), повинні перевірятися в комплексі з базовими моделями. Коректування базових моделей повинне проводитися після всебічного аналізу одержаних результатів випробувань. Їх вдосконалення повинне бути спрямовано на підвищення ефективності роботи свердловин дегазації, пробурених з поверхні.

Основні види планованих робіт по дегазації породного масиву свердловинами, пробуреними з поверхні

Попередня дегазація

I. Стадія – дослідно-промислове освоєння технологій.

Геологічні завдання:

а) вибір об'єктів, максимально сприятливих для скупчення вільного метану у породному масиві;

б) оцінка ресурсів метану в межах вибраних об'єктів (у вугіллі і породах-колекторах);

в) буріння розвідувальної свердловини на вибраному об'єкті з проведенням випробувань газодинамічних характеристик порід-колекторів і вугілля;

г) підготовка свердловини (свердловин) для дослідно-промислового освоєння.

Технічні завдання:

а) випробування технологій інтенсифікації газопритливу в розвідувальній свердловині: метод електрогідроімпульсної дії; метод гідророзтину;

б) випробування технологій освоєння свердловин, виклику і підтримки газопритливу;

в) дослідно-промислова експлуатація свердловини; відпрацювання технології вилучення і утилізації газу, вилучення і схоронення води.

II. Стадія – широкомасштабного освоєння.

Геологічні завдання:

а) обґрунтування і вибір об'єктів для широкомасштабного освоєння;

б) оцінка вилучених ресурсів метану з вугілля й порід на обраних об'єктах;

в) буріння промислових свердловин для попередньої дегазації.

Технічні завдання:

а) організація робіт по інтенсифікації і вилученню метану з вуглепородного масиву;

б) організація робіт по утилізації газу і збереженню води.

Поточна дегазація

Враховуючи досвід робіт на шахтах у цьому напрямку і виходячи з проведеного попереднього аналізу результатів робіт по дегазації породного

масиву, що підробляється, головну увагу слід приділити підвищенню ефективності роботи дегазаційних свердловин.

Геологічні завдання:

- а) геомеханічне обґрунтування параметрів буріння, конструкції і закінчення свердловин;
- б) геомеханічне обґрунтування методів освоєння свердловин.

Технічні завдання:

- а) забезпечення стійкої роботи свердловин; підтримка оптимальної депресії на пласти;
- б) періодичне очищення і продування свердловин;
- в) обґрунтування і перевірка можливого поетапного залучення в експлуатацію розуцільнених зон (знизу вверх), із застосуванням перфорації і методів інтенсифікації;
- г) організація періодичного контролю стану свердловин (обводнювання, зашламування, пережими).

Післяексплуатаційна дегазація

I. Стадія – дослідно-промислове освоєння технологій.

Геологічні завдання:

- а) обґрунтування і вибір об'єктів максимально сприятливих для скупчення вільного метану в розуцільнених породах (техногенні поклади);
- б) буріння свердловин на вибраних об'єктах з проведенням випробувань газодинамічних характеристик зон-колекторів;
- в) оцінка ресурсів газу в межах вибраних об'єктів.

Технічні завдання:

- а) обґрунтування параметрів буріння і конструкції свердловин;
- б) випробування технологій відновлення старих не працюючих свердловин;
- в) випробування технологій освоєння і експлуатації свердловин;
- г) дослідно-промислова експлуатація свердловин; відпрацювання технології вилучення й утилізації газу, утилізація попутно вилученої води.

II. Стадія – широкомасштабного освоєння.

Геологічні завдання:

- а) обґрунтування і вибір об'єктів для широкомасштабного освоєння;
- б) оцінка ресурсів метану, які вилучаються, в межах вибраних об'єктів;
- в) обґрунтування оптимального розташування свердловин.

Технічні завдання:

- а) організація робіт з широкомасштабного вилучення й утилізації метану.

Дегазація породного масиву виконується як з поверхні, так і з гірничих виробок. Оскільки другий варіант істотно дешевше, він є основним для вугільних шахт. Вимоги до дегазації вугільних шахт викладені в стандарті Мінпаливенерго України: СОУ 10.1.00174088.001-2004. Поверхневій дегазації в цьому документі приділена одна сторінка, тому вищевикладена послідовність різних етапів і видів дегазації свердловинами з поверхні, яка розроблена після виходу СОУ, представлена тут в розширеному вигляді.

Висновки. Модель дегазації масиву повинна базуватися на існуючих уявленнях про розподіл газів у вугленосних відкладах, доповнюватися новими даними геофізичних, геохімічних, геомеханічних, геологічних і газодинамічних досліджень. Основні об'єкти – вугільні пласти і колектори, що мають максимальну газоносність. Попередня дегазація виконується методом гідророзриву вугільних і піщаних пластів. Найбільш сприятливими зонами для скупчення вільного метану в пісковиках будуть місця перетину стрижневих ділянок палеопотоків з антиклінальними локальними структурами.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Розкажіть про попередню дегазація масиву і обґрунтуйте її необхідність.
2. Що таке «поточна дегазація масиву» та навіщо вона потрібна?
3. Як ви розумієте зміст поняття «післяексплуатаційна дегазація масиву».
4. Навіщо потрібен періодичний контроль стану свердловин?
5. Яка середня проникність порід Донбасу на різних підстадіях катагенезу?
6. Скільки виділяється зон ущільнення порід покрівлі і їх приблизні інтервали?
7. Чому буріння свердловин з поверхні повинне закінчуватися за 10-15 м над робочим пластом?
8. Що таке мульда зсуву і як вона утворюється?
9. Чому поєднання вапняку та аргіліту відносять до порід покришок?
10. З якої причини в місці сполучення позитивних локальних структур і палеопотоків вільного газу більше?

8. КОГЕНЕРАЦІЙНА СТАНЦІЯ НА ШАХТІ ІМ. О.Ф. ЗАСЯДЬКА

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати основні принципи організації і проектування когенераційних електростанцій на базі шахтного метану.

У розділі показані можливості утилізації шахтного газу-метану, отримання прибутку і покращення екологічних проблем та умов безпеки гірських робіт.

Донецький вугільний басейн останніми роками стали іменувати вуглегазовим або газовугільним. Оскільки вугілля, по-суті, є сукупністю газів у твердому вигляді (вуглецю, водню, кисню), всі вугільні басейни вмщують гази, як у вільному, так і сорбованому вигляді. Різниця між геологічними умовами залягання вугільних басейнів зводиться, в основному, до оцінки ступеня літологічних перетворень усїєї вугленосної товщі. На стадії діагенезу вугілля представлено марками Б (буре вугілля) – це фактично ущільнений торф. Вміщуючі породи, зазвичай, пухкі, не є щільними покришками, що утримують метан (який легший за повітря) і останній потрапляє в атмосферу. З цієї причини в діагенетичних вугленосних відкладах газу ще порівняно мало. У відкладах пізнього катагенезу, де розвинене вугілля марок Т і А, метану та інших газів вже порівняно мало. Проблема полягає в тому, що основні перетворення вугільної речовини відбуваються на підстадії раннього і середнього катагенезу (вугілля марок Д, Г, Ж, К, ПС). На цих підстадіях породи з пухких осадків вже перетворилися на осадочні щільні, зцементовані відклади, з пористістю від 20-25 до 15-18 % (ранній катагенез) і від 15-18 до 5-6 % (середній катагенез). Газ, що виділяється в процесі безперервної вуглефікації, накопичується в міжзерновому і тріщинно-поровому просторі осадочних порід. Особливо багато його в так званих пастках – зонах тріщин, перекритих щільними покришками, позитивних локальних структурах, зонах фаціального заміщення та інших.

Загальновідомо, що вугілля марок Г, Ж, К – найцінніше по своїх технологічних властивостях, з нього роблять кокс для плавки металів. При цьому, породи, що вмщують їх, є самими газоносними (газоносність самого вугілля збільшується до антрацитів до 40 м³/т видобутого вугілля). Останнім часом намітилася загальна тенденція не викидати метан в атмосферу, а використовувати як додаткове енергоджерело для отримання електро- і теплоенергії. Досвідом утилізації шахтного метану на шахті ім. О.Ф. Засядька поділився один із керівників даного орендного підприємства – Б.В. Бокій [4-5].

Він нагадав, як у 2007 р. відбулася аварія на донецькій шахті ім. О.Ф. Засядька, коли загинули гірники у трьох вибухах газоповітряної суміші. У наукових колах особливого інтересу до вивчення цієї аварії не виявилось. У подальший час фахівці і робітники шахти зробили багато чого для самореанімації. На цій шахті вже не один рік ведуться активні наукові розроблення. Вони націлені на вирішення кількох проблем, актуальних не тільки для даної шахти, але й усїєї вугільної галузі. Відродження шахти почалося паралельно з розробленням нової для галузі науково-технологічної системи утилізації шахтного метану.

Цей масштабний проект дегазації, реалізований за рахунок коштів шахти (витрати склали більше 500 млн. грн.), дав ключ до рішення двох актуальних завдань: підвищенню рівня безпеки праці шахтарів і утилізації метану. Екологічну мету фахівці визначили для самих себе так: довести до 90 % забору газоповітряної суміші із забою (поки цей показник в інших країнах складає близько 60 %), щоб одержаний газ «запускав» вироблення електричної і теплової енергії, а також забезпечував роботу мережі газозаправних станцій для автомобілів.

На відкриття першої черги КГЕС у травні 2005 р. на шахту прибули високі чини. Пізніше, освоєна донецькою шахтою технологія утилізації метану конвертувалася в найціннішу «зелену» валюту в світі – право продавати свої квоти викидів парникових газів. Шахта ім. О.Ф. Засядька першою змогла пройти встановлені міжнародні процедури зі своїм міжнародним проектом по скороченню викидів, але її приклад і досвід не затребуваний і дуже повільно рухається будівництво подібних когенераційних станцій в Україні.

На шахті відповідає за даний напрямок заступник генерального директора АП «Шахта імені О.Ф. Засядька» по впровадженню нових технологій і комплексного розвитку підприємства, доктор технічних наук Б.В. Бокій. На його думку, аналіз чужих успішних напрацювань не дозволив розробити сам проект, проблема була в тому, що українські вчені не могли запропонувати нових ідей, а досвід європейців і штатівців був неприйнятний з простої причини: гірничо-геологічні умови донецької шахти природно специфічні. Низька проникність пластів, їх глибоке залягання серйозно ускладнювало саму можливість попутного видобування й утилізації метану. Звична для інших країн практика гідророзриву була непринятною (при 5 % ефективності дегазації).

У результаті фахівцям довелося робити свій проект, а розроблення самої концепції дегазації була замовлена колегам з Німеччини (там більш схожі гірські умови, є і досвід роботи КГЕС). Німецькі фахівці декілька місяців ретельно вивчали ситуацію тут, на місці. Цінними виявилися також рекомендації вчених Макіївського НДІ з безпеки робіт у гірничій промисловості і Дніпропетровського Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України. Виконавців устаткування довелося шукати по всьому світу. Даний проект одержав у 2006 р. «Лист схвалення» Кабміну України. По укладених з Швейцарією, Голландією, Австрією і Японією контрактах шахта дістала доступ до передових світових енергозберігаючих технологій, закупила устаткування по утилізації метану і запустила когенераційну електростанцію.

Продаж квот – процес, жорстко регламентований нашим законодавством. Ухвалою Кабміну № 221 в Україні введені так звані СЗІ – «схеми зелених інвестицій». Тобто всі кошти, які одержані в результаті емісійної торгівлі, повинні використовуватися тільки на цільові проекти, направлені на скорочення викидів газів, їх поглинання й адаптацію до зміни клімату.

Сьогодні КГЕС втілила найпередовіші світові технології утилізації і когенерації. Станція на мінімальних концентраціях (25 %) метану (в інших країнах – 33-35 %) здатна утилізувати за 1 годину роботи до 34 тис. м³ шахтного газу, що містить не менше 8,5 тис. м³ метану. За останніми даними,

на 1 листопада 2008 р. в межах проекту було утилізовано більше 123 млн. м³ метану і вироблено понад 400 млн. кВт/год електроенергії. Скорочено більше 2 млн. тонн викидів у еквіваленті СО. Під час виконання проекту найскладніше було визначитися із закупівлею труб (їх потрібно багато для укладання у виробках). В інших країнах цю проблему вирішують інакше: в США, потім у Німеччині, тепер і в Росії стали застосовувати пластикові труби (антистатичні і негорючі). В Україні можна б було теж побудувати завод або відкрити спільне підприємство, але керівництво Мінпромвугілля не сприяє цьому.

Для вирішення такої проблеми як буріння підземних свердловин до 300 м по міцних породах (діаметр – 150 мм, щоб збільшити об'єм забору метану), Ю.Л. Звягільський (голова ради орендарів шахти) зустрівся з академіком Б.Є. Патонем, запропонував ученим цікаву наукову ідею – створення породоруйнуючого інструменту для ефективного буріння глибоких свердловин. У результаті одержали схвальні результати досліджень по твердих породах із застосуванням інструменту (з особливими коронкою й адаптерами).

Тепер можна бурити свердловини завдовжки 180 м (з діаметром свердловини в 132 мм). Причому ці коронки бурять більше 1 км і підлягають відновленню. У свердловині не треба міняти коронку, менше зношуються бурові труби, верстат рідше вимагає ремонту. Порівняти просто: раніше застосовувалися дрогобицькі долота і доводилося їх міняти після робіт на 70 м, німецькі – на 150 м, а патонівські – вже на 1 км. Це твердосплавні матеріали з використанням алмазів. Використовувалися під час паяння спеціальні склади. Було випробувано 6 коронок (одна коштує 20 тис. доларів США). Поки це дорого, але із запуском промислового випуску ціна стане нижче.

Є й така українська техніка, якою можна пишатися. Це – вакуумні насоси сумського виробництва. Надійні і дешевші імпортих. Росіяни багато і з задоволенням їх закупають. А ось приладова база для підземних умов у вакуум-насосів слабка. Тому довелося закупити в Німеччині переносні прилади (кращі в світі). Вони повинні знімати дані (концентрацію газу, його розрядку, температуру і вологість повітря в шахті, атмосферний тиск). Окрім переносної, в шахті треба встановлювати і стаціонарну апаратуру. Але це сьогодні шахті фінансово не під силу (потрібно декілька мільйонів євро). Тому розвивати технології утилізації метану без інвестицій у підземну дегазацію неможливо.

На поверхні шахти теж довелося будувати особливі споруди, прив'язуючи їх до характеру засядківського метану. Це додаткові мільйонні витрати. Принцип ефективності полягає в наступному. З шахти вилучається газоповітряна суміш з різною концентрацією метану в ній. Було знайдено технічне рішення й устаткування, щоб одержувати на виході чистий метан. Усі витрати за проектом КГЕС лягли на саму шахту. Будували станцію 1 рік, це коштувало близько 110 млн. грн. Повна реалізація проекту дозволить скоротити щорічні викиди в атмосферу близько 2,2 млн. т метану в еквіваленті СО₂, а також забезпечити підприємство тепло- й електроенергією власного виробництва. Зараз 12 когенераційних модулів забезпечують її загальну установчу потужність 36 МВт електро- і 34 МВт теплової енергії. Тобто не тільки скорочуються витрати на закупівлю енергопродукту у генеруючих компаній. Тепер заощаджені кошти спрямовуються на розвиток системи дегазації і забезпечення безпечних умов праці під землею, й на інші напрямки.

У Німеччині навчилися використовувати шахтний метан для обігріву цілих житлових масивів. Там, у Саарбрюкені працює велика електростанція, що використовує газ із закритих і однієї ще працюючої шахти. На ній застосовується унікальна система, одна з кращих у світі, і її можна б було запровадити в Донбасі. Одне підприємство володіє понад 100 км трубопроводу. Збирає газ із усіх шахт і віддає його споживачам: сталеплавильному заводу, тепловій електростанції, муніципальним котельним. Крім того, велика частина міста і селища навкруги шахт забезпечуються гарячою водою. У Саарбрюкені працює центральна диспетчерська, оператори якої контролюють, де йде шахтний газ різної концентрації і стежать за його параметрами.

Експерти підраховали: потенціал засядьківської КГЕС дозволив би комунальникам м. Донецька економити взимку дефіцитний природний газ, а влітку і зовсім обходитися без котельних у 5-4 районах. Плани є, але проект довелося припинити: листопадова аварія на шахті примусила підприємство працювати в межах інших пріоритетів. Залишається сподіватися, що не тільки японці, але і місцева влада оцінять перспективу кіотського почину шахти. Гірники готові віддавати частину свого метанового тепла в міські мережі. На жаль, поки урядовці пропонують шахті не вигідні варіанти: тягнути труби до дрібного споживача тепла, а не до великого (в той же шахтний мікрорайон «Гладковка»). Туди треба покласти 10 км труб, а до дрібних – 30 км, що дуже витратно. Поки ж фахівці шахти надлишки теплової енергії планують перетворювати на холод. Зараз разом із японцями готують машини абсорбції, щоб вирішити складне «температурне» питання, оскільки температура порід на робочих глибинах 1200-1400 м сягає 42-46⁰С.

Висновки. Донецький вугільний басейн по-суті вуглегазовий. Вугілля марок Г, Ж, К – найбільш цінне, з нього роблять кокс для плавки металів. Але породи, що вміщують їх, є самими газоносними (газоносність самого вугілля збільшується до антрацитів до 40 м³/т видобутого вугілля). Намітилася тенденція не викидати метан в атмосферу, а використовувати як додаткове енергоджерело для отримання електро- і теплоенергії. На орендному підприємстві «Шахта ім. А.Ф. Засядька» побудована перша в СНД когенераційна електростанція, називається так тому, що виробляє не тільки електрику, а й тепло – гарячу воду. У результаті сумарне ККД становить понад 90 %.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Що таке когенераційна електростанція?
2. Які метаноповітряні суміші використовують на шахті О.Ф. Засядька, а які в світі?
3. У чому полягають «схеми зелених інвестицій»?
4. Скільки метрів можна пробурилити новими твердосплавними коронками?
5. Розкрийте принцип утилізації метану із закритих шахт.
6. Навіщо потрібна центральна диспетчерська?
7. Який ККД можна одержувати на когенераційних станціях?

9. АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати про існування та можливе використання альтернативних джерел енергії.

У розділі розглядаються способи використання теплових насосів, принцип осмосу, плазмогаза, сонячної, вітрової та інших альтернативних джерел енергії.

9.1. Теплові насоси

Вартість тепла, яке виробляється в різних регіонах країни коливається в широких межах. Це залежить від багатьох умов, зокрема від виду палива, способу його видобування, інших накладних витрат. У Криму, наприклад, ціна гігакалорії тепла в 4 рази перевищує показники областей, розташованих по сусідству. Але базові параметри, які можна покласти в основу розрахунків ефективності нового устаткування або впровадження енергозберігаючих технологій, все-таки існують. Йдеться про фіксовану ціну на імпортований газ, змінити яку ми не можемо. Отже, завжди можна поррахувати, скільки заощаджено кубометрів газу і скільки вони коштують.

Найдешевше тепло виходить з деревини. Економічніше ефективного палива ще ніхто не придумав – його вартість можна прийняти за одиницю. Вартість тепла, що виходить за допомогою газу, в ідеальній установці – без усіляких втрат і накладних витрат – складає 4,3 одиниці (в 4,3 рази дорожче, ніж тепло, одержане з дерева). Але є устаткування, яке здатне зменшити цей показник для газу до 2,35 одиниць. Приблизно в таких же пропорціях можна добитися зниження вартості тепла, одержуваної з інших видів палива. Для цього слід використовувати теплові насоси (ТН), сприяння впровадженню яких вважається фахівцями одним з важливих завдань.

Принцип роботи ТН можна пояснити на прикладі холодильника з компресором. Тепловий насос, якщо говорити спрощено – це протилежність холодильнику, який виділяє тепло за допомогою радіатора, розташованого за його задньою стінкою, а в камері створює холод. Тепловий насос, навпаки, забирає холод і виробляє тепло.

Якщо традиційні теплові казани залежно від моделей використовують енергію палива на 70-95 %, то теплові насоси здатні виробити тепло в об'ємі 110-150 % енергії, укладеної в паливі. І це не суперечить законам фізики. Ці проценти – не ККД, а ефективність використання первинного тепла. Решту тепла насос бере від землі, води, повітря [18, 28, 32].

Фахівці багато років говорили про необхідність модернізації котельних та інших об'єктів комунального господарства. Пропонували новітні методи і технології, але часто держава займала вичікувальну позицію. Тепер настав час, коли ці пропозиції нарешті почали реалізовуватися.

Інститутом технічної теплофізики (ІТТФ) розроблена комплексна програма для Донецької області. Вона затверджена в МінЖКГ і вже частково реалізована. Сьогодні основна проблема полягає не в технічній стороні

питання, а в тому, як швидше розповсюдити вже перевірений і напрацьований досвід. У даному випадку Інституту технічної теплофізики допоміг новий склад міністерства.

Прийнята ухвала Кабміну про затвердження методики створення регіональних програм, а також затверджена концепція Державної програми комплексної модернізації комунальної теплоенергетики. Її кінцева мета – вивільнити одну третину газу, що йде сьогодні на виробництво тепла. Сьогодні фахівці ІТТФ беруть участь у роботах з модернізації об'єктів теплопостачання в дев'яти регіонах країни.

Сьогодні ТН можна зустріти в будинках багатих людей. Багато приватних компаній займаються поставками і монтажем насосів. Як не парадоксально, але промисловість у цьому відношенні відстає.

Недавно в Донецькій області запущений тепловий насос потужністю в 1,5 МВт. Він установлений на каналізаційній трубі і використовує температуру, що є в ній (18-20⁰С). За допомогою ТН тепло підвищується до 60⁰С і надалі використовується для міських потреб.

Прийнята Державна програма має чітко поставлені цілі і заходи, розписані поетапно. Розрахована вона на 5 років, кінцева мета – скорочення споживаного газу на третину. Не менш важлива умова – все, що використовується з устаткування, повинне окупитися не більше ніж за 4 роки. Основне джерело фінансування – кредити, які повинні бути необтяжливими і повертатися за рахунок одержаної економії. Це дозволяє використовувати всі місцеві резерви, адже кожний регіон має свою енергетичну нагоду. Наприклад, одна область має в своєму розпорядженні гарячі термальні джерела, інша – вугілля.

За допомогою нових способів можна добитися економії та інших видів палива. Так, Крим омивається морем, здатним віддавати тепло за допомогою ТН. У Донецькій області за перші 20 місяців впровадження програми заощаджено 19 % газу. Розрахунки показують, що за п'ять років економія буде значно вище запланованої.

Загальні витрати на п'ятирічну програму, куди входять закупівля устаткування, впровадження, навчання персоналу і т.д., складають 90 млрд. грн. Сума здається великою, вона і справді велика, але програма дозволить щорічно економити 5 млрд. м³ газу.

При цьому Програма повинна будуватися на найпередовіших технологіях, і якщо у нас є конкурентне устаткування, що серійно випускається, то його потрібно використовувати. У решті випадків слід купувати за кордоном. Енергетика – дуже консервативна сфера, де все нове сприймається з обережністю. Аналогічна історія відбувалася з когенерацією (когенерація – одночасне виробництво електричної і теплової енергії в межах одного технологічного процесу). Коли фахівці поділилися першими результатами роботи установки в Дніпропетровській обл., то головними опонентами були вчені. Вони вважали, що в нашій країні ця технологія не піде, оскільки раніше її не було. Така ж ситуація сьогодні спостерігається відносно теплових насосів. Але сьогодні процес впровадження ТН не зупинити, вони вже працюють. Зараз

70 % загальної кількості теплових насосів виробляється в Південно-східному регіоні: Китаї, Кореї, Малайзії; 30 % – в США, Японії і Європі.

Для установок, що працюють в індивідуальних будинках, капіталовкладення складають близько 360 долл. на 1 кВт. Якщо потрібна потужність опалювання в 10 кВт, відповідно слід помножити цю цифру на 10. Якщо ж устанавлюється промисловий агрегат з великою потужністю, то первинні витрати на 1 кВт зменшуються в 2-3 рази.

Тепловий насос у Радянському Союзі вперше виготовлений в ІТТФ 30 років тому, 100 одиниць даного устаткування було вироблено промисловим способом у Пензі. У даний час вчені працюють над агрегатом з потужністю – 55 МВт. Про динаміку використання ТН за кордоном може сказати статистика по Німеччині, де в 2003 р. встановлено 9 тис. ТН, а в 2008 р. – 62 тис. Для Європи це середні показники. А лідером у використанні ТН є Швеція.

Кабмін України прийняв ухвалу № 829 про ліцензування виробництва, зберігання і реалізації рідкого палива з біомаси і біогазу. Раніше Верховна Рада прийняла закон № 1114 «Про внесення змін до деяких законодавчих актів щодо сприяння виробництву і використанню альтернативних видів палива». Згідно закону й ухвалі тепер ліцензії на виробництво біопалива можуть одержати лише підприємства з продуктивністю не менше 5 тис. тонн продукції на рік. Цей закон і ухвала про ліцензування можуть негативно вплинути на сотні малих і середніх підприємств, забираючи у них і у країни майбутнє. Можливо це зроблено для того, щоб прибрати конкурентів потужних виробників.

У 2009 р. Інститутом технічної теплофізики Національної академії наук України розроблений і запущений тепловий насос потужністю 1,5 МВт у Донецькій області, встановлений на каналізаційному колекторі. Іншими словами, енергія видобувається з раніше не задіяного джерела. Якщо програма з устаткування теплових насосів буде продовжена, то держава зможе вивільнити третину споживаного сьогодні дорогого газу. Допомогти ефективнішій реалізації даної програми могли б компенсація і пільги підприємствам, що закупляють енергозберігаюче устаткування.

Висновки. Принцип роботи теплового насоса – паркан холоду і виробництво тепла. Теплові насоси здатні виробити тепло в обсязі 110-150 % енергії, закладеної в паливі. Ці відсотки – не ККД, а ефективність використання первинного тепла. Решту тепла насос бере від землі, води, повітря. У Донецькій області запущений тепловий насос потужністю в 1,5 МВт. Він устаткований на каналізаційній трубі і використовує наявну в ній температуру (18-20⁰С). За допомогою ТН температура підвищується до 60⁰С і надалі використовується для міських потреб. Тепловий насос у Радянському Союзі вперше виготовлений 30 років тому, 100 одиниць цього обладнання було вироблено промисловим способом у Пензі. Сьогодні вчені працюють над агрегатом з потужністю – 55 МВт. Про динаміку використання ТН за кордоном може сказати статистика по Німеччині, де в 2003 р. встановлено 9 тис. ТН, а в 2008 р. – 62 тис. Для Європи це середні показники. Лідером у використанні ТН є Швеція.

9.2. Автономний генератор палива (АГТ)

Намагаються внести свій внесок в економію палива і в Харківській обл. Група вчених Інституту газу НАНУ спільно з київським Інститутом місцевих видів палива розробила модель газогенератора для різних типів електростанцій, автомобілів, тракторів і насосних станцій, що працюють на твердому паливі.

Про суть винаходу. Вивчивши і проаналізувавши існуючі розробки, вчені створили **автономний генератор палива (АГТ)**, що виробляє альтернативне паливо для автомобілів. АГТ забезпечує отримання горючого газу з будь-якого твердого палива (торфу, вугілля, дров, сільськогосподарських і побутових відходів). Фактично він працює за рахунок спалювання всього, що здатне горіти. Одночасно газогенератор виконує функції утилізатора сміття. На генераторному газі можуть працювати будь-які двигуни внутрішнього згорання: карбюраторні, інжекторні, дизельні [18, 32].

Вигідно також використовувати газогенератор для забезпечення паливом автомобілів – від ЗІЛу і Газу до Лазу і ЛуАЗу, оскільки вартість палива, еквівалентного одному літру бензину, що генерується, складе приблизно 20 – 60 коп. залежно від ціни сировини (для порівняння – вартість бензину на київських заправках 2013 р. близько 10 грн. за літр).

У разі використання АГТ двигун не вимагає перероблення. Бензиновий просто доповнюється спеціальним змішувачем газу з повітрям, яке встановлюється перед очисником повітря, а в дизелі додається т.з. приставка до насоса високого тиску. На двигуні встановлюють перемикач виду палива, і за вибором власника він може працювати або на звичному для нього паливі – бензині, солярці або природному газі, або на паливному газі, який виробляє газогенератор, розташований між кабіною і кузовом автомобіля.

Висновки. Група вчених Інституту газу НАН України спільно з київським Інститутом місцевих видів палива розробила модель газогенератора для різних типів електростанцій, автомобілів, тракторів і насосних станцій, що працюють на твердому паливі. Автономний генератор палива (АГП) виробляє альтернативне паливо для автомобілів і АГП забезпечує отримання пального з будь-якого твердого палива (торфу, вугілля, дров, сільськогосподарських і побутових відходів).

9.3. Біонафта

Засновники однієї каліфорнійської фірми повідомили, що їм вдалося генетично модифікувати бактерії таким чином, що вони перетворилися на виробників сирої нафти. Якщо раніше – живленням для бактерій служив звичайний цукор, то тепер вони здатні засвоювати швидкорослий очерет. За розрахунками співробітників фірми, в цьому випадку можливе щорічне виробництво 19 тис. т нафти з одного гектара посівної площі [18, 31, 32].

Тоді як сира нафта, вироблена мікробами, створеними у вказаній фірмі, потребує оброблення на звичайному нафтоперегінному заводі, фахівці іншої фірми, також розташованої в Каліфорнії, працюють над технологією безпосереднього виробництва бактеріями бензину.

Крім того, вчений і підприємець Крейг Вентер, відомий своєю розшифровкою людського геному, працює над генетичною модифікацією бактерій, здатних продукувати газоподібний водень.

Проте не варто забувати, що для створення палива будь-якого вигляду, бактерії спочатку повинні одержати енергію, що міститься в біомасі, яка використовується для їх живлення. Як наслідок – біомасу спочатку доведеться виростити на родючих і дефіцитних землях, у кращому разі – як ресурс використовувати біовідходи.

Висновки. Вчені генетично модифікували бактерії таким чином, що вони перетворилися на виробників сирої нафти. Зараз учені працюють над технологією безпосереднього виробництва бактеріями бензину. Біомасу для цього доведеться виростити на родючих землях або в якості ресурсу використовувати біовідходи.

9.4. Використання ґрунтових вод

Перспективну технологію отримання дешевої енергії придумали голландські вчені. Там вирішили кондиціонувати повітря в приміщеннях за допомогою ґрунтових вод. Влітку вода, піднята із земних глибин, охолоджує будівлю, взимку – обігріває. При цьому вода повертається назад у ґрунт. Щоб створити комфорт у готелі, торговому центрі, клініці або офісі, достатньо підключитися до водоносних пластів на глибині 20-200 м. Така енергетична концепція забезпечує оптимальне кондиціонування у будь-який час року. При цьому ні газу, ні мазуту не треба [18, 32, 34].

Суть технології зберігання теплової енергії у водоносних шарах ґрунту полягає в тому, що система підключена до холодного і теплого «резервуарів», розташованих у різних водоносних горизонтах. Влітку ґрунтові води відкачують на поверхню з холодного резервуару. Віддавши холод, вода, первинна температура якої не перевищує + 10, нагрівається до 18-20 градусів і повертається під землю в теплий резервуар. Взимку все навпаки: система віддає тепло води ґрунтові, що влітку накопичилося. Охолоджена вода відправляється вниз, цього разу в холодний водяний шар. Падіння температур у шарах незначне (за умови, що шар обмежений). Це пояснюється тим, що підземні води проникають в оточуючі їх шари ґрунту лише на декілька сантиметрів. Влітку система кондиціонування порівняно із звичною дозволяє понизити енерговитрати на 80-90 %. Електроенергія витрачається тільки для роботи насосів. На 2013 р. у Голландії було задіяно понад 700 таких установок, а через 10-15 років їх будуть тисячі. Якщо ця система одержить розвиток, то до 2020 р. зможе забезпечити третину відновлюваної енергії в країні.

Висновки. Розроблено технологію зберігання теплової енергії у водоносних шарах ґрунту. Система підключена до холодного і теплого «резервуарів», розташованих у різних водоносних горизонтах. Влітку ґрунтові води відкачують на поверхню з холодного резервуара. Віддавши холод, вода повертається під землю в теплий резервуар. Взимку відбувається все навпаки.

9.5. Використовування принципу осмосу

Прісна вода + солоня вода = електричний струм. За таким принципом функціонуватиме нова електростанція, прототип якої створюється в норвезькому фіорді Осло. Проект виглядає дещо фантастичним: у гирлі однієї з річок енергетичний концерн будує установку, яка проводить електроенергію в результаті змішування солоної і прісної води. Невелика дослідна електростанція введена в експлуатацію в кінці 2010 р. За розрахунками, подібні станції, споруджені в різних країнах, матимуть потенціал, рівний одній десятій частці всієї споживаної в світі електроенергії [18, 32, 34].

Власне, в зворотній послідовності під час опріснення морської води ця технологія вже давно й успішно використовується. Вона заснована на т.з. принципі осмосу (проникнення рідини через мембрану, непроникну для розчинених речовин). Якщо напівпроникна мембрана розділяє дві рідини з різними концентраціями солі, виникає осмотичний тиск, який забезпечує рух води від «менш солоної» до «солонішої» сторони, поки концентрація солі в обох рідинах не стане однаковою. Саме осмотичний тиск використовується концерном для отримання енергії.

Ця ідея не нова. Осмотичні електростанції винайдені ще в 70-і роки ХХ століття, але тоді ефективність мембран залишала бажати кращого. Тільки в середині 90-х ідея знову стала запитаною, і її втілили в межах декількох науково-дослідних проектів.

Сьогодні ахіллесовою п'ятою даної технології залишаються все ті ж мембрани, що розділяють солону і прісну воду. До мембран висувається вимога, щоб один квадратний метр їх поверхні пропускав кількість води, здатної забезпечити потужність турбін у 5 Вт. У даний час досягнутий показник у 3 Вт, і то лише в лабораторних умовах. Але не варто забувати, що п'ять років тому вчені починали з 0,1 Вт. Якщо випробування дослідної установки у фіорді Осло пройдуть вдало, то вже до 2015 р. можуть бути побудовані перші комерційні осмотичні електростанції. Такі установки проектуватимуть залежно від умов місцевості: їх потужність лімітується притоком прісної води. Проектна потужність електростанцій може складати 25 МВт.

Висновки. Технологія заснована на т.зв. принципі осмосу (проникнення рідини через мембрану, непроникну для розчинених речовин). Осмотичні електростанції винайдені ще в 70-ті роки ХХ століття, але тоді ефективність мембран залишала бажати кращого. Якщо випробування дослідної установки в фіорді Осло пройдуть вдало, то вже до 2015 р. можуть бути побудовані перші комерційні осмотичні електростанції.

9.6. Енергія сонця

Група канадських фізиків університету Британської Колумбії придумала, як економити електроенергію під час освітлення приміщень усередині будівель, при цьому одержуючи природний сонячний спектр. На жаль, не всі дні в році сонячні, і не завжди вікна будівель виходять на світлу сторону. Тепер цей

недолік буде усунений. Канадські вчені провели монтаж тестової системи пристрою, що одержав назву «сонячний ліхтар». Він складається з набору дзеркал, які збирають і спрямовують світло всередину будівлі. Сонячний ліхтар в ясний день здатний ідеально освітити цілий офісний поверх, не витрачаючи при цьому ні вата електрики. Дана технологія винайдена професором Лорном Уайтхедом і удосконалювалася впродовж багатьох років [18, 32, 34].

Недавно встановлений перший робочий прототип устаткування в двох аудиторіях університету. Завдяки гранту в 2 млн. долл. виділеному урядом, фізики Британської Колумбії планують установити ще 5 демонстраційних сонячних ліхтарів у різних куточках країни. Якщо експеримент виявиться вдалим, виробництво пристрою може бути запущено всього через 2 роки.

Кожний блок нових ліхтарів складається приблизно з 40 невеликих дзеркал (розміром з компакт-диск), які поволі відстежують переміщення сонця по небу, збираючи світло у вузький концентрований пучок. Потім цей світловий потік по світоводу потрапляє в будівлю, де розсівається через мікроскопічні отвори, створюючи приемне для очей освітлення. У приміщенні встановлені і люмінесцентні лампи, що включаються автоматично, якщо хмари повністю закривають сонце.

На думку фахівців, сонячний ліхтар приблизно в 7 разів ефективніший традиційної сонячної панелі. Уряд тієї ж канадської провінції Британська Колумбія, половина населення якої живе в двохмільйонному Ванкувері і його околицях, поставив перед собою ще одне складне, але цілком здійсненне завдання – встановити 100 тис. сонячних панелей на дахах житлових будинків. У результаті економія середньостатистичної сім'ї по рахунках за електроенергію, що використовується для підігріву води, досягне 65 %.

Уряд планує в майбутньому надавати 100 % - ний податковий кредит на установку такої системи в житлових будинках і вимагати обов'язкової її наявності на всіх комерційних будівлях при здачі їх в експлуатацію і в момент їх перепродажу.

Висновки. Канадські вчені розробили пристрій, що одержав назву «сонячний ліхтар». Він складається з набору дзеркал, які збирають і спрямовують світло всередину будівлі. Сонячний ліхтар у ясний день здатний ідеально освітлити цілий офісний поверх, не витрачаючи при цьому ні вата електрики. Такий сонячний ліхтар приблизно в 7 разів ефективніший за традиційну сонячну панель.

9.7. Нові лампи

Значно скоротити витрати на електроенергію здатні джерела світла новітнього покоління, що прийшли на зміну люмінесцентним електролампам [18, 32, 34, 36, 37]. Не зважаючи на те, що дані світильники витрачають енергії менше своїх попередників, вони теж мають недоліки. Зокрема, в них міститься високотоксична ртуть, яка часто потрапляє в навколишнє середовище. Новітні лампи британського виготовлення, що недавно з'явилися на ринку, економічніші і довговічніші люмінесцентних і вони не містять ртуті.

Джерелом світла в таких лампах служить кварцова капсула із закачаним у неї інертним газом. У результаті опромінювання мікрохвилями з частотою 2,4 гігагерца відбувається іонізація газу в капсулі – він починає світитися. Світло такої лампи яскраве і тепле, воно значно потужніше, ніж у всіх відомих лампах. Потік світла не слабшає навіть після 50 тис. годин роботи (люмінесцентні лампи старіють у п'ять разів швидше, до того ж вони споживають удвічі більше енергії).

Перші світильники потужністю від 200 до 5 тис. Вт, що поступили в продаж, призначені для промислових цілей, а також для освітлення вулиць і стадіонів. Найближчим часом з'являться аналогічні лампи для використання в побуті.

Висновки. Джерелом світла в нових лампах служить кварцова капсула з закачаним в неї інертним газом. У результаті опромінення мікрохвилями з частотою 2,4 ГГц відбувається іонізація газу в капсулі – він починає світитися. Світло такої лампи яскраве і тепле, воно значно потужніше, ніж у всіх відомих лампах. Потік світла не слабшає навіть після 50 тис. годин роботи.

9.8. Сонячні батареї

Наскільки технічні розроблення українських інженерів у сфері виробництва новітніх джерел світла відповідають світовому рівню? Теоретично вони у багатьох відношеннях здатні конкурувати із західними зразками, проте часто, втілюючи в реальність інноваційні технології обертаються негативом [18, 28, 32, 36].

Так, одне з київських підприємств, створене на базі колись дуже відомого електронного заводу, виробляє і реалізує системи автономного паркового освітлення. Вони складаються із установленної на стовпі батареї фотоелектричних модулів розміром 955×455×34 мм, конвертора, акумулятора і 12-вольтової лампи, яка споживає 6 Вт енергії.

Як указано на сайті заводу, вартість такої системи з однією лампочкою, яка заряджається вдень від сонячного світла, 1150 євро. Тут же вказується, що строк окупності устаткування 20 років. У мінімальності цього строку немає ніяких сумнівів, як і в тому, що устаткування не пропрацює два десятиліття.

Висновки. З сонячних елементів можна створювати будь-які світильники, але за відсутності здорової конкуренції, ціни на українському ринку завищені. Це гальмує прогрес виробництва сонячних батарей, біопалива та інших альтернативних джерел палива.

9.9. Енергетичні установки на плазмагазі

У даний час переважна частина енергоємних галузей України технологічно переорієнтована з вітчизняного палива на імпортні газ і мазут. Коли газ був дешевий, було розумно металургійні комбінати, що використали вугільний пил, переобладнувати на газ. ТЕЦ великих міст теж відмовилися від вугілля з міркувань екології і більшої стабільності газових поставок.

Повернутися до колишнього стану речей дуже складно, оскільки раніше законсервовані системи пиловугільного опалювання нині майже скрізь демонтуються. Логічніше йти вперед до використання технологій не ХІХ, а ХХІ століття. Необхідний перехід до дешевих видів синтетичного палива з сировини, що є в країні, щоб дати економіці ціновий передих і накопичити засоби для модернізації виробництва [18, 28, 32, 37].

Відкриття плазмагазу. У 40-і роки ХХ століття в Україні вивчалася дія потужної електричної дуги на рідке середовище для забезпечення підводного зварювання днищ кораблів і ремонту підводних човнів. Властивості електричної дуги цікавили так само фізиків-ядерників. У ході наукових робіт було помічено, що при силі струму більше тисячі ампер утворювався горючий газ. Проте довгий час цьому явищу значення не надавали. Використовувати надзвичайно дешевий газ, одержаний у результаті високих витрат дорогої електрики, не вважалося розумним.

Після енергетичної кризи 70-х років ХХ століття в США були профінансовані розроблення з питань дослідження синтез-газу, що виділяється при дії на водні розчини електричної дуги. Штатівський професор італійського походження Руджеро М. Сантілі, проаналізувавши склад цього газу, з'ясував, що в ньому міститься новий високоенергетичний вид речовини. Ця речовина значно підвищувала енергетичні характеристики синтез-газу. Якщо у звичайного синтез-газу, одержаного піролізом вуглеводневої сировини, теплота згорання на порядок менше, ніж у природного газу, то у газу, що складається з одних молекул Сантілі, енергетичні характеристики були в 13 разів вищі, ніж у метану. Питання було тільки в тому, яким чином довести концентрацію цієї нової речовини в синтез-газі до того ступеня, коли вироблення такого газу стане економічно рентабельним.

У 80-х роках в Україні роботи по синтез-газу були припинені, а штатівцям, вдалося довести розроблення до впровадження. Новий вид палива був такий незвичайний, що Р.М. Сантілі за свої дослідження номінований на Нобелівську премію в галузях хімії і фізики. В останні кілька років зусиллями незалежних дослідників і приватних компаній роботи по отриманню високоенергетичного синтез-газу були відновлені в Україні, в Росії і Казахстані. У нашій країні одержана суміш синтетичних речовин з теплотою згорання близькою до природного газу має назву плазмагаз. Таким чином, з'явилося нове паливо, яке може стати паливом № 1 нової ери.

Перевагою плазмагазу є доступна і постійно відновлювана сировинна база. Фактично плазмагаз можна виготовляти з будь-чого, що містить органіку, промислових, сільськогосподарських і побутових стоків. Склад плазмагазу дещо варіюватиметься залежно від того, які речовини злилися у воду. Стічних вод у нас в надлишку. Тільки Київ щодня відправляє в каналізацію 1,5 млн. т забрудненої води, а по Україні кількість стічних вод оцінюється в 5-7 млрд. т на рік. Значна частина стоків скидається неочищеними або не до кінця очищеними в річки або моря, роблячи прилеглі території непридатними для життя. Так, пляжі Одеси, Севастополя, Маріуполя та ін. міст періодично закривають через забруднення моря. Хімкомбінати під час весняної повені спустошують свої

накопичувачі в річки, не піклуючись про екологію і здоров'я населення розташованих нижче міст. З цим злом важко боротися, оскільки набувають чинності економічні фактори.

Поставивши синтез-газ-установку на каналізаційну трубу, на виході можна одержати не тільки прекрасне паливо, але і чисту від органіки воду. Відпадає необхідність у гігантських багатоступінчатих очисних системах, зміст яких значно здорожує комунальні послуги. Залишаються у минулому відстійники і мулові поля, що отруюють повітря великих і малих міст.

Другою унікальною властивістю плазмагазу є те, що його спалювання має позитивний кисневий баланс. Використовуючи цей газ, питомий викид забруднюючих речовин у 5 разів менший порівняно з вихлопами двигунів, що працюють на чистому високооктановому бензині, і в 50 разів менший порівняно з викидами двигунів, що працюють на природному газі. Вихлоп автомобіля, що працює на плазмагазі, відповідає стандартам Євро-8, тоді як сьогодні в Західній Європі діє нижчий стандарт Євро-4. Основними продуктами горіння плазмагазу є вода (60 %) і кисень (12-14 %). Виділяється небагато вуглекислого газу, але в цілому біля казанів або двигунів, що працюють на плазмагазі, повітря свіже, як у весняному лісі.

На думку вчених, ми маємо всього декілька десятиліть, щоб припинити забруднення атмосфери шкідливими викидами. Після цього почнеться обвальний процес зростання парникового ефекту, в результаті якого розтануть полярні шапки й океани, рівень води в яких підніметься, поглинуть прибережні території, на яких зосереджено 80 % світової економіки.

З погляду зниження небезпеки наростання парникового ефекту плазмагаз є надзвичайно перспективною технологією. Плазмагаз-установки дозволяють запобігти виділенню метану з гниючих відходів, а метан з погляду парникового ефекту навіть більш небезпечний за вуглекислоту. Тобто така технологія відповідає вимогам Кіотського протоколу. Впровадивши природоохоронну технологію, Україна зможе відповідно до міжнародного екологічного законодавства одержувати значне фінансування з-за кордону.

Газоподібна речовина, яка одержується в плазмагаз-установках – ефективне хімічне паливо. Під час горіння газу чистих молекул виділяється в 40 разів більше енергії, ніж під час горіння такої ж кількості водню. Правда, промислові плазмагаз-установки поки що відстають від лабораторних. Існуюче штатівське устаткування забезпечує теплоту згорання синтез-газу, що утворюється, в об'ємі 80 % теплоти згорання природного газу. На Україні і за рубежом зараз ведуться розроблення, спрямовані на підвищення енергетичних характеристик одержуваного газу до 100-150 % енергетики природного газу.

Проте вже зараз можна сказати, що плазмагаз у найближчому майбутньому може одержати широке використання. Він забезпечить роботу теплогенераторів, автономних систем енергопостачання та електростанцій.

Машини, що працюють на звичному стисненому газі, легко переналагоджуються на плазмагаз. При цьому за рахунок дешевизни плазмагазу, що виробляється, виникає значна економія. Фірми, що мають у

своєму розпорядженні плазмагаз-установки, зможуть забезпечувати себе паливом з підручної сировини, яку раніше зливали в каналізацію.

Є й інші переваги використання плазмагазу в автомобілях. Так, балони з плазмагазом не вибухають навіть при сильному ударі. Двигуни, які використовують плазмагаз, зношуються майже в 20 разів менше, ніж ті, що використовують природний газ або бензин. Це відбувається завдяки тому, що під час згорання плазмагазу виділяються водяні пари, які ефективно охолоджують двигун, запобігаючи старінню металу.

Плазмагаз-технологія вже почала активно впроваджуватися в країнах, що найбільш оперативно реагують на інновації. У США попит на синтез-газ-блоки, які виробляються в контейнерному або трейдерному виконанні, значно перевищує можливості їх виробництва. Такі блоки призначені для очищення стоків і виробництва палива на фермах і невеликих підприємствах.

Але справжній економічний ефект виходить під час створення великих плазмагаз-підприємств. Перше таке підприємство введено в дію у Флориді (США). Великий плазмагаз-завод будується в Британській Колумбії (Канада). Передову технологію впроваджують Ізраїль, Ірландія, Кіпр. Величезну зацікавленість в створенні таких заводів виявляє Китай. У найближчому майбутньому ця країна має намір довести чисельність свого автопарку до 1 млрд. машин. Забезпечити паливом таку армаду можуть тільки новітні технологічні рішення. Впровадження плазмагаз-технологій можна почати на рівні підприємств – з невеликих плазмагаз-блоків потужністю 50 кВт, здатних очистити за добу 30-40 т стічних вод і виробити 320 м³ газу, що достатньо для щоденної заправки 160 автомобілів.

У містах технологію можна впровадити, стартуючи з середніх (1-3 МВт) установок, а потім перейти до створення великих заводів (100-150 МВт), здатних очищати до 1 млн. т стічних вод за рік. Собівартість плазмагазу на великому заводі буде менша 0,5-0,7 грн./м³, а щоденне вироблення газу складе 1,5 млн. м³. Цього достатньо, щоб заправляти щодня більше 1 млн. автомобілів. Плазмагаз можна використовувати на місцевій ТЕЦ для виробництва електроенергії і підігріву води. Існує ще проблема сертифікації. НДІ «Державтотранспроєкт» спільно з Інститутом газу та Інститутом теплофізики НАНУ може провести випробування і сертифікацію плазмагазу як нового виду палива. Увесь комплекс робіт з видачею дозвільної документації можна виконати протягом двох місяців. Усе необхідне устаткування і досвід у цій сфері у наших учених є.

В уряді з'являється розуміння необхідності впровадження альтернативних паливно-енергетичних технологій. Проте поки що зусилля спрямовані не на найефективніші рішення в цій сфері. Довгий час наша країна намагалася розвивати сонячну і вітрову енергетику, які не виправдали очікувань. Причина зрозуміла: ці технології більш дорогі, ніж вже наявні способи виробництва енергії (теплові, атомні). Не так давно у нас з'явилася мода на біопаливо. Але воно навряд чи покриє скільки-небудь значну частину потреб вітчизняної економіки в енергоносіях. У той же час виробництво сировини для деяких видів біопалива може завдати непоправного збитку навколишньому середовищу.

Наприклад, масове виробництво рапсу здатне в найкоротші строки зробити неродючими навіть найкращі чорноземи. Вихід з цієї ситуації знаходиться у сфері високих технологій.

Висновки. У 40-і роки ХХ століття в Україні вивчалася дія потужної електричної дуги на рідке середовище. У ході наукових робіт було відмічено, що при силі струму більше тисячі ампер утворювався горючий газ. Однак використовувати надзвичайно дешевий газ, що отримується в результаті високих витрат дорогої електрики, не вважалося розумним. У 80-х роках в Україні роботи з синтез-газу були припинені, а штатівцям вдалося довести розробки до впровадження. Новий вид палива був настільки незвичайний, що Р.М. Сантіллі за свої дослідження номінований на Нобелівську премію в галузі хімії і фізики. З'явилося нове паливо, яке може стати паливом № 1 нової ери.

9.10. Підземна газифікація вугілля

За оцінками Національної академії наук у донбасівських надрах залягають десятки мільярдів тонн низькосортного і забалансового вугілля, якого під час здійснення підземної газифікації вугілля (ПГУ) цілком вистачило б, щоб забезпечити країну енергією на багато років. Суть технології полягає в спалюванні такого вугілля безпосередньо на місці залягання. А генераторний газ, що утворюється при цьому, подається по свердловині на поверхню. Він може використовуватися для енергетичних цілей – виробництва електроенергії, пари, гарячої води [18, 28, 32, 36, 37].

З поверхні землі буряться свердловини і з'єднуються у вугільному пласті, після цього його розпалюють. Безпосередньо в надрах створюються умови для перетворення вугілля в горючий газ, який по свердловинах видається на поверхню. Газ може використовуватися і як кінцевий продукт, і як енергоресурс для отримання електроенергії на станції ПГУ, на газотурбінній установці або на розташованих поблизу електростанціях. Розроблена технологія дозволяє одержувати і рідке паливо – метанол, диметиловий ефір, а також хімічні продукти. При цьому більш повно використовуються вугільні ресурси, оскільки з'явилася можливість застосовувати у цьому процесі некондиційні і забалансові запаси вугілля. Існує багато переваг підземної газифікації порівняно з видобутком вугілля в шахтах і на розрізах. По-перше, на зміну важкій і небезпечній праці під землею приходить повна механізація й автоматизація процесу видобування. По-друге, капітальні витрати на створення станцій ПГУ значно нижчі, ніж при будівництві шахт і розрізів. По-третє, під час транспортування газу до споживача не відбувається втрата палива й уникається забруднення навколишнього середовища вугільним пилом, оскільки в продуктах згорання газу немає твердих частинок, окислів вуглецю, оксидів сірки й азоту.

Ще один аргумент «за» – відпадає необхідність використовувати великі площі земної поверхні під час розміщення відвалів порожньої породи і відвалів попелу, що дозволяє зберегти родючість ґрунту.

Вперше питання про підземну газифікацію вугілля сформулював Д.І. Менделєєв, який ще на початку минулого століття написав: «Настане, ймовірно, з часом навіть така епоха, що вугілля із землі виймати не будуть, а там, в землі його зуміють перетворювати на горючі газы, і їх по трубах розподілятимуть на далекі відстані».

У СРСР ціну технології менделєєвського заповіту оцінили на початку 30-х років, позначивши проблему підземної газифікації вугілля як важливе державне завдання. За період з 1935 по 1941 рр. тільки на станції «Підземгаз» у Горлівці було одержано близько 74 млн. м³ газу, а Горлівський коксохімзавод вперше в світовій практиці почав його промислове використання. Так званий генераторний газ виявився придатним і для енергетичних цілей, і як сировина для органічного синтезу.

Роботи перервала війна, проте у важкий час відновлення економіки після перемоги в Радянському Союзі продовжилися роботи по вдосконаленню методів підземної газифікації вугілля. З цією метою створили Московський науково-дослідний інститут «ВНІПідземгаз» і Державний проектний інститут «Гіпропідземгаз» у Донецьку. На хіміко-технологічному факультеті Донецького політехнічного інституту (нині – Донецький національний технічний університет) відкрили групу по підготовці інженерів-технологів підземної газифікації.

У Донбасі, Підмосков'ї, Кузбасі, Узбекистані були побудовані промислові і дослідно-промислові станції «Підземгазу»: Підмосковна в Тулі (потужністю 500 млн. м³ газу на рік), Шатська в підмосковному вугільному басейні (600 млн. м³), Лисичанська в Донбасі (300 млн. м³), Південно-Абінська в Кузбасі (500 млн. м³). У Лисичанську створена дослідна спеціалізована контора, яка впроваджувала нові методи буріння направлених свердловин на станціях «Підземгазу». У Горлівці був зданий в експлуатацію великий машинобудівний завод, що випускав бурові верстати і вузли обв'язки свердловин для всіх станцій «Підземгазу».

До початку 1957 р. фактично була створена нова галузь промисловості – підземна газифікація вугілля, в якій працювали більше 20 тис. чоловік. Вона була виділена як самостійна з складу Мінвуглепрому і ввійшла до складу Главгазу. Ось тільки один показовий приклад. Менше чотирьох років вистачило для того, щоб освоїти проектну потужність введеної в експлуатацію в 1961 р. в Узбекистані Ангрєнської станції «Підземгазу». До кінця 1965 р. вона вже виробляла близько 160 тис. м³ газу на годину (весь газ використовувався на Ангрєнській ДРЕС).

Потім настала ера природного газу. Відкриття потужних родовищ змусило керівництво країни шукати швидші шляхи до енергоносіїв. За вказівкою М.С. Хрущова дослідно-промислові підприємства по ПГУ стали згортати роботу. Вугілля і мазут стали цілеспрямовано замінювати природним газом. Інколи доходило до абсурду: шахтам забороняли видобувати хоча б на одну тонну понад план «пісного» вугілля, яке йшло на побутове паливо.

У 1964 р. було вирішено припинити роботи по проектуванню і будівництву нових станцій «Підземгазу» і згорнути науково-дослідні роботи в

цій галузі. Усі діючі станції припинили виробництво газу ПГУ і були перепрофільовані на виробництво машинобудівної продукції для промислів природного газу. Залишили тільки дві для наукових цілей: Ангренську і Південно-Абінську. Остання, успішно пропрацювала 40 років. Вона безперервно забезпечувала горючим газом близько 14 малих котельних шахтарських міст Кісельовська і Прокоп'євська. Станцію довелося закрити в 1996 р. через фізичний знос устаткування.

За кордоном інтерес до підземної газифікації вугілля стимулював наукові дослідження. У США, Бельгії, Англії, Франції, КНР, КНДР, Австралії проводилися дослідні і дослідницькі роботи, які підштовхнула світова енергетична криза, що пролунала в 1974 р. Тоді в технології свердловини ПГУ фахівці побачили реальну можливість отримання продуктів – замінників нафти і газу. Експерти дійшли висновку, що для регіонів із запасами кам'яного або бурого вугілля відкриваються нові можливості: будівництво енергетичних підприємств, що працюють на власній енергетичній сировині – газі, одержаному за допомогою ПГУ.

Тоді ж, у 70-і роки, ліцензію на виробництво генераторного газу продали США. Одержавши документацію, штатівці підключили до роботи 30 наукових лабораторій. Вони провели апробацію своїх вугільних родовищ на предмет їх придатності для підземної газифікації. Потім були створені моделі розрахунку при різних способах дугтя, які поклали в сейф до кращих часів. Мало того, скориставшись нашою ліцензією, вони стали будувати пілотні установки по ПГУ в третіх країнах – Іспанії, Австралії, Індії.

Не обійшлося і без курйозів. Штатівці зробили все, що вимагала технологія, але пласт чомусь не хотів спалахувати. Скільки було обурення на адресу радянських розробників, які приховали, на їх думку, якесь ноу-хау. Тоді в США виїхав московський фахівець Вовк і подивився, як місцеві фахівці проводять розпал.

Взагалі, розпал можна проводити просто: в свердловину опускається шматок дроту, подається висока напруга – і в результаті імпульсу відбувається спалах вугілля. Але наш фахівець поступив інакше: він висипав у свердловину відро запаленого коксу. Це геніальне рішення так уразило штатівців, що всі газети написали про російського умільця, якому вдалося «розтопити» підземний пласт. На знак подяки Вовку презентували автомобіль «форд», але він відмовився від подарунка (послався на дорожнечу митного збору).

Уже більше двох десятків років фахівці Інституту гірничої справи ім. О.О. Скочинського (Росія) не втомлюються повторювати, що ПГУ – потенційне джерело нового виду енергоносія для екологічно чистих підприємств. На початку 90-х питання про ПГУ потрапило-таки до порядку денного одного із засідань президії НАН України. Але доповідь заслухали лише в порядку інформації і сказали, що спочатку потрібно розібратися з метаном. Можна вважати, що обговорення важливої державної проблеми зарубали. І перспективу ПГУ заморозили. Ще в 1993 р. «Донгіпрошахт» проаналізував усі родовища державного балансу корисних копалин, що містять вугілля для енергетичних цілей (без урахування тих, що коксуються). Було виявлено 156

ділянок, що відповідають критеріям гірничо-геологічних умов газифікації вугільних пластів. Вони розташовані в 11 областях України і містять 20 млрд. т запасів вугілля. Тільки в Донецькій області знаходиться 27 ділянок із запасами 2,5 млрд. т.

Крім того, науково-технічний потенціал, що є в країні, дозволяє хоч зараз організувати власне виробництво відповідних установок газифікації. За інформацією НАН України, в Інституті геології і геохімії горючих копалин вже є солідні напрацювання щодо створення технологій наземної і підземної газифікації вугілля. Проте доводиться визнати, що сьогодні в нашій енергозалежній країні немає жодного підприємства по газифікації вугілля.

У той же час практично всі великі вугледобувні країни стали активно цікавитися ПГУ. В Австралії ще в 2003 р. було побудовано велике підприємство даного профілю, а в Китаї за останні роки споруджено 10 промислових станцій ПГУ. Виявляється активний інтерес до цієї технології в Індії, КНДР, Південній Кореї. Недавно Казахстан теж заявив про намір встановити на одному з буровугільних родовищ у Кустанайській області станцію ПГУ з подальшим переробленням газу в електроенергію. Організатори проекту планують запустити станцію вже через 3 роки.

А в еліті України немає мотивації використовувати альтернативні джерела енергії, вони сидять на газовій трубі і нічим не хочуть займатися, навіть власними свердловинами, газовими і нафтовими. У нас серйозно не займаються ні шахтним газом, ні отриманням нафтопродуктів з вугілля. Давно махнули рукою на буре вугілля, з радянських часів не займаються біолітами, розробленням торф'яників. Державні програми приймаються, стратегії затверджуються, але далі слів справа не йде.

Висновки. Технологія підземної газифікації вугілля полягає в тому, що з поверхні землі буряться свердловини і з'єднуються у вугільному пласті, після цього його розпалюють. Безпосередньо в надрах створюються умови для перетворення вугілля в горючий газ, який по свердловинах видається на поверхню. Газ може використовуватися і як кінцевий продукт, і як енергоресурс для отримання електроенергії на станції ПГУ на газотурбінній установці або на розташованих поблизу електростанціях. Розроблена технологія дозволяє отримувати і рідке паливо – метанол, диметиловий ефір, а також хімічні продукти.

9.11. Газогенераторні двигуни

Перед Першою світовою війною в Європі почалися роботи з використання палива, альтернативного рідкому. У 1914 р. у Франції, де немає запасів нафти, був проведений перший в історії стокілометровий пробіг вантажівки з двигуном, який працював на дровах [18, 28, 32].

У 1923 р. до розроблення двигунів, подібних газогенераторним моторам від Renault і Berliet приступили вчені в СРСР. Поступово такі установки набули широкого поширення. На газогенератори планувалося перекласти всю техніку, що працює на лісозаготівлях, а також велику частину сільськогосподарської. За

проектами були розроблені і запущені у виробництво надійні газогенераторні двигуни. У 1936 р. з конвейера зійшла газогенераторна вантажівка ЗІС-13. Газген (таке прізвисько – подібно полуторкам і газонам – отримав даний вид автомобілів) витрачав 80-85 кг дров на 100 км пробігу. 900 цих машин стали прообразом більш досконалого ЗІС-21 вантажопідйомністю до 2,5 т. У 1939 р. аналогічні (але в два рази менш вантажопідйомні) ГАЗ-42 став випускати Горьківський автозавод, і за 7 років випустив їх 33840. Малопотужні і не швидкісні (до 50 км/год) газгени було складно обслуговувати і запускати, але часто вони були незамінні в північних лісових районах, віддалених від місць виробництва рідкого палива. Саме тому газогенераторні автомобілі (всього близько 40000 вантажівок) широко застосовувалися в роки Великої Вітчизняної війни, коли промисловість була переведена за Урал.

Та все ж найбільше розповсюдження газогенератори одержали в гітлерівській Німеччині, яка також відчувала дефіцит нафти, особливо після втрати румунських родовищ. Уральський завод ім. Й.В. Сталіна випускав ЗІС-21 до 1951 р. Його широко використовували в ліспромгоспах аж до початку 60-х. Проте в цей час дослідження в галузі генерації газу вже були повсюдно згорнуті. На енергетичний ринок Європи поступили вуглеводні з Близького Сходу і продукти перероблення нафти стали незрівнянно дешевші за тверде паливо. У 1957 р. виробництво газогенераторів припинилося і в СРСР, після освоєння родовищ нафти. СРСР став видобувати понад 600 млн. т нафти на рік при тому, що на внутрішні потреби потрібно лише 65 млн. т бензину.

Житомирський національний агроекологічний університет є піонером у даному напрямі в Україні і ГАЗ-52 з топкою на борту – його дітище. Історія техніки виявила ряд недоліків газогенеруючої автотехніки: витрата палива в 2-3 рази вища, ніж рідких нафтопродуктів, потрібно півгодини на прогрівання двигуна – і так після кожного простою тривалістю більше 6 годин. Через меншу теплотворну здатність газу порівняно з нафтопродуктами спостерігається втрата потужності двигуна в межах 5-30 %. З іншого боку ККД двигуна на генераторному газі вищий, ніж мотора на вуглеводневому паливі.

Але головне – під час використання дров еквівалент літра бензину обходиться від 5 до 15 центів. За розроблення газогенераторного двигуна взялися німці, японці (останні намагаються воду на водень і кисень розкласти). Росіяни недавно провели по цій проблемі велику міжнародну нараду. Уряд Швеції в 2009 р. запланував перевести сільське господарство на альтернативні джерела енергії, щоб сплески цін не відображалися на сільгосппродукції. У них транспортний податок менший для таких автомобілів (в Україні поки неможливо навіть випробувати «житомирське чудо» на трасі – ДАІ не дає дозволу на експлуатацію подібного транспортного засобу). На складах Volvo вже є готові газогенератори. Німці майже все опалювання в сільській місцевості на такі печі перевели, а канадці – механізми на лісозаготівлях.

Від цін на нафту в першу чергу страждає село – до половини ціни сільгосппродукції складається з вартості моторного палива. Зараз йде боротьба за те, щоб мінімізувати об'єм палива і порції його завантаження, за те, щоб звільнити водія від заготівлі дров: узяв на заправці пресовані з тирси брикети і

поїхав. З таким «порційним живленням» неважко буде розробити його автоматичну подачу по команді з кабіни. Також потрібно підвищити ступінь очищення топки. Хоча насправді попелу там залишається дуже мало.

Серйозніше завдання – боротьба за підвищення потужності. Адже дослідження в галузі газогенераторних двигунів (вони почалися на десятиліття пізніше бензинових) були різко перервані, коли бензин став дешевшим за мінеральну воду. Але сьогодні багато вчених упевнені, що генераторний газ як моторне паливо не тільки не поступається бензину, але і перевершує його за своїми властивостями. Є підтверджене патентом ноу-хау – використання соломи. Для порівняння: середньорічні потреби сільського господарства України в паливі нафтового походження (тобто без урахування змащувальних та інших матеріалів) складають 4,3 млн. тонн. Це понад 10 млрд. грн. Увесь цей об'єм здатні перекрити тільки щорічні надлишки соломи. Причому в 2,5 рази. Так селяни самі зможуть забезпечити недорогим паливом свої автомобілі, трактори, комбайни. Переобладнання двигуна з бензинового на газогенераторний обійдеться в 20-30 тис. грн. (цифри орієнтовні – машина тільки створюється). Але це окупиться за півтора роки у гіршому разі (таке паливо втричі дешевше, ніж солярка і бензин). Крім того, уряд може виділити пільги і всіяко сприяти тим, хто використовує альтернативні джерела.

Боротьба з димом – ще один напрям досліджень. Але вихлоп газогенератора і зараз на порядки чистіший бензинового і дизельного. Головне, в ньому практично немає окису сірки – найтоксичнішого компоненту відпрацьованих газів. До надлишків соломи можна додати відходи деревообробної промисловості. Включаючи кору дерев – це ще четверть річної потреби в умовному паливі.

У Радянському Союзі на лісозаготівлях використовувалося 16 тис. тракторів, оснащених газогенераторами. Собівартість одиниці енергії нафти – 12 грн., дров – до 4 грн., тирси – 1 грн. А поки одна тільки Житомирщина, щорічно витрачає на нафтопродукти понад \$200 млн. Вона більше за інших постраждала від Чорнобильської катастрофи – 300 га території забруднені радіонуклідами. Можна використовувати спалювання рослин, вирощених на площах щодо невисокого рівня забруднення. Їх слід засадити вербою з подальшим заготовленням біопалива. Це приведе до появи 100 тис. робочих місць в цих депресивних сьогодні районах. Як показує досвід Італії, Німеччини та Аргентини, вирощування енергетичних рослин таке ж ефективне, як і пшениці. У цих країнах землі, що вважалися непристосованими для ведення сільського господарства, давно перетворені на енергетичні плантації швидкорослих порід дерев. Верба на заболочених землях дає до 25 т деревини з 1 га на рік. В середньому виходить 15 млн. т сухого палива з 1 млн. га. А це 20 % потреб середньої європейської країни. Потенціал же України набагато вищий. Адже це джерела енергії, що обновлюються – на відміну від нафти і газу, які в осяжному майбутньому закінчаться.

Висновки. У 1914 р. у Франції було проведено перший в історії стокілометровий пробіг вантажівки з двигуном, що працює на дровах. Поступово такі установки отримали широке поширення. На газогенератори

планувалося перевести всю техніку, що працює на лісозаготівлях, а також велику частину сільськогосподарської. За проектами були розроблені й запущені у виробництво надійні газогенераторні двигуни. У 1936 р. з конвеєра зійшла газогенераторна вантажівка ЗІС-13. Газген витрачав 80-85 кг дров на 100 км пробігу. У 1939 р. аналогічні ГАЗ-42 став випускати Горьковський автозавод, і за 7 років випустив їх 33840. Малопотужні і не швидкісні (до 50 км/г) газгени було складно обслуговувати і запускати, але часто вони були незамінні в північних лісових районах, віддалених від місць виробництва рідкого палива. Саме тому газогенераторні автомобілі (всього близько 40 000 вантажівок) широко застосовувалися в роки війни. Житомирський національний агроекологічний університет є піонером у цьому напрямку в Україні і ГАЗ-52 з топкою на борту – його дітище. ККД двигуна на генераторному газі вищий, ніж мотора на вуглеводневому паливі.

9.12. Відновлювальні джерела енергії

У 2012-2014 рр. учені почали проектування автомагістралі навкруги Чорного та Азовського морів. Таке рішення ухвалили в 2009 р. уряди держав Організації чорноморського економічного співробітництва (ОЧЕС). Чорне і Азовське моря розглядаються як джерела енергії [18, 28, 32, 34, 36, 37].

У цьому плані сильним ударом по Україні було рішення Гаагського суду у справі про острів Зміїний, унаслідок чого ми втратили близько 10 млн. т розвіданої нафти і приблизно в п'ять разів більше газу. Розвідували шельф різні країни і в різні часи, дані засекречували. Сучасні технології буріння дозволяють легко залізти на територію сусіда. Можна пробурити свердловину під будь-яким кутом на декілька кілометрів і нафта або газ потихеньку перетече туди, звідки пробурили. Як бурять на території своєї країни? Пробурили кілометр шельфу і вивчають все, що підняли, на наявність не тільки нафти і газу, але будівельних матеріалів, солі, золота, платини... На межі ж і особливо в спірних зонах, які потім можуть відійти незрозуміло кому, представники всіх країн бурили найбільш варварським способом. Проганяли свердловину і дивилися: раз газу або нафти немає – кидали. Якщо ж знаходили чорне золото, запечатували її, зробивши стратегічний запас, і бурили наступну. Так окреслювали приблизні межі родовища.

Прогнози по корисних копалинах у Чорному морі істотно відрізняються. Більш-менш відомі розсекречені в процесі суду запаси нафти та газу лише в зоні, яка відійшла до Румунії. Та все ж потенціал Чорного моря по нафті – в районі 50 млн.т. З приводу природного газу можна сказати, що йому є альтернатива. На дні Чорного моря – 50 млн. т сірководня. Він потрапляє в біологічний ланцюжок: ним харчуються прості, простими – риби. Періодично на морську поверхню прослизують міхури цього горючого газу, внаслідок чого відбуваються вибухи. Енергетичний потенціал Чорного моря, так само як і Азовського – якраз у видобуванні сірководня і використанні його як паливного газу. Причому це відновлюване джерело. Отже, як тільки відберемо, скажімо, 10 млн. т сірководня, стільки ж його підійде.

В Україні два принципово різних споживача природного газу: житлово-комунальне господарство і промисловість (в основному металургійна і хімічна). Але заводи його не переробляють, а спалюють для отримання тепла і енергії. Так от, газ, який йде в промисловість, (а це 70 % усього голубого палива, що використовується в країні), можна замінити сірководнем. Газ, що видобувається в Україні, логічніше віддати населенню – його вистачить. І якщо його не обкладати великими податками, то він буде дешевим.

І ще одне. Як відомо, у нас, у Румунії, Грузії є багато вугілля, у тому числі і бурого. Його реально перетворити на газ. Так, економіка Південноафриканської Республіки побудована на газифікації вугілля. Свого часу на ПАР, де був апартеїд, наклали економічне ембарго, у тому числі і на поставки нафти. Там на заводах були змушені переробляти вугілля в газ і бензин; ситуація стимулювала прогресу розвитку методів використання одержуваного таким чином газу. У нас випускали тканини, пластмаси з нафти і природного газу, у них – з вугілля. І звідти нам, хоч зараз, готові передати відповідні технології.

До відновлюваних джерел енергії можна віднести виробництво біоетанолу – спирту, вживаного як заміник бензину. При його згоранні в двигунах автомобілів в атмосферу потрапляють поглинальні рослини вуглекислий газ і вода. До 2030 р. в Бразилії планують 40 % енергетики перекласти на біопаливо з цукрового очерету, в США – 20 %, але з кукурудзи. В Україні листя, стебла та інші відходи соняшника, кукурудзи, пшениці звозили на гідролізні заводи, де за рахунок гідролізу цукру, які містяться в них, одержували кормові добавки для великої рогатої худоби. Тепер з тієї ж сировини можна одержувати спирт.

Виробництво біодизеля можна освоїти на основі рослинних масел. Якщо, наприклад, соняшникову (або іншу рослинну) олію обробити спиртом, вийде дизпаливо. З цією метою було вирішено використовувати дешеве рапсове масло. На початку XXI століття під Маріуполем за замовленням німців засіяли застраховані поля рапсу. Але коли прийшов час збирати урожай, місцеві жителі підпалили рапсові поля й одержали страховку. У 2009 р. в науковому журналі Science (США) опублікували інформацію про те, що під час виготовлення біопалива води витрачається в 100 тис. разів (!) більше, ніж при виробництві бензину. Так що, ймовірно, доведеться повернутися до запасів вугілля і нафти.

Висновки. Природному газу є альтернатива. На дні Чорного моря – 50 млн. т сірководню. Він потрапляє в біологічний ланцюжок: ним харчуються найпростіші, найпростішими – риби. Періодично на морську поверхню прослизують бульбашки цього пального газу, внаслідок чого відбуваються вибухи. Енергетичний потенціал Чорного моря, так само як і Азовського – якраз у видобуванні сірководню та використанні його як паливного газу, оскільки це поновлюване джерело. Як тільки відберемо, скажімо, 10 млн. т сірководню – стільки ж його підійде. Але необхідно пам'ятати – сірководень найотруйніший газ.

9.13. Болотяний газ в Арктиці

На думку вчених, в атмосферу планети тільки з dna озер Сибіру може потрапити 55 млрд. т метану – в 10 разів більше, ніж міститься сьогодні в повітряному просторі Землі. Вихід такого величезного об'єму газу здатний спровокувати різкі і, ймовірно, незворотні, зміни клімату [31, 32, 34].

Людству вже відоме це порочне коло, коли метан, звільняючись під час танення мерзлоти із залишками древньої органіки, затримує тепло в атмосфері і викликає парниковий ефект, а кліматичні зміни запускають процес танення вічної мерзлоти, що прискорює розігрівання Землі.

Серед учених, які вирішують проблеми прогнозу масштабів, строків і наслідків кліматичних змін, Кеті Уолтер, спеціалісту з питань екології водного світу, вдалося знайти діючі джерела виходу метану в озерах північних широт. Ці свищі в тілі планети вмить запалають, якщо їх підпалити, а вогонь здійснюється на 6 метрів. Відеозапис смолоскипів Кеті Уолтер поширює через інтернет. На думку Уолтер, саме вихід метану з арктичних озер став причиною глобального потепління понад 11 тис. років тому. Подібне відбувалося у великих масштабах у минулому і може повторитися в майбутньому

Кількість метану в атмосфері з початку періоду індустріалізації збільшилася в 3 рази. Головні його джерела – рисові плантації, скотарство, видобуток корисних копалин: на частку цих видів діяльності людини припадає 70 % загального об'єму викидів газу. Інше поставляють в атмосферу тропічні заболочені землі і терміти. Але в ці розрахунки не включені джерела «болотяного газу», знайдені сьогодні в Арктиці. Процеси глобального потепління найбільш очевидні саме в полярних регіонах. За минулі 50 років в Арктиці воно наступало вдвічі швидше, ніж в інших регіонах. У 2008 р. вперше в історії відкрилися судноплавні шляхи через Північний полюс. Стрімко тануть льодовикові щити Гренландії і Західної Антарктики. Полярним ведмедям та імператорським пінгвінам загрожує зникнення. Учених турбують трансформації в глибинах вічної мерзлоти, на частку якої сьогодні припадає 20 % земної поверхні.

Якщо середня температура в Арктиці до кінця сторіччя підвищиться на 6⁰С, як обіцяють окремі прогнози, викид газів із надр землі може стати некерованим. Особливу тривогу вчених викликають хмари метанових міхурів у водах континентального шельфу Сибіру. Точний рівень цих викидів визначити набагато складніше, ніж їх об'єм з поверхні озер. Тривають дискусії про можливість викидів з метангідратів (газогідратів) – скупчень льоду з газом під континентальним шельфом і океанським дном, а також під шаром вічної мерзлоти. Окрім метану, на тепловий баланс Землі найзначніше впливає вуглекислий газ. Тільки верхній трьохметровий шар мерзлоти містить 1,9 трлн. т вуглецю (в 2 рази більше, ніж в атмосфері). Ученим доводилося бачити танення і на глибині в 5 м. Якщо протягом року вічна мерзлота випускатиме всього 1 % закутого в льодах вуглецю, об'єм річних викидів газу зросте удвічі. Сьогодні температура 30-50 % вічної мерзлоти планети всього на 1-1,5⁰С нижча за точку танення.

Джерела виходу метану на поверхню можна легко знайти під шаром льоду завтовшки всього 15 см. Жителі Аляски знають про танення вічної мерзлоти: на всій території штату руйнуються будинки і падають дерева. За оцінками експертів вартість витрат на ремонт пошкоджених шкіл, доріг, будівель і споруд досягне 6 млрд. долл. у найближчі два десятиліття. Глобальні ж наслідки танення арктичних льодів ще тільки належить оцінити.

Висновки. В атмосферу планети тільки з дна озер Сибіру може потрапити 55 млрд. т метану – в 10 разів більше, ніж міститься сьогодні в повітряному просторі Землі. Кількість метану в атмосфері з початку періоду індустріалізації збільшилася в 3 рази. Головні його джерела – рисові плантації, скотарство, видобуток корисних копалин: на частку цих видів діяльності людини припадає 70 % загального обсягу викидів газу. Останній поставляють в атмосферу тропічні заболочені землі і терміти. Але в ці розрахунки не включені джерела «болотяного газу», виявлені сьогодні в Арктиці. Тривають дискусії про можливість викидів із метангідратів (газогідратів) – скупчень льоду з газом під континентальним шельфом і океанським дном, а також під шаром вічної мерзлоти. Крім метану, на тепловий баланс Землі найбільш значно впливає вуглекислий газ. Тільки верхній 3 -метровий шар мерзлоти містить 1,9 трлн. т вуглецю (в 2 рази більше, ніж в атмосфері). Вченим доводилося бачити танення і на глибині 5 м. Якщо протягом року вічна мерзлота буде випускати всього 1 % закутого в льодах вуглецю, обсяг річних викидів газу зросте вдвічі. Сьогодні температура 30-50 % вічної мерзлоти планети всього на 1-1,5⁰ С нижча точки танення.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. У чому полягає принцип дії теплових насосів?
2. Розкажіть про принцип роботи автономного генератора палива, на якій сировині він працює?
3. З чого можна одержувати біонафту?
4. Як можна використовувати ґрунтові води для обігріву або охолодження?
5. У чому полягає принцип осмосу і як з його допомогою можна одержувати енергію?
6. У чому полягає принцип роботи сонячного ліхтаря?
7. Назвіть принцип роботи нових англійських електроламп.
8. Схарактеризуйте принцип роботи сонячних батарей?
9. Що таке плазмагаз і в чому полягає принцип роботи енергетичних установок на ньому?
10. Розкажіть про принцип дії підземної газифікації вугілля.
11. Газогенераторні двигуни, принцип їх дії.
12. Позитив і негатив використання для енергетики сірководню, біопалива з рапсу, замороженого в льодах газу.

10. ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Навчальна мета розділу: на основі матеріалів розділу студент повинен знати основні методи оцінки газонасності вугільних родовищ.

У розділі подано терміни та визначення понять, наведено приклади, викладено послідовність підрахунку газонасності вугільних родовищ та методи її оцінювання.

У зв'язку з дефіцитом енергоносіїв в Україні однією з найактуальніших проблем є використання нетрадиційних видів вуглеводневої сировини, таких як газу (метану) вугільних родовищ. Загальні ресурси метану в основному вуглегазовому басейні – Донбасі складають 22-25 трлн. м³, а придатні до вилучення – 3,0-3,7 трлн. м³. Вони значно більші, ніж запаси природного газу власне газових родовищ України. Тому розроблення вугільних родовищ треба здійснювати комплексно з окремим видобуванням вугілля і метану.

Отже, оцінка загальної кількості метану в межах усього комплексу вугленосних відкладів на площі їх поширення та глибині залягання має не лише теоретичне, але й практичне значення, пов'язане з його промисловим видобуванням та використанням.

Запаси метану – кількість метану конкретного родовища розрахована загальновідомими методами за геологорозвідувальними даними.

Ресурси метану – кількість метану на окремій площі в окремому стратиграфічному інтервалі, який за попередніми даними можна вилучити.

Оцінка запасів (ресурсів) метану, який знаходиться у вугільних пластах та вміщуючих їх породах, проводиться з метою встановлення перспектив комплексного освоєння вугільних родовищ та відповідного планування і проведення геологорозвідувальних робіт на вугілля і метан. Тому основними об'єктами для оцінки та підрахунку запасів (ресурсів) метану є родовища (поклади, скупчення) метану, що залягають у вугільно-породному масиві, не розвантаженому від гірського тиску в межах окремих розвідувальних ділянок, шахтних полів або їх частини.

10.1. Терміни та визначення понять

В існуючих літературних джерелах та Інструкціях [10-13, 23-33 та ін.] прийнята наступна термінологія:

Абсолютна газовість – обсяг газу, який виділився у гірничі виробки за одиницю часу (в м³/хв. або в м³/добу).

Абсорбція – здатність твердого тіла рівномірно поглинати газ усім об'ємом тіла (абсорбентом).

Адсорбція – поглинання газоподібних речовин поверхневим шаром твердого тіла (згущення газу на поверхні адсорбенту).

Відносна газовість – обсяг газу, який виділився у гірничі виробки, віднесений до 1 т видобутого вугілля, (м³/т вугілля).

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

Вуглегазове родовище – вугільне родовище з вмістом метану $> 1 \text{ м}^3$ у породі та $> 5 \text{ м}^3$ у вугіллі, видобуток якого є доцільним і економічно вигідним або технологічно необхідним.

Вугленосні відклади – це осадові породи що мають в своєму складі органічну (вуглисту) речовину в розсіяному чи концентрованому (вугільні пласти) вигляді, яка служить одночасно як генератор (джерело) вуглеводневих газів, і як їх колектор із високими сорбційними властивостями.

Вугільний пласт – поклад осадової органічної речовини, обмежений породами покрівлі і підшви. Може складатися з одного або декількох пов'язаних між собою пропластків.

Вуглефікація – процес перетворення органічної речовини від торфу до антрацитів у процесах діагенезу та катагенезу під дією температури, тиску та комплексу інших фізико-хімічних умов. Кінцева стадія вуглефікації – це метаморфізм, коли вугілля вже перейшло в графіт.

Газова зональність – розподіл газів у вугленосній товщі, який проявляється у вигляді закономірного чергування в просторі зон із різним природним співвідношенням газових компонентів.

Газова пастка – об'єм гірського масиву з високою пористістю та покришкою, що може містити, акумулювати і консервувати газ, незалежно від умов її походження.

Газова підземна зйомка – метод визначення газоносності у гірничих виробках, що ґрунтується на вимірюванні кількості газу, який виділився з відбитої породи чи вугілля з урахуванням залишкової газоносності.

Газовий картаж – геофізичний метод виявлення газоміщуючих горизонтів у розрізі вугленосних товщ, оцінки газоносності вугілля та вуглевмісних порід, що базується на безперервному вимірюванні вмісту газу у промивальній рідині разом із вивченням вмісту газу по пробах керну та промивальної рідини.

Газовий тиск – тиск газу, що знаходиться в породному масиві у вільній фазі, вимірюється у МПа.

Газовий фактор – відношення повного об'єму розчиненого газу, приведенного до нормальних умов, до об'єму води, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газовугільний блок – площа газовугільного горизонту, обмежена по простяганню порушеннями (диз'юктивними, плікативними), межами марочного складу, фаціальним заміщенням, межами шахтного поля чи іншими природними або техногенними чинниками.

Газопроникність – властивість гірських порід і вугілля пропускати газ завдяки наявності в них сполучених пор та тріщин.

Газоємність – максимальний вміст газу чи газових сумішей, який може втримувати проба при різних пластових тисках, температурі колектора та питомому вологовмісту.

Гідророзрив вугільних пластів – один з основних методів інтенсифікації метановиділення в дегазаційні свердловини з вугільних пластів шляхом накачування флюїду під надлишковим тиском для розширення існуючих і створення нових тріщин та їх закріплення в біляскважинній зоні з метою наступного вилучення метану.

Завчасний (випереджаючий) видобуток метану – вилучення метану з метою зниження газовості очисних гірничих робіт на діючих чи запроектованих гірничих підприємствах.

Загальна (абсолютна) пористість – доля всіх пор (відкритих і закритих) в об'ємі вугілля чи породи (об'ємна доля в %).

Відкрита пористість – доля пор, які сполучуються між собою.

Закрита пористість – доля пор, які не мають між собою сполучення.

Ефективна пористість – доля з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн) в об'ємі вугілля і породи, яку може займати газ за вилученням простору, зайнятого залишковою водою.

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

Запаси газу в колекторі – кількість газу, що міститься в пласті або ж у декількох пластах чи стратиграфічних інтервалах, яка визначається на основі газонасиченості, об'ємної щільності, потужності колектора та його площі залягання.

Зближений пласт або пропласток вугілля (супутник) – пласт або пропласток вугілля, з якого у гірничі виробки основного пласта, що відпрацьовується, може надходити газ при його підробці чи надробці.

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

Дифузія – процес, при якому частина рідини чи газу переміщується із зони високої концентрації в зону низької, незалежно від градієнту тиску.

Керногазонабірник – колонковий пристрій у буровому снаряді для відбору кернових проб вугілля та порід із газами, які в них містяться, з метою безпосереднього визначення газонасності і компонентного складу газів.

Колектори вільного газу – пористі, кавернозні, тріщинуваті породи чи вугілля, здатні акумулювати вільний газ і віддавати його під час розкриття свердловинами або гірничими виробками.

Компонентний склад газу – вміст метану, його гомологів та інших компонентів природної газової суміші, виражений в об'ємних долях процента.

Надблокова (надроблена) зона – вугленосна товща порід над вугільним пластом що розробляється, у якому внаслідок зменшення гірського тиску та виникнення техногенної тріщинуватості відбувається виділення метану з вугілля і його міграція убік виробленого простору та поверхні.

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

Метаноносність – об'єм газів метанового ряду в одиниці об'єму або маси вугілля чи породи в умовах природного залягання, приведений до нормальних умов ($\text{м}^3/\text{т}$ с.б.м. (сухої беззольної маси) або $\text{м}^3/\text{м}^3$ породи).

Об'ємна щільність – щільність породи, яка включає об'єм твердих речовин, пор, тріщин, каверн, а також будь-яку рідину чи газоподібні речовини.

Пластовий тиск – тиск, під яким флюїд знаходиться в досліджуваному пласті, МПа.

Пластодосліджувач – комплект приладів та пристосувань для визначення пластового тиску, температури відбору проб флюїду з попередньо ізольованих інтервалів свердловин з метою оцінки газоносності і газопроникності вугілля та порід.

Підблокова (підроблена) зона – вугленосна товща порід під розроблюваним пластом, у якій, у наслідок зменшення гірського тиску відбувається виділення метану з вугілля і його міграція убік виробленого простору.

Породи-газоупори (флюїдоупори, покришки) – слабо проникні, непорушені (переважно аргілітові) породи, що перешкоджають міграції газів та рідини (флюїдів).

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

Природна газонасиченість вод – об'єм газу, який міститься в одиниці об'єму води в природних умовах (в $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Самостійне видобування метану – вилучення метану з непорушеного, цілісного, непідробленого масиву гірських порід з метою утилізації метану без проведення робіт з видобування вугілля: надалі видобування дегазованого вугілля.

Сорбований газ – газ вугільних пластів, або розсіяної органіки в породах, що утримується в них під дією адсорбції чи абсорбції.

Сорбційна газоємність – кількість газу, яку здатна поглинути порода чи вугілля за визначених термодинамічних умов.

Супутній видобуток метану – примусове вилучення метану з вугільних пластів і порід у процесі розроблення вугільного родовища.

Суфляр – виділення газу у гірничі виробки із тріщин або шпурів з дебітом понад $1 \text{ м}^3/\text{хв.}$ на ділянці гірничої виробки довжиною менше

20 м. Розрізняють суфляри, що приурочені до природних та техногенних тріщин.

Тріщинна пустотність – відношення вільного простору в гірничому масиві, зумовленого розкриттям тріщин, до загального об'єму масиву (об'ємна доля в %).

Хемосорбція – здатність мінералів та порід вступати з газом у хімічний зв'язок.

Швидкість десорбції – об'ємна швидкість виділення газу із проби.

Висновки. У розділі представлені основні поняття, термінологія, існуючі в вуглегазовій галузі. Зазначені поняття і терміни потрібно знати і використовувати на практиці у виробничій та науковій діяльності.

10.2. Геологія газів вугільних родовищ

Основним джерелом вуглеводневих газів у вугленосних відкладах є рослинна органічна речовина, що зустрічається як у концентрованій формі (вугільні пласти і пропластки), так і в розсіяному стані у породах. У складі газів вугленосних відкладів установлені метан, важкі вуглеводні, водень, вуглекислий газ, азот, сірководень, рідкі, радіоактивні та інертні гази – аргон, гелій, криптон, ксенон, радон.

Найпоширенішими компонентами вугільних газів вугленосних відкладів є метан, азот і вуглекислий газ. Решта газів зустрічається лише у вигляді домішок. Метан і його гомологи утворилися в процесі вуглефікації – діагенезу та подальшого катагенезу рослинної органічної речовини.

Гази вуглефікації – газоподібні продукти, що виділяються в процесі вуглефікаційного перетворення органічної речовини (вугілля, біолітів, розсіяної органічної речовини). Основний склад газів вуглефікації: CO_2 , H_2S , NH_3 і вуглеводні (метан, а також його гомологи). На ранніх стадіях переважає CO_2 , на пізніх – вуглеводні. Склад вуглеводневої частини залежить від генетичного типу органічної речовини. У разі переважання в ній гумусових різновидів, там різко переважає метан, іноді відносно підвищена кількість етану; важкі вуглеводні відсутні або зустрічаються у вигляді слідів. У випадку типово сапропелітових різновидів значна роль належить вищим газоподібним гомологам метану. В умовах контактного метаморфізму в газах різко підвищується кількість водню і гомологів метану; можлива присутність неграничних вуглеводнів і окису вуглецю. Категорія газів вуглефікації включає практично всі види вуглеводневих природних газів, що зустрічаються у вигляді покладів (газових, газоконденсатних, газонафтових) або присутніх у розчиненому вигляді в природних водах.

Початковий етап вуглефікації вугілля (марки Б-Д, t до $60-80^\circ\text{C}$) відзначається інтенсивним утворенням вуглекислого газу та менш значною генерацією метану. Рання та середня підстадії катагенезу (формування вугілля марок Д-ПС, t $80-170^\circ\text{C}$) характеризується значним виділенням метану та

максимальною генерацією важких вуглеводнів. Етапові пізнього катагенезу, пов'язаному з формуванням високовуглефікованого вугілля марок Т-А з температурами 180-250⁰ С, характерна активна генерація метану і, можливо, водню за повної відсутності важких вуглеводневих газів. На заключній стадії вуглефікації вугілля (суперантрацити, t 260-300 °С) у складі генерованих газів переважають водень і вуглекислий газ за підпорядкованої і незначної ролі метану.

Близькість компонентного та ізотопного складу вуглеводневих газів вугілля та вуглевміщуючих порід дозволяє говорити про їх генетичну спорідненість.

Сучасна газоносність вугленосних товщ значною мірою визначалася просторовим перерозподілом вуглекатагенних газів, включно з газами, що мігрували з глибинних горизонтів вугільних басейнів та родовищ.

Основним газовим компонентом вугленосних відкладів є гази метанового ряду, вміст яких коливається від 0 до 100 % і закономірно зростає з глибиною. Генетично метан пов'язаний із вугільними пластами та з розсіяною органічною речовиною у вміщуючих породах.

Метан (СН₄), який є звичайним природним газом, має властивість чистого високоякісного палива, відноситься до парникових газів сильної дії.

Метан – головний вибухонебезпечний компонент природних газів вугільних пластів. Сполучаючись з повітрям, метан утворює суміші: горючі – при вмісті в них метану до 5-6 % і понад 14-16 % і вибухові – при вмісті від 5 до 16 % (максимальна сила вибуху досягається при вмісті метану 9,5 %). Температура загорання метану знаходиться в межах 670-750° С.

Вибухонебезпечність повітряно-метанової суміші, прояви раптових викидів вугілля, порід і газу під дією високого гірського та газового тиску перед вибоєм гірничих виробок (зона пригрузки) та необхідність розроблення і здійснення спеціальних заходів щодо підтримки безпечного ведення гірничих робіт визначають доцільність спеціального вивчення природної газоносності вугільних родовищ.

Важкі вуглеводні у складі природних газів вугільних пластів представлені в основному етаном (С₂Н₆) та пропаном (С₃Н₈), рідше бутаном (С₄Н₁₀). Із зростанням глибини гірничих виробок у Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах у вугільних газах спостерігається збільшення вмісту важких вуглеводнів, особливо у вугіллі середніх ступенів вуглефікації (Г-К).

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

Існує думка, що азот у газовій суміші є газом повітряного походження. Фіксований азот у вугільних пластах у зоні метанових газів – це захоронений компонент давньої атмосфери і є результатом катагенних (біохімічних) процесів.

Вуглекислий газ постійно присутній у газах вугленосних відкладів у кількостях від долей відсотка до 80 % і більше. Із збільшенням глибини залягання вугільних пластів вміст CO_2 зменшується. Вуглекислий газ, головним чином, є продуктом окислювальних процесів у зоні газо- і водообміну.

Водень присутній у більшості газових проб вугільних пластів у десятихсотих долях відсотка. Його походження пов'язане з біохімічними процесами перетворення органічної речовини – її вуглефікації та з проникненням із магматичних вогнищ (ювенільний).

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

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

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

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

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

Потужними колекторами сорбованих газів є вугільні пласти, пропластки і включення та біоліти з відносно високим вмістом (понад 30 %) розсіяної вуглистої речовини, які за своєю природою є одночасно як генераторами, так і акумуляторами газів.

Вугілля – природний сорбент, який характеризується високою сорбційною здатністю (сорбцією). Поняття сорбції об'єднує декілька її видів – адсорбцію (поглинання газу поверхнею речовини), абсорбцію (поглинання газу всім об'ємом речовини) та хемосорбцію (поглинання однієї речовини іншою в

результаті обратимої хімічної реакції). Адсорбція та абсорбція в системі «метан-вугілля» проявляються сумісно, вони плавно переходять одна в одну. Заповнення поверхні сорбенту молекулами метану супроводжується наростанням сил відштовхування їх від поверхні, поки обидва процеси не набудуть однакової швидкості і не настане сорбційна рівновага. Хемосорбція в природній системі «метан-вугілля» досить обмежена і недостатньо вивчена. Газоємність вугілля контролюється законами сорбції. Сорбційність газів зростає в ряді He, H₂, N₂, Ar, CH₄, CO₂, важкі вуглеводні. Основними факторами, які визначають метаноємність органічної речовини, що входить до складу вугільних пластів та вміщуючих порід, є:

- тиск газу (під час збільшення тиску зростає сорбція та компресія вільної фази);
- температура, під час зростання якої сорбція знижується;
- волога (також знижує сорбцію);
- петрографічний склад вугілля.

Сорбційна метаноємність вугілля в широкому діапазоні температур та тисків зростає з підвищенням ступеня їх вуглефікації і досягає максимуму в антрацитах.

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

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

Колекторами вільних і розчинених газів, звичайно, служать вуглевміщуючі породи з низьким вмістом (менше 5-10 %) розсіяної вугільної речовини. Загальновідомі для вугільних родовищ – це пісковики.

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

а) Розсіяні малорухливі гази порід. Вони характеризуються пониженими фільтраційними характеристиками, які замкнені (оклюдовані) у відносно ізольованих порах (газових та газорідних включеннях) у вільному і розчиненому стані, а також гази, сорбовані органічною розсіяною речовиною та мінеральною речовиною порід. Ступінь рухливості цих газів визначається проникністю порід, зумовленою їх петрографічними особливостями та ступенем літифікації. Газ утримується в порах капілярними силами та гідростатичним тиском. Під час розкриття та підробці таких порід у шахтах, унаслідок утворення техногенних тріщин відбувається повільне та тривале газовиділення у гірничі виробки.

б) Скупчення рухливих вільних газів, які заповнюють тріщини, порожнини та відкриту порову ємність порід у газових пастках. Рухливість цих газів визначається наявністю шляхів міграції (відкритою пористістю і тріщинуватістю, проникністю, розривними порушеннями, свердловинами, гірничими виробками). Об'єми скупчених газів можуть коливатися в широких межах. Під час розкриття гірничими виробками, свердловинами або техногенними тріщинами локальних тріщинуватих зон та окремих замкнених порожнин відбуваються короточасні суфлярні виділення газів. Із колекторів (пісковиків) з високою ємністю значних тріщинуватих зон, приурочених до розривних та плікативних порушень, газ може виділятися в кількості сотень та тисяч метрів кубічних.

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

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

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

Формуванню скупчень вільних газів у вугленосних товщах сприяють наступні фактори:

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

Газ у вміщуючих породах мігрує до зустрічі з пасткою, здатною його накопичувати та утримувати. За відсутності пастки газ мігрує до денної поверхні. В таких випадках відбувається природна дегазація вугільних родовищ. У поняття «пастка» входить три обов'язкових компоненти:

- колектор;
- покривка (екран чи екрануючий ефект);
- геологічні умови (структурно-тектонічні, стратиграфічні, літологічні та гідродинамічні).

Колектор разом з покривкою є резервуаром. Накопичення вільних газів залежить від ємнісних (загальної, ефективної й відкритої пористості, пустотності, тріщинуватості) та фільтраційних (загальної і фазової газонасиченості, газо- і водонасиченості) властивостей порід. Покривками є породи, практично непроникні чи з пониженою газопроникністю, пов'язаною з розмірами, структурою порового чи тріщинного простору. Їх екрануюча

властивість залежить від літологічного складу, товщини і витриманості порід по площі. Кращими покриттями у вугленосній товщі є вугільні пласти, не тріщинуваті аргіліти й алевроліти, при високій літифікації порід покриттями можуть бути і тонкозернисті пісковики.

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

– стратиграфічні пастки, утворені колекторами, які екрануються покриттями, що залягають не узгоджено. Вони можуть зустрічатися на виходах вуглевміщуючих порід під молоді відклади, що їх перекривають;

– літологічні пастки, утворені під час виклинювання колектора чи його фаціальному заміщенні;

– структурні пастки представлені антиклінальними типами резервуару (колектора з покриттями): куполоподібними підняттями, куполами, виступами, брахіантіклінальними складками (рис. 10.1-10.2).

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

– структурно-тектонічні пастки утворюються в межах складок, розірваних диз'юнктивами, коли по площі змішувача стикуються пласт-колектор і газонепроникний пласт;

– тектонічні пастки диз'юнктивних зон, резервуарами яких служать масиви тріщинуватих порід та дроблені зони розривних порушень, які знаходяться в погано проникних товщах. Такі колектори утворюють газові пастки в наступних випадках:

а) при антиклінальному згині чи купольній конфігурації тріщинуватих зон або ж зон дроблення;

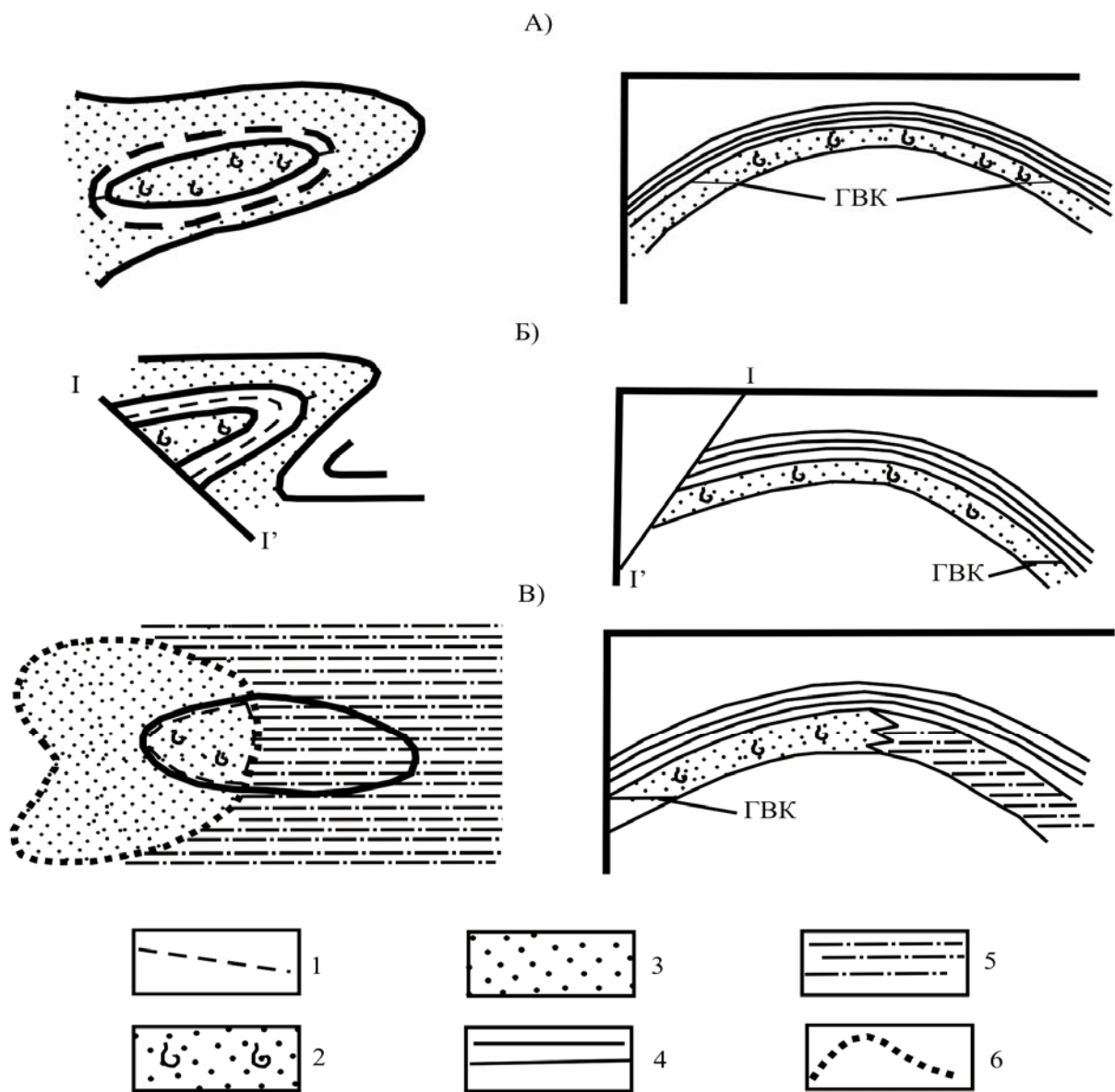
б) при контакті тріщинуватих зон або зон дроблення давнього диз'юнктиву з газонепроникним масивом порід у результаті зміщення по площі молодшого розриву;

в) під час виклинювання тріщинуватих зон у зв'язку з затуханням розривів і переходом їх у флексури;

г) при пережимах і цементації тріщин;

– гідродинамічні пастки утворюються при зміні великопорової структури колектора на тонкопорову капілярну, що й створює екрануючий ефект за рахунок капілярного тиску;

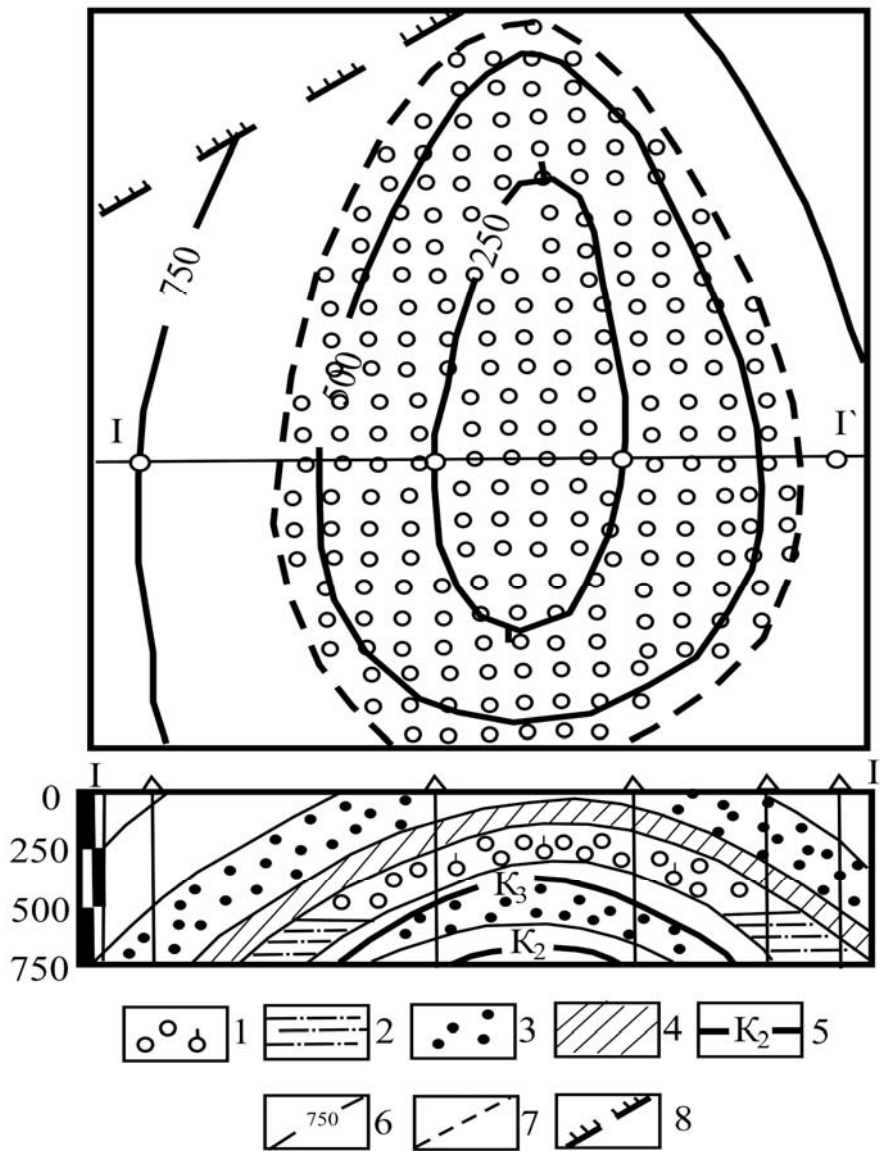
– техногенні газові пастки утворюються в процесі розроблення вугільних пластів, вони приурочені до старих виробок і тріщинуватих розущільнених зон обрушення при підробці вуглевміщуючих порід.



Умовні позначення: 1 – контур газоносності; 2 – газоносний пісковик; 3 – водоносний пісковик; 4 – екранована товща; 5 – породи, що не мають колекторських властивостей; 6 – кордон заміщення піщаного колектора не колектором; ГВК – газоводяний контакт

Рис. 10.1. Приклади пасток структурного (а), структурно-тектонічного (б) і структурно-літологічного (в) типів

Таким чином, першочерговими завданнями вивчення газоносності вуглевміщуючих порід при пошуках і розвідці вугільних родовищ є виявлення сприятливих геолого-структурних умов утворення газових пасток і накопичення в них вільного метану та встановлення площ їх розвитку.



Умовні позначення: 1 – газоносний пісковик; 2 – водоносний пісковик; 3 – безнапірний горизонт; 4 – алевроліт; 5 – вугільний пласт; 6 – ізогіпси покрівлі пласта (м); 7 – зовнішній контур газового скупчення; 8 – розривні порушення

Рис. 10.2. Структурна карта і розріз мікрозалежі вільного газу в вугленосних відкладах

Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів у процесі вуглефікації вугілля і виділенням їх з вугленосної товщі за рахунок міграції до поверхні. Поряд з цим процесом наявний зустрічний рух атмосферних газів у глибину. Таке переміщення газів привело до закономірного перерозподілу атмосферних і катагенних газів, що проявився у вигляді газової зональності (азот-вуглекислий газ-метан).

Сучасна природна метаноносність вугільних пластів є залишковою. Значна частина метану, що утворився, головним чином, на ранніх стадіях формування вугільного родовища, не збереглася. Потужність окремих газових зон у стратиграфічному розрізі коливається від 0 до десятків і сотень метрів.

До складу азотно-вуглекислої та вуглекисло-азотної зон входять два основних компоненти – вуглекислий газ і азот, вміст яких змінюється в межах від 20 до 80 %. Метан виявляється в поодиноких пробах, кількість його не перевищує 10 %. Глибина поширення газів цих зон простежується до 30-60 м.

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

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

Нижня межа зони метанових газів опускається разом із вугленосними відкладами. Кількість метану у вугільних пластах на сучасних глибинах їх розроблення зростає із зануренням на глибину. Максимальна метаноносність складає 20-25 м³/т с.б.м. для слабо-середньо вуглефікованого вугілля і до 35-40 м³/т.с.б.м. – для антрацитів. Із заглибленням у зону метанових газів вміст вуглекислого газу та азоту з рідкими газами знижуються до слідів і відзначається поява важких вуглеводнів, загальний вміст яких на великих глибинах не перевищує 5-10 %.

Вугільні пласти раннього катагенезу, що залягають серед слабо зцементованих і добре проникних порід (пісковики, тріщинуваті вапняки та ін.), піддаються глибшій дегазації, ніж пласти, які пов'язані з комплексом аргілітичних порід, тому за простяганням вони характеризуються різноманітною газоносністю.

У районах середнього і пізнього катагенезу мало тріщинуваті вміщуючі породи практично не впливають на процеси дегазації, тому що газопроникність їх незначна порівняно з вугіллям. Породи з підвищеними колекторськими властивостями за наявності газонепроникливого екрану можуть бути колекторами газу.

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

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

Крім того, вуглефікація визначає інтенсивність розвитку кліважних тріщин, а звідси і газопроникність вугілля. Найбільшою тріщинуватістю характеризується вугілля середньої стадії катагенезу, первинна тріщинуватість у вугіллі ранньої та пізньої стадій катагенезу менша. Тому міграція газів

відбувається інтенсивніше у вугільних пластах, складених вугіллям марок Ж, К і ПС. За наявними даними метаноносність вугілля зростає зі збільшенням вмісту в ньому фізенту. Зростання числа тріщин у вугіллі спостерігається по мірі збільшення вмісту мікрокомпонентів групи вітреніту, що підвищує його газопроникність.

Формування техногенних покладів метану у виробленому просторі шахт.

У процесі розроблення вугільних пластів над виробленим простором лави формується так звана зона обвалення, яка може розглядатися як техногенний поклад метану, складений розущільненими, розтрісканими та розсланцьованими породами, які одночасно служать джерелом генерації метану, і тріщинно-пористим колектором його акумуляції. Функції структури (пастки) і її непроникного перекриття в даному випадку виконують гірські породи, що залягають на деякій відстані над вугільним пластом і не зазнали на собі впливу вугледобувних та очисних робіт (до яких не дійшла зона обвалення).

Внаслідок десорбції у вироблений (вільний від вугілля) простір з вугільного пласта та вміщуючих порід виділяються значні об'єми метану, які скупчуються в тріщинах та порожнинах.

Паралельно з десорбцією відбувається процес розущільнення та розтріскування порід покрівлі та підосви на потужність, що в десятки разів перевищує товщину вугільного пласта. Виділений з вугілля та порід метан вільно переміщується в пористо-тріщинуватому середовищі гірських порід. З усіх можливих форм переміщення (міграції) газу найпоширенішою є вільна форма міграції (по зонах тріщинуватості), міграція разом з пластовою водою та шляхом дифузії газів. Метан виділяється з надроблених та з підроблених пропластків і вугільних пластів неробочої потужності, а також з вуглевміщуючих порід.

Висновки. У складі газів вугленосних відкладень установлені метан, важкі вуглеводні, водень, вуглекислий газ, азот, сірководень, рідкі, радіоактивні та інертні гази – аргон, гелій, криптон, ксенон, радон. З'єднуючись з повітрям, метан утворює суміші: горючі – при вмісті в них метану до 5-6 % і понад 14-16 % і вибухові – при вмісті від 5 до 16 % (максимальна сила вибуху досягається при вмісті метану 9,5 %). Температура загоряння метану знаходиться в межах 670-750⁰ С. Колектор разом з покрішкою є резервуаром газу. У зоні метанових газів вміст метану перевищує 80 %. Кількість метану у вугільних пластах на сучасних глибинах їх розроблення зростає із зануренням на глибину. Максимальна метаноносність становить 20-25 м³/т.с.б.м. для слабосередньовуглефікованого вугілля і до 35-40 м³/т.с.б.м. – для антрацити.

10.3. Вимоги до вивчення та оцінки газоносності вугільних родовищ на різних стадіях геологорозвідувальних робіт

Під час геологорозвідувальних робіт по підготовці запасів метану до промислового видобування виділяються три типи геолого-економічних оцінок, які мають одну мету, але відрізняються своєю детальністю:

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

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

– детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного підприємства, й економічної доцільності інвестування робіт по його облаштуванню та видобуванню метану. ГЕО-1 здійснюється на основі встановлених запасів газу і надається у вигляді техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 повинні забезпечувати прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень.

Технологія видобування метану вугільних родовищ постійно удосконалюється й адаптується щодо конкретних геологічних умов. Відповідно до цього змінюються, уточнюються і корегуються вимоги до вивчення газоносності вугільних родовищ у цілому та вибору критеріїв оцінки перспективності об'єктів першочергового освоєння.

Вивчення газоносності вугленосних відкладів складається з двох етапів:

- польові дослідження;
- камеральне оброблення матеріалів.

При пошуках і розвідці газовугільних родовищ у комплекс польових досліджень входять:

- нагляд за газопроявами під час буріння розвідувальних свердловин, замірювання дебітів газу та води;
- вивчення якісного (компонентного) складу газу вугільних пластів та залишкової газоносності за даними герметичних вакуум-склянок;
- випробовування вугільних пластів за допомогою керногазонабірників (КГН) з метою кількісної оцінки метаносності вугілля;

- визначення метаноносності вугільних пластів і гірських порід за допомогою газового каротажу та промислової геофізики;
- визначення дебітів газу та газового тиску у вугленосних відкладах за допомогою пластовипробувачів;
- відбір породних проб на вивчення колекторських властивостей та вугільних проб на визначення сорбційних властивостей;
- визначення природної газоносності вугільних пластів за допомогою газових зйомок гірничих виробок шахт;
- збір даних про дегазацію та газовість гірничих виробок.

Для визначення промислової значущості газувугільного родовища необхідно вирішити такі нові та важливі завдання:

- крім безпосередніх визначень природної газоносності вугільних пластів керногазонабірником, проводити дослідження сорбційних властивостей вугілля в умовах, близьких до пластових, а також визначати кінетику десорбційних процесів;

- заміряти тиск у вугільних пластах пластовипробувачами за вдосконаленою технологією, яка враховує специфіку повільної газовіддачі пластів вугілля;

- вивчати ємнісні та фільтраційні властивості (проникність) вугільних пластів і породних горизонтів у природному заляганні з використанням пластовипробувачів, геофізичних досліджень у свердловинах, буріння спеціальних кушів свердловин для проведення дослідного гідророзриву та відкачки води, визначення проникності між свердловинними замірами, визначення промислових дебітів газу, коефіцієнтів його вилучення;

- прогнозувати і картувати тріщинуватість пластів за керном та матеріалами геофізичних досліджень у свердловинах;

- вивчати вуглевміщуючі породи як для знаходження скупчень вільних газів, що є джерелом раптового газовиділення у шахтах, так і визначення можливого їх впливу на видобування метану з вугільних пластів;

- будувати карти ізопотужностей вугленосних відкладів, необхідних для оцінки масштабів видобування метану;

- давати прогнозну промислову оцінку метану як корисної копалини на всіх розвідуваних ділянках та площах.

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

Детальність вивчення метановугільних об'єктів (перспективних площ, ділянок, шахтних полів, окремих покладів і родовищ) визначається з метою геологорозвідувальних робіт на кожній стадії (етапі) з забезпеченням раціонального комплексування методів і технологічних засобів робіт залежно від визначення та напрямку використання метану як корисної копалини та вимогами до охорони надр і навколишнього середовища. Результати робіт мають бути достатні для опрацювання проекту розроблення метанового

покладу або технологічної схеми дегазації вугільного родовища, які передбачаються до розроблення з вилучення та використання метану.

Щільність газового опробування, види і обсяги досліджень газоносності вугленосних відкладів, типи застосування засобів видобування метану залежать від багатьох природно-геологічних факторів:

- групи родовищ за величиною газоносності, їх геологічної будови, розподілу газу на площі і в глибину;
- об'єктів досліджень (окремі родовища, шахтні поля, вугільні пласти та вміщуючі породи);
- ступеня катагенезу вугілля та порід;
- форми знаходження газу, ємнісних і фільтраційних властивостей порід і вугілля;
- стадійності пошукових та розвідувальних робіт;
- цільового використання метану як корисної копалини (основної самостійної чи супутньої).

Перспективність промислового розроблення метановугільних родовищ рекомендується визначати в кілька етапів:

– за результатами пошуково-оціночних робіт дається прогнозна оцінка можливого промислового значення вуглеводневих газів (метану) по родовищу (шахтному полю), які вивчаються як корисна копалина та визначається спрямування їх подальшого вивчення з позицій комплексного освоєння газовугільного родовища. На цьому етапі визначаються критерії наступного етапу оцінки (проникність, газодинамічні параметри пластів, сорбційна здатність вугілля);

– за результатами розвідки оцінюється технологічна необхідність та можливість вилучення газів з вуглепородного масиву, визначаються конкретні об'єкти дегазації та раціональність використання газу.

З позиції перспективності і послідовності організації промислового видобування метану з вугільних пластів та вміщуючих їх порід ступінь розвіданості окремих площ (на полях діючих і вугільних шахт, які споруджуються, на детально або попередньо розвіданих та вугленосних ділянках, що розвідуються, а також на пошуково-оцінних вугленосних площах) значення не має. На всіх зазначених групах площ при існуючих стадіях їхньої розвідки, повинні бути поставлені спеціальні роботи по довивченню газоносності (дорозвідки) з установленням умов вилучення метану і можливостей застосування варіантів технології видобування.

На завершальній стадії розвідувальних робіт для визначення величини та якості ресурсів і запасів метану та проведення геолого-промислової оцінки перспективності освоєння газовугільного родовища необхідно в його межах виділити еталонні ділянки (полігон, горизонт, блок, зону, поверх тощо), де провести дослідно-промислове розроблення (дегазацію). Таких еталонних ділянок може бути 1-3 на всій (розрахунковій) площі (родовищі) яка розвідується, залежно від складності геологічної будови, особливості розповсюдження газоносності по площі, ступеня вуглефікації вугілля, фільтраційно-ємнісних властивостей порід та інших факторів. Еталонна

ділянка повинна повністю відображати фактичну різноманітність геологічних умов розрахункової ділянки. Тільки відпрацювання в дослідному режимі раціональної технології видобування метану на конкретній еталонній ділянці (полігоні) дозволить визначити коефіцієнт вилучення метану, який використовується для прогнозування обсягів видобування його, дебіту метанових свердловин та підрахунку запасів газу в межах еталонної ділянки. Дослідно-промислове розроблення (дегазація) виконується за окремим проектом відповідно вимог технічного регламенту «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ» [10].

Коефіцієнт вилучення газу метанових свердловин обґрунтовується поваріантними технологічними та техніко-економічними розрахунками в ТЕО кондицій для встановленого природного режиму (базовий варіант), або враховуючи можливість його підвищення в разі одержання позитивних результатів під час проведення дослідно-промислового розроблення (дегазації).

Вимоги до вивчення родовищ (покладів) вільного газу (метану), що залягають у не розвантаженому від гірського тиску вуглепородному масиві, регламентуються «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу».

Об'єктами вивчення є вугільні пласти та вуглевміщуюча товща порід, до складу якої входить комплекс відкладів пісковиків, вапняків, алевролітів з розсіяною та концентрованою вугільною речовиною у вигляді лінз, прожилків та прошарків товщиною до 0,1 м, а також вуглисті породи із зольністю, вищою від граничних значень для забалансованих запасів вугілля (до 75 %).

З метою повнішого урахування всіх особливостей об'єктів, які досліджуються в т.ч. форм знаходження в них вуглеводневих газів, потрібно раціонально комплексувати методи дослідження так, щоб кожний об'єкт був вивчений із застосуванням методів і технічних засобів, які відповідають йому, при обов'язковому дотриманні вимог з охорони довкілля. Раціональне комплексування цих методів та технічних засобів досліджень наведено в табл. 10.1.

Таблиця 10.1.

Види досліджень, методи та технічні засоби для комплексного вивчення газоносності вугільних родовищ

Об'єкти досліджень	Вугільні пласти та вуглисті породи			Вуглевміщуючі породи		
	Робочі вугільні пласти	Вугільні не робочі пласти, прошарки, лінзи, із зольністю до 40-45 %	Вуглисті породи із зольністю 40-60 %	Тонко і дрібно-зернисті породи з вмістом вугільної речовини 5-25%	Щільні тонко-дрібно-зернисті породи з вмістом РОР менше 5 %	Порові та тріщинуваті колектори

Форми знаходження газу	Сорбований – 90-95 %	Сорбований – 70-90 %	Сорбований 70-20%. Розсіяний газ вільної фази і розчинений газ у порових водах	Сорбований до 10-20 % Розсіяний газ у вільному середовищі, розчинений у порових водах	Скупчення вільного газу. Розчинений газ у рухомих та тріщинних водах
Види та параметри дослідження	Геологічні, геофізичні, літолого-петрографічні, лабораторні. Визначення морфології та петрографічного складу вугілля пластів, прошарків, визначення кількості концентрованої та розсіяної вугільної речовини (сухої беззольної маси). Визначення сорбційних властивостей вугілля та вуглистих порід, пористості та газопроникності.		Визначення кількості розсіяної вугільної речовини. Визначення пористості та проникності порід.	Геологічні, геофізичні, літолого-фаціальні, гідро-геологічні гідрохімічні дослідження та геолого-структурний аналіз. Визначення параметрів порових та тріщинних колекторів та покриток, визначення ємнісних та фільтраційних властивостей геофізичними методами.	
Методи та технічні засоби вивчення газів	Опробування ГКН, герметичними стаканами, дослідження пластів випробувачами. Комплексний метод із застосуванням газового каротажу. Газова зйомка в гірничих виробках. Метод прогнозу потенційної метаноносності за сорбційними характеристиками з моделюванням пластів тисків та температур. Для вугільних неробочих пластів та прошарків проводиться екстраполяція даних по газоносності вугілля найближчих робочих пластів		Відбір проб у герметичні стакани по свердловинах та у гірничих виробках. Газовий каротаж. Метод прогнозу потенційної метаноносності за сорбційними характеристиками	Дослідження свердловин пластів випробувачами на тубах. Визначення газодягностичного контакту та оконтурювання газового покладу геологічними та геофізичними методами. Проведення промислових випробувань у відкритому каналі по опорних свердловинах	

Примітка до табл. 10.1.:

1. Щільність газового випробування на різних стадіях розвідування вугільних родовищ під час вивчення метану як супутньої корисної копалини наведена у відповідних нормативних документах [10-12].

2. Коливання величин щільності випробування зумовлено складністю тектонічної будови.

Висновки. Виділяються три типи геолого-економічних оцінок: початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3); попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2); детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1). Вивчення газоносності вугленосних відкладів складається з двох етапів: польові дослідження та камеральне оброблення матеріалів. Дослідно-промислове розроблення (дегазація виконується за окремим проектом відповідно до вимог технічного регламенту «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ» (ГТР 10.1 25590072. 002:2004).

10.4. Розподіл вуглегазових родовищ за величиною запасів метану та складністю геологічної будови

Згідно з «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геологічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» за обсягом видобувних запасів газові родовища поділяються на групи [24]:

- унікальні – понад 300 млрд. м³ газу;
- дуже великі – 100-300 млрд. м³ газу;
- великі – 30-100 млрд. м³ газу;
- середні – 10-30 млрд. м³ газу;
- невеликі – 5-10 млрд. м³ газу;
- дрібні – 1-5 млрд. м³ газу;
- дуже дрібні – до 1 млрд. м³ газу.

Відповідно до діючого розподілу родовищ (покладів) природного газу (метану) за величиною видобувних запасів вуглегазові родовища слід відносити до сьомої групи як дуже дрібні. Крім цього ці родовища, як нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини, відносяться до важко видобувних, які потребують використання новітніх технологій по вилученню метану.

Тому для геолого-економічної оцінки потрібне визначення промислових запасів, вилучення та використання яких визначає рентабельність розроблення (дегазації) покладів. За величиною метаноносності та складом газів вугільних родовищ, ступенем газонасиченості вуглевміщуючих порід, формою знаходження, характером розподілу і умовами накопичення газу вугільні родовища діляться на чотири групи.

До першої групи відносяться родовища, що розташовані в зоні епігенетичного газового вивітрювання вугленосної товщі, яка містить вугілля від марок БД до А, а також у зоні катагенної деметанізації суперантрацитів. Метаноносність вугільних пластів не перевищує 2-5 м³/т с.б.м. Відсутні стабільні виділення метану у гірничі виробки шахт. Родовища першої групи практично не містять вуглеводневих газів і ресурси (запаси) по них не підраховуються. Такі родовища займають значні території в Донбасі.

До другої групи належать вугільні родовища простої будови, які пов'язані з непорушеними структурами та похилим моноклінальним заляганням порід, що містять вугілля марок Д і Г, поширенням пісковиків, які витримані за потужністю та колекторськими властивостями за площею і в

розрізі. Метаноносність вугільних пластів – від 5-7 до 10-18 м³/т с.б.м. Пісковики містять розчинений газ у пластових водах.

До третьої групи відносяться вугільні родовища з переважанням у розрізі продуктивних товщ, приурочених до простих, складчастих або крупноблокових структур з відносно витриманими за потужністю пластами вугілля марок ПС-П і низьковуглефікованими антрацитами, низько пористими, але тріщинуватими пісковиками. Максимальна метаноносність вугільних пластів є 30-40 м³/т с.б.м. Інтенсивність метановиділень у гірничі виробки досягає 100-200 м³/т вугілля. Проводиться дегазація масиву.

До четвертої групи відносяться родовища, які характеризуються:

– складною будовою з мінливими колекторськими властивостями порід і відносно витриманими за потужністю вугільними пластами при різних умовах їх залягання внаслідок інтенсивних проявів дрібної складчастості або розривних порушень, які створюють дрібноблокові структури і різного роду пастки для накопичення і зберігання вільного газу, нерівномірним характером розподілу газів за площею, складними гірничо-геологічними умовами розроблення, які супроводжуються суфлярними виділеннями, раптовими викидами вугілля, порід і газу. Під час буріння пошуково-розвідувальних свердловин спостерігаються інтенсивні газовиділення із вугільних пластів і вміщуючих порід. Метаноносність вугільних пластів досягає 15-30 м³/т с.б.м. Висока газонасиченість порід за наявності гранулярно-тріщинних колекторів. Присутність вільних скупчень газу в породах, висока газовіддача вугілля. Здійснюється дегазація масиву;

– добре вираженими структурами, до яких приурочені різного типу пастки з промисловими запасами вільних вуглеводневих газів у вміщуючих породах; запаси газу 0,1-1,0 млрд. м³ та дебіт понад 5 тис. м³/добу.

Виходячи із наведеної класифікації вугільних родовищ за показником газонасиченості, найперспективнішими та першочерговими об'єктами для проведення робіт з виявлення, витягнення та використання метану вугільних пластів і вміщуючих порід будуть родовища IV групи і, меншою мірою, III групи, масштаби запасів метану в яких коливаються від сотень мільйонів до одного млрд. м³ і більше.

Висновки. Газові родовища поділяються на групи: унікальні; дуже великі; великі; середні; невеликі; дрібні; дуже дрібні. За величиною метаноносності та складом газів вугільних родовищ, ступеня газонасиченості вуглевміщуючих порід, формою перебування, характером розподілу та умовами накопичення газу вугільні родовища діляться на чотири групи: не більше 2-5 м³/т.с.б.м.; від 5-7 до 10-18 м³/т с.б.м.; до 30-40 м³/т.с.б.м.; до 15-30 м³/т.с.б.м.

10.5. Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) за ступенем геологічного вивчення та геолого-промисловим значенням

Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» (1997 р., 2004 р. м. Київ) та «Інструкції із

застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» (1998 р. м. Київ) запаси та ресурси газу (метану) вугільних родовищ за ступенем вивчення та достовірності поділяються на групи і категорії [10-12].

Запаси метану за ступенем вивчення поділяються на дві групи: розвідані та попередньо розвідані.

– Розвідані запаси – це обсяги газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для опрацювання проектів будівництва газовидобувних об'єктів. Розвідані запаси – це запаси категорії С₁ газу (метану) вугільного родовища стосовно скупчень (покладів) сорбованих, вільних, водорозчинних, розсіяних та інших газів, промислове значення яких установлене за результатами пошуково-розвідувальних робіт, дослідно-промислового розроблення (дегазації), частковим випробуванням свердловин з одержаними стислими припливами газу (більше 5 тис. м³ метану на добу), геологічних, гідродинамічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Без позитивних результатів дослідно-промислової дегазації запаси метану не можуть бути віднесені до балансової групи розвіданих запасів. Запаси категорії С₁ слід вивчити детально, Це забезпечить отримання вихідних даних для техніко-економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з організації промислового видобування газу (метану).

– Попередньо розвідані запаси – це група запасів газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші умови і характер залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища і доцільності його розроблення. Попередньо розвідані запаси є основою для обґрунтування доцільності подальшої розвідки та дослідно-промислової дегазації. Вони можуть бути проіндексовані літерою категорії запасів С₂, до якої належать запаси того покладу (його частини), метаноносність якого визначена за результатами газового випробування, геологічних, геофізичних та газодинамічних досліджень свердловин (частина свердловин може бути досліджена випробувачем пластів). До їх числа належать також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок з розвіданими запасами.

За ступенем вивчення і достовірності ресурси газів вугільних родовищ поділяються на дві групи: перспективні і прогнозні.

– Перспективні ресурси метану – це обсяг метану у вугільних пластах, пропластках і вміщуючих породах, кількісно визначений за результатами проведених досліджень газоносності з використанням прямих та побічних методів безпосередньо під час буріння свердловин або проведення газового балансу гірничих виробок у шахті без урахування технічної можливості та економічної доцільності вилучення метану з надр. Промислова газоносність не доведена. Ці ресурси метану можуть бути проіндексовані літерою категорії С₃. Вони пов'язані з об'єктами, підготовленими до геологічної розвідки та

дослідно-промислової дегазації скупчень сорбованого, вільного, водорозчинного та інших форм газу.

– Прогнозні ресурси – це обсяг метану, який знаходиться у вугільних пластах і вміщуючих породах у межах регіону, окремої структури або площі, де доведена промислова газонасність по суміжних площах або виходячи з загальних закономірностей розподілення газу на підставі позитивних геологічних, літологічних, тектонічних та інших передумов. Ці ресурси придатні для видобування та утилізації метану в доступному для огляду майбутньому. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів визначається на підставі припущених параметрів за аналогією. Прогнозні ресурси газу (метану) є основою для обґрунтування проведення регіональних та прогнозно-геологічних робіт.

Прогнозні ресурси газу включають категорії D_1 і D_2 :

– категорія D_1 – це прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються в межах великих регіональних структур з доведеною газонасністю. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів газу категорії D_1 , проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється;

– категорія D_2 – це прогнозні ресурси газу літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються у межах крупних структур, промислова газонасність яких ще не доведена. Перспективи газонасності цих комплексів прогноуються на основі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться на основі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища газу.

За ступенем техніко-економічного вивчення запаси і ресурси метану поділяються на три групи:

– До першої групи відносяться запаси, на базі яких проведена детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння. Матеріали ГЕО-1, що затверджені Державною Комісією України по запасах корисних копалин, є для інвестора основним документом, що обґрунтовує економічну доцільність фінансування робіт з розробки проекту будівництва підприємства по видобуванню метану вугільних родовищ;

– До другої групи відносяться запаси, на основі яких проведена попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) їх промислового значення. Матеріали ГЕО-2 у вигляді техніко-економічної доповіді (ТЕД) повинні бути апробовані ДКЗ України або замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт по подальшому вивченню і використанню цих запасів;

– До третьої групи відносяться запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної ділянки для відкриття покладів метану. Матеріали у вигляді техніко-економічних міркувань (ТЕМ) повинні бути схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

За промисловим значенням запаси газу вугільних родовищ розподіляються на групи:

– балансові запаси, які на момент оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками можна ефективно видобувати і використовувати;

– умовно балансові запаси, ефективність видобування і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки;

– позабалансові запаси, видобування і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільними, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення.

Умовно балансові і позабалансові запаси при обліку в статистичних формах (державний баланс запасів та ін.) враховуються, як правило, сумарно.

Серед балансових запасів газу (метану) вугільних родовищ за умовами видобування і використання виділяються видобувні, важко видобувні і дотаційні за такими критеріями:

– для видобувних запасів – рентабельність виробничої діяльності газовугільного підприємства (промислу), що проектується, визначена ДКЗ, перевищує ставку рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

– для важко видобувних запасів – рентабельність виробничої діяльності газовугільного підприємства (промислу), що проектується, визначена ДКЗ, не перевищує ставки рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

– для дотаційних запасів – ефективність видобування і використання корисних копалин газовугільним підприємством (промислом), що проектується, визначена ДКЗ, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Важко видобувні та дотаційні запаси газу (метану) обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

Ресурси газу (метану) перспективні і прогностні, кількісна та економічна оцінка яких проводиться за припущеними параметрами, в повному обсязі (загальні ресурси) належать до групи, промислове значення якої не визначено. Ця група ресурсів відповідно до міжнародних вимог використовується для обліку кількості газу, який може бути залучений для пошуків та розвідки.

Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт та розрахунку їхнього промислового значення під час складання початкової геолого-економічної оцінки (ТЕМ) в загальних ресурсах (запасах) може виділятися їх видобувна частина. Ця частина ресурсів (запасів) використовується тільки на галузевому рівні підприємств, які причетні до геологорозвідувальних робіт.

Виконання ЧЕС, ТЕО повинні проводити спеціалізовані геологічні підприємства та науково-дослідні інститути, які спеціалізуються на вивченні газоносності, проведенні геолого-економічної оцінки, розробленні та використанні метану вугільних родовищ.

Розподіл запасів і ресурсів метану на класи відповідно до **Міжнародної рамкової тримірної класифікації**.

Запаси і ресурси метану, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступеня техніко-економічного та геологічного вивчення, розподіляються на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. У цьому коді одиницям відповідають групи запасів і ресурсів за ступенем геологічного вивчення, десяткам – за ступенем техніко-економічного вивчення і сотням – за промисловим значенням.

Всього по метану виділяється 9 класів різних рівнів вивченості запасів і ресурсів метану об'єктів геологорозвідувальних робіт відповідно до таблиці 10.2.

Класи під кодом 121 та 122, які об'єднують балансові запаси, що економічно попередньо оцінені.

Клас 211 включає умовно балансові запаси, які розвідані та детально економічно оцінені.

Класи 221 і 222 об'єднують позабалансові розвідані та попередньо розвідані запаси, що попередньо оцінені економічно.

До класів 332, 333 відносяться попередньо розвідані запаси та перспективні ресурси, що вперше економічно оцінені і промислове значення їх не визначено.

Таблиця 10.2.

Розподіл запасів і ресурсів метану на класи

Групи запасів			Категорії запасів (ресурсів)			Код класу
за промисловим значенням	за ступенем техніко-економічного вивчення	за ступенем геологічного вивчення	газові родовища	газовугільні родовища		
			газ	вугілля	метан	
Балансові запаси(1..)	ГЕО-1 (.1.)	розвідані запаси(..1)	A+B+C ₁	A+B+C ₁	C ₁	111
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси(..2)	C ₁	B+C ₁	C ₁	121
	ГЕО-2 (.2.)	попередньо розвідані запаси(..2)	C ₂	C ₂	C ₂	122
Умовно балансові та забалансові запаси (2..)	ГЕО-1 (.1.)	розвідані запаси(..1)	A+B+C ₁	A+B+C ₁	C ₁	211
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси(..1)	C ₁	B+C ₁	C ₁	221
	ГЕО-2 (.2.)	попередньо розвідані запаси(..2)	C ₂	C ₂	C ₂	222
Промислове значення не визначено(3.)	ГЕО-3 (.2.)	Попер. розв. зап. (.2)	C ₂	C ₂	C ₂	332
	ГЕО-3 (.3.)	персп. ресур. (.3)	C ₃	P ₁ ,P ₂	C ₃	333
	ГЕО-3 (.3.)	прогн. ресур. (.4)	Д ₁ ,Д ₂	P ₃	Д ₁ ,Д ₂	334

Висновки. Запаси і ресурси газу вугільних родовищ за ступенем вивчення та достовірності розділяються на групи і категорії. Запаси поділяються на розвідані і попередньо розвідані. Ресурси газів вугільних родовищ поділяються на перспективні та прогнозні. Прогнозні ресурси газу включають категорії D_1 і D_2 . За ступенем техніко-економічної вивченості запаси і ресурси метану поділяються на три групи: перша група – проведена детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння; друга група – проведена попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) їхнього промислового значення; третя група – проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної ділянки. Розподіл запасів і ресурсів метану на класи відповідно до Міжнародної рамкової тривимірної класифікації здійснюється по 9 класах різних рівнів вивченості запасів і ресурсів метану об'єктів геологорозвідувальних робіт.

10.6. Вимоги до підрахунку запасів та оцінки перспективних ресурсів метану вугільних родовищ

Підрахунок запасів та оцінка перспективних ресурсів газу проводиться на визначену дату згідно з вимогами «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» (1997 р, 2004 р, м. Київ) [10-12], якою передбачається визначення:

– загальних запасів (ресурсів) вільного, сорбованого і розчиненого газу (метану), що виявлені і підраховані або очікуються на місці залягання за даними геологічного вивчення;

– балансових запасів, що є часткою загального обсягу запасів (ресурсів) газу (метану), видобування і використання яких є економічно доцільними за умови раціонального використання сучасної техніки і технологій та дотримання вимог до охорони надр і природи. При розподілі запасів (ресурсів) вуглеводнів на групи за промисловим значенням тільки ця частка загальних запасів (ресурсів) належить до балансових.

В основу вимог до підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) покладена нова концепція геолого-технологічної оцінки його як основної корисної копалини, яка згідно з законом України відноситься до альтернативних видів палива, видобування їх потребує застосування новітніх технологій, які не використовуються для видобування традиційних видів палива.

При геолого-промисловій оцінці газонасності вугільних родовищ їх слід розглядати як метановугільні, розроблення яких належить проводити з обов'язковим, технологічно необхідним вилученням і використанням метану та розглядати як комплексні родовища, в межах яких вугілля і метан є основними корисними копалинами. Метан при цьому може оцінюватися як основна та самостійна корисна копалина, а її видобування здійснюється незалежно від розроблення вугільних пластів або як супутня корисна копалина, вилучення

якої технологічно необхідне для здійснення безпечного видобування основної корисної копалини – вугілля.

Оцінка метану як корисної копалини, підрахунок його запасів та перспективних ресурсів залежать від:

- геологічної будови вугільного родовища та форм знаходження метану у вугленосних відкладах;
- масштабу покладів (скупчень);
- практичної і соціальної (для безпеки видобування) потреб;
- технологій вилучення та використання метану;
- доступності освоєння метану вугільних родовищ;
- економічної і екологічної доцільності видобування та використання метану.

Вплив цих факторів змінюється з часом. Тому оцінка метану як корисної копалини у вугільних родовищах повинна здійснюватися як з позицій сьогодення, так і з прогнозних позицій, що враховують можливості і перспективи вдосконалення існуючих технологій видобування метану з вугленосних відкладів, так і створення нових.

Обґрунтування і критерії для підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) на вугільних родовищах залежать від направленості, цільового призначення підрахунку їх запасів та оцінки як супутньої або основної корисної копалини.

Критерії для підрахунку запасів, оцінки ресурсів вуглеводних газів у покладах сорбованого метану у вугільних пластах і в покладах (скупченнях) вільних газів принципово відмінні. У зв'язку з цим виникає необхідність окремого виділення критеріїв для підрахунку запасів газу як за видами корисної копалини (супутньої чи самостійної) так і для зазначених типів покладів сорбованого газу вугільних пластів, скупчень вільних газів у вміщуючих породах, розчинених газів у підземних водах, а також вільних газів техногенних утворень розвантаженого від гірського тиску масиву.

Метан, який підлягає економічно та екологічно доцільному видобуванню вуглегазовим промислом, оцінюється і підраховується в пластах вугілля різного ступеня вуглефікації (від марки Д до марки П), з показником відбиття від 0,5 до 2,0 в імерсії, при метаноносності пластів більше $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Оцінка запасів та ресурсів метану як основної корисної копалини.

Найперспективнішим для видобування метану є малозольне вугілля. Вугільні пласти при зольності 40 % погано піддаються технологічній стимуляції газовіддачі, видобування метану стає складним, малодобітним та нерентабельним. Тому підрахунки запасів метану необхідно здійснювати лише у пластах із зольністю не вище 35 %.

Підрахунок ресурсів (запасів) метану доцільно здійснювати до глибини 1800 м, що доцільно як з позицій ув'язки з глибинами підрахунків ресурсів (запасів) вугілля, так із тим, що нижче цих глибин вугільні пласти практично вже не піддаються гідророзриву.

З огляду на поширення в Донбасі пластів з балансовими запасами вугілля пропонується підраховувати запаси метану у вугільних пластах потужністю більш 0.8 м (по сумі вугільних пачок). Підрахунок й обліку підлягають

балансові і забалансові запаси метану при наявності його в надрах без відрахування витрат, пов'язаних з розробленням покладів газу.

Ресурси (запаси) метану у вугільних пластах та вуглевміщуючих породах оцінюються і підраховуються:

– на полях діючих вугільних шахт та тих, що споруджуються (при здійснюваній чи намічуваній дегазації – у цьому випадку запаси метану як самостійної і як супутньої корисної копалини будуть збігатися); відсутність технологічної необхідності шахтної дегазації не виключає доцільність вуглегазового промислу;

– на детально або попередньо розвіданих та вугленосних ділянках, що розвідуються;

– на пошуково-оцінених вугленосних площах.

Об'єкти, площі, границі і глибини підрахунку запасів метану у вугільних пластах для оцінки перспектив його самостійного видобування устанавлюються геологічними та технічними завданнями замовників – організацій, що здійснюють чи планують видобування метану з вугільних родовищ.

Оцінка запасів та ресурсів метану як супутньої корисної копалини.

Відповідно до діючих вимог як супутня корисна копалина може розглядатися лише метан вугільних пластів та вуглевміщуючих порід, що підлягає шахтній дегазації та знаходиться в зоні необхідного і технологічно можливого вилучення його засобами шахтної дегазації (свердловинами підземного і наземного буріння) під час видобування основної корисної копалини – вугілля з наступним використанням каптованого газу. Запаси (ресурси) такого метану підлягають оцінці та підрахунку. Оцінюється також метан у неробочих вугільних пластах, пластах-супутниках, вуглевміщуючих породах, які залягають у зоні дегазації яка проектується.

Ресурси (запаси) метану підраховуються відповідно до встановлених кондицій одночасно з підрахунком запасів вугілля на розвіданих ділянках і шахтних полях по спеціальних програмах і тематичних завданнях. Доцільність підрахунку ресурсів (запасів) метану встановлюється при техніко-економічному обґрунтуванні постійних кондицій для підрахунку розвіданих запасів вугілля.

До оцінки ресурсів (запасів) вуглеводневих газів як супутньої копалини формально включається вся сума їх компонентів у надрах хоча реальною супутньою копалиною з вуглеводневих газів, що сорбовані у вугіллі та розсіяні у вміщуючих породах, практично є метан.

Графічною основою підрахунку запасів метану у вугільних пластах служать гіпсометричні плани підрахунку запасів вугілля по пластах, карти і розрізи прогнозу газоносності вугільних пластів, на які наносяться контури здійснюваної, намічуваної чи в перспективі необхідної (по газовому показнику) дегазації, а також графіки наростання метаносності вугілля із глибиною.

Основними критеріями промислової значущості метану, що попутно вилучається, є: технологічна необхідність і можливість дегазації вугільних пластів на родовищі, шахтному полі (розвідницькій ділянці), кількість і якість

каптованого газу відповідно до здійснюваної чи намічуваної схеми дегазації, можливість його зниження відповідно до правил безпеки робіт, економічні показники використання попутно добутого метану.

Перспективними для видобування і використання метану є поля діючих і споруджуваних шахт, на яких здійснюється, чи проектується, намічається дегазація (завчасна, попередня, випереджальна і т.д.), а також розвідані площі (ділянки), де за умовами метаноносності вугільних пластів вилучення метану засобами шахтної дегазації (підземними чи наземними свердловинами) буде технологічно необхідною.

Об'єктами підрахунку ресурсів (запасів) є поклади (скупчення) сорбованого метану, що задовольняють вище викладені вимоги до них як супутньої корисної копалини:

– метан, який знаходиться в робочих (по потужності) пластах кам'яного вугілля з метаноносністю понад $10 \text{ м}^3/\text{т}$ вугілля, а також у пластах антрацитів з метаноносністю понад $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$;

– метан, який знаходиться у неробочих (некондиційних по потужності і зольності) пластах, що залягають у зоні діючої запланованої чи перспективно намічуваної (по газоносності робочих пластів) шахтної дегазації (наземними чи підземними свердловинами);

– у малопотужних прошарках вугілля (до $0,1 \text{ м}$), у вуглистих і безвугільних породах оцінюються тільки прогнозні ресурси метану як супутньої корисної копалини.

Межами підрахунку ресурсів (запасів) метану в розрізі товщі приймаються інтервали (контури), в межах яких вилучення метану під час розроблення вугільних пластів технологічно необхідно і можливо, а використання метану економічно й екологічно виправдано. Контури дренального впливу скважинних дегазаційних шахтних систем (діючих чи тих що намічаються), систем розроблення пластів, способів і систем їхньої дегазації, які встановлюються за аналогією з діючими. При відсутності проектних рішень, перспективних проробок щодо постановки намічуваних робіт, межі підрахунку запасів метану встановлюються в ТЕО кондицій за досвідом робіт з урахуванням геолого-структурних особливостей родовища (шахтного поля розвіданої ділянки), його вугленосності, положення вугільних пластів у розрізі дегазації на шахтних полях і розвіданих ділянках. Інтервали дегазації розрізу вугленосної товщі запасів (ресурсів) приймаються по величинах підробки і надробки вугільних пластів, у межах яких звичайно і проводиться дегазація пластів. Підрахунок ресурсів (запасів) метану не проводиться в пластах кам'яного вугілля з метаноносністю менш $10 \text{ м}^3/\text{т}$, антрацитів з метаноносністю менш $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$, а також у пластах суперантрацитів, незалежно від глибини їхнього залягання, оскільки газобезпечність розроблення таких пластів забезпечується тільки вентиляцією (без дегазації). Підрахунок ресурсів (запасів) також не проводиться, якщо вилучення метану технічно нездійснено, економічно недоцільно чи не викликається технологічною необхідністю для здійснення безпечного видобування вугілля.

Вихідними даними для підрахунку ресурсів (запасів) метану є:

- запаси (ресурси) вугілля по горизонтах, ділянках і пластах у межах (інтервалі) підрахунку газу (тобто в контурах дегазації, яка намічається);
- показники природної метаносності ($\text{м}^3/\text{т}$ вугілля) пластів по горизонтах і ділянках, прийняті за результатами випробування і рекомендовані в геологічних звітах для проєктованих розрахунків очікуваної метановості гірничих виробок;
- показники метаносності газоносних пісковиків;
- показники метаносності невипробуваних пластів приймаються за аналогією із суміжними чи зближеними вивченими пластами (з урахуванням ступеня вуглефікації вугілля).

Стан, планування і перспективи розвитку дегазаційних робіт на площах перспективних для вилучення та утилізації вуглеводневих газів визначаються за досвідом роботи діючих суміжних шахт, за проєктами будівництва нових та реконструкції старих шахт, за ТЕО постійних кондицій шахтних полів та ділянок, які розвідані, а також за прогноною геологічною оцінкою перспектив промислової дегазації у шахтах, що проєктуються або будуть будуватися в майбутньому на основі:

- визначення кількісних характеристик газоносності вугільних пластів, їх змін за площею та на глибину;
- показників вуглефікації вугілля, що визначають характерні особливості газоносності, її рубіжні значення, спрямованість та інтенсивність змін за площею та на глибину;
- вивчення структурних особливостей шахтних полів, окремих ділянок і площ, що зумовлюють межі розвитку гірничих робіт та зростання газоносності.

При оцінці економічної ефективності використання попутньо видобутого метану варто враховувати тільки витрати, безпосередньо пов'язані з будівництвом газопроводу й експлуатацією паливних комплексів (котелень). Витрати на проведення дегазації (завчасної, попередньої або випереджальної) повинні відноситися на вартість видобутого вугілля, оскільки дегація є необхідною технологічною частиною процесу вуглевидобування і диктується вимогами дотримання безпечного ведення гірничих робіт. Крім того належить врахувати пільги, передбачені міжнародними угодами за скорочення надходження метану в атмосферне повітря, як одного з парникових газів.

Ресурси (запаси) метану в контурах наміченої чи здійснюваної дегазації підраховуються в розвіданих балансових і забалансових запасах вугілля по пластах (чи їх частинах), виключених з підрахунку запасів вугілля по параметрах потужності пластів і зольності вугілля.

Окремі положення та критерії оцінки запасів (ресурсів) вільного метану у скупченнях (покладах) вугільних родовищ.

Метан у вільних скупченнях вугільних родовищ необхідно розглядати як самостійну або супутню копалину. Рентабельність видобування метану з таких скупчень залежить, передусім, від глибини їх залягання, характеру покладів, величини запасів, вимог споживача, кон'юнктури ринку, тощо.

По фактичним матеріалам, у вугільних родовищах скупчення вільного газу є не тільки дрібними і малодебітними, але належать, як правило, до типу покладів дуже складної будови. Ці обставини служать причиною того, що газові скупчення на вугільних родовищах найчастіше не мають самостійного промислового значення. У той же час супутнє розроблення на одній площі (ділянці, структурі) покладів сорбованого метану у вугільних пластах і скупчень вільних газів у вугленосній товщі підвищує технологічні можливості, збільшує обсяг вилучення з надр, поліпшує економічну доцільність видобутку метану, що робить більш раціональну комплексну розробку метановугільного родовища.

Поклади вільного газу можуть бути промисловими і не промисловими, що не рентабельні для газової промисловості. Перші оцінюються та розробляються за методиками і технологіями, традиційними для газових родовищ, другі – залежно від розрахункової рентабельності його видобування.

Перспективи і можлива організація освоєння скупчень вільних газів повинна оцінюватися з наступних позицій:

- як промислові поклади самостійної корисної копалини (більше 0,1-0,3 млрд. м³ газу), що представляють промислове значення для традиційного нафтогазового промислу при дебітах свердловин понад 20 тис. м³/добу, а в промислово-освоєних районах – більше 5 тис. м³/добу;

- скупчення вільних вуглеводних газів як самостійної корисної копалини (менше 0,1-0,3 млрд. м³ газу), що включаються в супутню розробку на площах комерційного самостійного видобування метану з вугільних пластів вуглегазовим промислом;

- скупчення вільних вуглеводних газів як супутньої корисної копалини (менше 0,1-0,3 млрд. м³ газу), що вилучається для забезпечення безпечного видобутку вугілля за рахунок засобів шахт.

Оцінка перспектив видобування метану з промислових покладів вільних газів входить до сфери діяльності й прерогативи нафтогазового (традиційно газового) промислу.

Вуглеводневі поклади вільного газу в породах (на відміну від газів вугільних пластів) можуть і повинні розглядатися як супутня копалина, скупчення якої знаходяться на значних відстанях (до 1 і більше одного км) від вугільних пластів, що розробляються, контурів їх розробки, зон дренажу вугленосної товщі дегазаційними системами, спрямованими на вугільні пласти та вміщуючи породи. Вільні гази таких скупчень можуть активно впливати на шахтну атмосферу по розривних порушеннях, природних та експлуатаційних тріщинах, що проникли в породи при зміні стану гірничого масиву під впливом на нього підземних виробок, і тому підлягають обов'язковому вилученню різними методами та способами дегазації.

Висновки. Підрахунок запасів і оцінка ресурсів газу проводиться на певну дату згідно з вимогами «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України», якою передбачається визначення загальних запасів (ресурсів) вільного, сорбованого і розчиненого газу (метану) і балансових запасів. Метан, який підлягає видобуванню вуглегазовим

промислом, оцінюється і підраховується в пластах вугілля різного ступеня вуглефікації (від марки Д до марки П), з показником відбивної здатності від 0,5 до 2,0 в імерсії, при метаносності пластів більше $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. Підрахунок ресурсів (запасів) метану доцільно здійснювати до глибини 1800 м., оскільки нижче цих глибин вугільні пласти практично не піддаються гідророзриву. Підрахунок ресурсів (запасів) метану не проводиться в пластах кам'яного вугілля з метаносністю менше $10 \text{ м}^3/\text{т}$, антрациту з метаносністю менш $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$, а також в пластах суперантрацитів незалежно від глибини їх залягання.

10.7. Методики підрахунку ресурсів метану вугільних родовищ

Оцінка кількості та якості газу (метану) вугільних родовищ проводиться залежно від можливих напрямків його використання в промисловості та господарстві згідно з затвердженими кондиціями, вимогами діючих державних і галузевих стандартів, технічними умовами і з урахуванням технології їхнього видобування, що забезпечує комплексне використання.

Запаси та ресурси метану у вуглегазових родовищах підраховуються на наступних площах:

- на полях діючих шахт та тих, що будуються;
- на резервних ділянках для нового шахтного будівництва (група «а») та реконструкції шахт (група «б»);
- на ділянках, що розвідуються та перспективних для розвідки ділянках.

З урахуванням специфіки вугленосних покладів виділяються різні джерела знаходження газу (метану):

- вугленосні пласти робочої та неробочої потужностей розвіданих ділянок поза межами шахтних полів; видобування з них метану як самостійної корисної копалини здійснюється безшахтним способом за допомогою поверхневих свердловин;

- вугленосні породи покрівлі та підшви робочих пластів з пластами-супутниками, що розвантажуються від гірничого тиску за рахунок видобування шахтами вугілля; вилучення газу з цього джерела здійснюється лише попутно з вуглевидобуванням за допомогою як підземних, так і наземних дегазаційних свердловин та дегазаційних систем;

- невеличкі скупчення та пастки вільного газу в структурах вуглевміщуючих порід, де метан знаходиться в легкорухливому стані, що дозволяє видобувати його звичайним газопромисловим методом. При значних запасах газу видобування можливо здійснювати автономно за допомогою поверхневих свердловин. При малих запасах газу це джерело може служити об'єктом супутнього шахтного видобування;

- водонасичені піщані горизонти вугленосних відкладів;
- техногенні утворення в гірничих виробках.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) в кожному джерелі його знаходження має свої способи, прийоми й особливості обрахування відповідно до діючих нормативних документів та методичних посібників.

Дегазації підлягає весь гірничий масив у межах проектного інтервалу-розрізу, який включає вугільні пласти, пропластки та вуглевміщуючі породи. Газ (метан) у такому масиві знаходиться в різних формах, кількостях та якостях, що вимагає різних методів вивчення та підходів до вилучення метану. Оцінювати запаси газу (метану) в кожному джерелі його знаходження недоцільно, досить визначити їх загальні запаси (ресурси), які під час вивчення та освоєння вугільного родовища визначаються по-різному залежно від стану гірничого масиву – не розвантаженого або розвантаженого від гірського тиску.

У не розвантаженому від гірського тиску вуглепородному масиві підраховуються загальні запаси (ресурси) метану за їх наявності на місці знаходження та балансові запаси його, визначені відповідно до технологічних розрахунків, що проводяться на підставі результатів дослідно-промислової дегазації покладів (скупчень) метану, а також залежно від можливих напрямків використання метану в народному господарстві згідно з затвердженими кондиціями, вимогами діючих державних і галузевих стандартів, технічних умов і з урахуванням технології їхнього видобування і використання.

Ресурси газу (метану) вугільних родовищ у цілісному (не розвантаженому від гірського тиску) масиві являють собою обсяги його в межах інтервалу, що проектується, який включає вугільні пласти робочої та неробочої потужностей, малопотужні пласти-супутники та породи, що вміщують вугілля. Підрахунок загальних ресурсів (запасів) газу (метану) цього масиву проводиться за формулою:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{В}} + Q_{\text{СП}} + Q_{\text{П}}, \quad (10.1)$$

де Q_{Γ} – загальні ресурси (запаси) газу (метану) на площі що оцінюється, млн. м^3 ; $Q_{\text{В}}$ – ресурси (запаси) газу (метану) у вугільних пластах, млн. м^3 ; $Q_{\text{СП}}$ – ресурси метану в пластах-супутниках потужністю $>0,1$ м, млн. м^3 ; $Q_{\text{П}}$ – ресурси газу (метану) в породах, вміщуючих вугільні пласти, млн. м^3 .

Балансові запаси (промислові ресурси) метану вугільних родовищ (Q) в не розвантаженому від гірського тиску масиві відповідно визначаються:

$$Q = R_{\Gamma} \times Q_{\Gamma}, \quad (10.2)$$

де Q_{Γ} – загальні ресурси (запаси), млн. м^3 ; R_{Γ} коефіцієнт рентабельного вилучення метану, який визначається під час проведення дослідно-промислової дегазації покладів (скупчень) метану або приймається по аналогії.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) метану у робочих вугільних пластах.

Геологічну основу оцінки ресурсів (запасів) метану у вугільних пластах робочої потужності складають:

– дані з тектоніки, літології, катагенезу, вугленосності продуктивних товщ, якості вугілля, їх запаси та ресурси станом на час складання геологічного звіту про площі;

– загальні закономірності розподілу природних газів у масиві, кількісні характеристики газоносності вугільних пластів, одержані в процесі пошуково-розвідувальних робіт і розроблення вугільних родовищ відповідно до діючих

керівництв та методик [24, 26, 27], зміни газоносності пластів з глибиною залягання та по площі.

Вихідними даними для підрахунку запасів (ресурсів) метану є:

– площа розповсюдження і потужність вугільних робочих і неробочих пластів;

– запаси (ресурси) вугілля по пластах та по шахті (ділянці) в цілому;

– дані технічного аналізу вугілля;

– показники природної метаноносності та метаноємності вугільних пластів, прийняті за даними комплексу методів вивчення.

Графічною основою підрахунку ресурсів (запасів) метану у вугільних пластах служать:

– гіпсометричні плани підрахунку запасів (ресурсів) вугілля по пластах;

– узагальнені літолого-стратиграфічні розрізи, типові для оцінюваних ділянок;

– геологічні розрізи з даними газоносності вугільних пластів і ізогазами;

– графіки наростання метаноносності і метаноємності з глибиною та ін.

За нижню межу газоносності вугілля для підрахунку ресурсів (запасів) газу береться значення $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. на підставі необхідності ведення дегазації шахт при вищих значеннях.

Для антрацитів ця межа дорівнює $17\text{-}20 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м.

Мінімальна потужність робочих вугільних пластів приймається відповідно до затверджених кондицій.

Ресурси (запаси) метану у вугільних пластах кондиційної потужності розраховуються окремо для балансових і забалансованих запасів вугілля, виходячи з газоносності пласта і запасів вугілля, що оцінюються з урахуванням даних технічного аналізу та значень газоносності, зведених до стандартних умов (газовий тиск – $0,1 \text{ МПа}$, температура – $(t^0) + 20^\circ\text{C}$) за наступною формулою:

$$Q_B = X \times P_B \times \frac{100 - (A^d + W^a)}{100}, \quad (10.3)$$

де Q_B – ресурси (запаси) метану у робочих пластах, млн. м^3 ;

X – середнє значення газоносності в блоці чи у пласті в цілому;

P_B – запаси (ресурси) вугілля, тис.т;

A^d – середньопластова зольність вугілля, %;

W^a – аналітична вологість вугілля, %.

Газоносність у блоці визначається як середньоарифметичне або шляхом накладання карт газоносності на гіпсоплани підрахунку запасів вугілля по пластах або блоках, що оцінюються.

За умов відносно стабільних значень газоносності (зміни їх з глибиною і по площі не перевищують $10 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м.) оцінка ресурсів (запасів) газу проводиться в цілому по пласту, шахтному полю чи тектонічній структурі при прийнятій середній величині газоносності.

В умовах значної зміни зольності вугілля чи газоносності (понад 10 м³/т с.б.м.) можлива оцінка по геологічних блоках при максимальному сполученні з межами блоків оцінки запасів вугілля.

Якщо неможливе виділення блоків, проводиться оцінка ресурсів (запасів) на всю площу чи структуру з використанням середнього, визначеного графоаналітичним методом.

Загальні ресурси (запаси) метану на шахтному полі чи розвіданій ділянці оцінюються, як сума запасів усіх блоків та пластів.

Значення газоносності, що використовуються для підрахунку запасів (ресурсів), а також підраховані запаси метану необхідно зводити до стандартних умов (0,1 МПа, t⁰ +20°C) з використанням поправок на температуру – t і на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта.

Методика підрахунку ресурсів метану в пластах вугілля неробочої потужності та в пластах-супутниках.

Об'єми метану в пластах вугілля неробочої потужності та в пластах-супутниках віднесено до категорії ресурсів через те, що газоносність їх частіше всього залишається не вивченою і приймається на рівні такої, яку має найближчий робочий пласт. Крім того, цілеспрямоване видобування метану з них частіше за все є недоцільним.

Оцінку ресурсів газу в неробочих тонких пластах і пропластках доречно проводити в контурах діючої або перспективної (майбутньої) дегазації запасів вугілля, оскільки видобування газу з них починається лише в процесі відпрацювання пластів робочої потужності, коли створюється техногенна тріщинуватість.

Потужність пластів і пропластків приймається від 0,1 м до мінімальної робочої. Вона визначається по типовій (або зведеній) літолого-стратиграфічній колонці і приймається з поправочним коефіцієнтом 0,5, який враховує невитриманість пластів-супутників по площі.

Зарубіжний досвід цілеспрямованого видобування вугільного метану свідчить про те, що за мінімальну потужність пропластків потрібно приймати значення 0,3 м.

Таким чином, при підрахунку ресурсів газу пластів-супутників для умов супутнього видобування метану з них за мінімальну величину потрібно приймати 0,1 м, а при самостійному видобуванні – 0,3 м.

Методика підрахунку ресурсів метану у пластах-супутниках аналогічна, пластам робочої потужності, тобто запаси (ресурси) вугілля в них перемножуються на газонасиченість.

Запаси вугілля в пластах-супутниках визначаються об'ємним методом, тобто множенням середньої потужності супутника (m_{сп}) на площу його поширення (S) і на густину (γ) за формулою:

$$P = S \times m_{\text{сп}} \times \gamma \quad (10.4)$$

Простішим є метод підрахунку ресурсів метану у пластах-супутниках, через співвідношення сумарної потужності всіх супутників – m_{сп} (з урахуванням коефіцієнту на їх невитриманість – 0,5) до сумарної потужності

пластів – M_p . Це співвідношення за рівних умов площ та газоносності дорівнює співвідношенню ресурсів метану у супутниках ($Q_{сп}$) до запасів метану у робочих пластах – (Q_p):

$$m_{сп} / M_p = Q_{сп} / Q_p \quad (10.5)$$

звідки: $Q_{сп} = (m_{сп} / M_p) \times Q_p \quad (10.6)$

Величина $m_{сп} / M_p = \lambda$ приймається з поправочним коефіцієнтом 0,5 для пластів-супутників потужністю 0,1-0,3 м, та з коефіцієнтом 1 – потужністю 0,3 м і більше.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) метану у вуглевміщуючих породах.

Методики кількісної оцінки ресурсів метану у вуглевміщуючих породах вибираються виходячи із способів його виявлення, вивчення та визначення.

Досконалішими, але й найскладнішими методиками оцінки газоносності порід, є методика газових зйомок у виробках шахт та опробування герметичними кернагазонабірниками. Через відсутність останніх на практиці беруться до підрахунку, головним чином, дані досліджень газоносності порід за допомогою газового каротажу та пластовипробувачів [24, 33].

Об'єктами оцінки ресурсів метану у породному масиві вважаються:

– вуглевміщуючі породи, в яких метан знаходиться у межах перспективно можливої (або прийнятої) границі дегазації;

– вуглевміщуючі породи з газоносністю більше $5 \text{ м}^3/\text{т}$ породи, оскільки при низьких вмістах метан не піддається ефективному вилученню;

– безвуглисті породи зі зниженою пористістю та проникністю і газоносністю більше $2 \text{ м}^3/\text{т}$ породи, якщо попередніми дегазаційними роботами на шахтах не доведене значне надходження метану із порід з меншою газоносністю.

Зарубіжний досвід цілеспрямованого видобування вугільних газів показав, що навіть високозольне вугілля майже не віддає метан, тому підрахунок газу у вуглистих породах, за винятком пластів-супутників, проводити недоцільно.

Також недоцільно підраховувати ресурси газу у породах з низькими пористістю ($< 5 \%$) і проникністю ($< 0,001 \text{ мД}$), за винятком техногенних пасток.

Таким чином, підрахунок газів у породах, тобто оцінка їх ресурсів, можлива, починаючи з газоносності більше $2 \text{ м}^3/\text{т}$ породи або нижче, якщо дегазаційними роботами на шахтах доведене значне виділення з них метану.

Ресурси (запаси) газу підраховуються звичайним об'ємним методом за формулою:

$$Q_{п} = S \times m_{п} \times \gamma_{п} \times X_{п} \times 10^{-6}, \quad (10.7)$$

де $Q_{п}$ – ресурси газу у породах, млн. м^3 ;

S – площа ділянки, м^2 ;

$m_{п}$ – потужність уміщуючої товщі з урахуванням зон дегазації по покрівлі верхнього та нижнього пластів, м;

γ_{Π} – щільність порід т/м^3 ;

X_{Π} – газоносність порід, $\text{м}^3/\text{т}$.

Гази, розчинені в пластових водах, не включаються в об'єкти оцінки через обмеженість їх кількості на сучасних і перспективних глибинах вуглевидобування.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) у скупченнях вільного газу.

У вугленосних товщах за наявності пасток можуть знаходитися скупчення вільного газу у вигляді різних за розміром покладів, частіше за все мікропокладів із обсягами газу від декількох сотень до десятків мільйонів кубометрів.

За рубіжні параметри покладів вільного газу, що підлягають вивченню, оцінці ресурсів і подальшому проведенню (дегазації) та використанню, виходячи з їх можливої рентабельності, беруться наступні:

– малі поклади вільного газу, які можуть розглядатися як об'єкт самостійного вивчення, оцінки, видобування і використання з об'ємами газу більше $0,1$ млрд. м^3 газу і дебітом його понад 5 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$ та більше;

– найменші скупчення вільного газу, які можуть розглядатись лише як об'єкти супутнього пошуку, вивчення, видобутку і використання (або дегазації) з об'ємом газу від 5 млн. м^3 до 100 млн. м^3 і дебітом менше 5 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

В обох випадках оцінка ресурсів (запасів) метану проводиться за допомогою об'ємного методу за відомою в нафтовій геології формулою:

$$Q_{\text{вс}} = S \times h \times m \times f (P_{\Pi a} - P_{\text{как}}) \times K_{\Gamma} \eta_{\Gamma} \times 10^{-5}, \quad (10.8)$$

де $Q_{\text{вс}}$ – ресурси (запаси) метану, млн. м^3 ;

S – площа газового покладу в межах продуктивного контуру газоносності, м^2 ;

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

m – коефіцієнт пористості, долі одиниці;

P_{Π} – середнє значення газового тиску в покладі газу на дату розрахунку, МПа;

$P_{\text{к}}$ – кінцевий тиск газу, приймається на рівні $0,1-0,15$ МПа;

$a, a_{\text{к}}, f$ – стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта та температуру [24, 33];

K_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням залишкової вологи, долі одиниці.

Залишкову водонасиченість – $K_{\text{в}}$ (тобто величину, зворотну до газонасиченості) визначають лабораторним шляхом чи за даними електрокаротажу.

$$K_{\Gamma} = 1 - K_{\text{в}}$$

де η_{Γ} – коефіцієнт вилучення газу із покладу ($0,5-0,8$) приймається з досвіду робіт у Донбасі або за аналогією.

За відсутності конкретних даних відповідно до «Методичного керівництва...» [10] параметри для оцінки запасів приймаються умовно:

середній пластовий тиск газу береться приблизно рівний гідростатичному; залишковий кінцевий тиск газу (P_K) – 0,1-1,5 Па; коефіцієнт газонасиченості (K_G), який дорівнює 0,5.

При оцінці запасів (ресурсів) вільного газу в традиційних пастках необхідні відомості про конкретну форму і межі покладу. У нетрадиційних пастках для орієнтовного визначення площі обмежуються площею розвитку різних газопроявів на пласті, що оцінюється, матеріалами про притоки флюїдів при відкачках, а також відомостями про зміну колекторських властивостей пласта. Площа газового покладу визначається шляхом знаходження лінії перетину структурної поверхні з поверхнею газоводяного контакту (ГВК). Положення ГВК, у свою чергу визначається за параметрами свердловин, одна з яких дала газ, а друга – воду, за формулою В.П. Савченка [35]:

$$h_G = h_{ГВ} \gamma_B - 100 (P_B - P_G) / (\gamma_B - \gamma_R) \quad (10.9)$$

де h_G – перевищення відмітки точки заміру пластового тиску в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м;

γ_B – густина води в пластових умовах, г/см³;

γ_R – густина газу в пластових умовах, г/см³;

$h_{ГВ}$ – різниця висотного положення точок заміру пластового тиску газу, м;

P_B – пластовий тиск води, МПа;

P_G – пластовий тиск газу, МПа.

Якщо під час випробування з одного інтервалу отримані вода і газ, то місцезнаходження ГВК умовно приймається в середині інтервалу. Місцезнаходження ГВК визначається також за геофізичними даними.

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

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

У вугільних пластах з низькою водонасиченістю коефіцієнт газонасиченості визначається відношенням фактичної газонасиченості (X) до максимальної газоємності (W) вугілля:

$$K = X/W \quad (10.10)$$

Максимальна газоємність W вугілля визначається таким чином: пікнометричним методом розраховується відкрита пористість $\mu_{\text{відкр}}$. Потім визначається закрита пористість. Для цього в сорбційну ампулу засипається 350 г вугілля, висушеного та подрібненого до розмірів зерна 0,2 мм; насичується метаном під тиском 60-70 ат (6-7 МПа). Залежно від марки вугілля і характеру пористості, процес насичення триває від 4 до 14 діб. Дегазація, висушування та

насичення вугілля метаном контролюється методом ядерного магнітного резонансу. Закрита пористість розраховується за формулою:

$$\mu = V (P_0 - P) / Pm \quad (10.11)$$

де V – об’єм вільного простору у сорбційній ампулі;

P_0 – початковий тиск газу в ампулі;

P – тиск газу після стабілізації (якщо протягом 3-х діб тиск не знижується); m – маса вугілля, що міститься в ампулі.

Метаноємність вугілля у відкритих порах: $W_{ВП} = \mu_{ВП} K_{ВП}$.

Метаноємність вугілля у закритих порах: $W_3 = \mu_3 K_3$, де $K_{ВП}$, K_3 – емпіричні коефіцієнти метаноємності відповідно для відкритої та закритої пористості ($\mu_{Від} = 250$; $\mu_3 = 60$).

Загальна метаноємність: $W = W_{ВП} + W_3$.

Крім об’ємного методу, при підрахунку ресурсів (запасів) газу широко застосовується метод падіння тиску. Він може бути застосований для пластів, у яких початковий об’єм пор, що зайняті газом, не змінюється за величиною в процесі експлуатації газового покладу. Формула підрахунку ресурсів (запасів) вільного газу за падінням тиску базується на припущенні про постійну кількість газу, що вилучається під час зниження тиску на 0,1 МПа в усі періоди розроблення газового покладу. Таким чином, якщо першу дату (з початку розроблення) з газового покладу було видобуто Q_1 об’ємів газу і тиск в покладі складав P_{r1} , а на другу дату (з початку розроблення) було видобуто Q_2 об’ємів газу і тиск в покладі дорівнював P_{r2} , то за період розроблення від першої до другої дати на 0,1 МПа пониження тиску видобування Q складало:

$$Q = (Q_2 - Q_1) / (P_{r2}^2 - P_{r1}^2) \quad (10.12)$$

Залишкові ресурси (запаси) газу, що вилучаються на другу дату за методом падіння тиску з урахуванням поправок на відхилення від законів стану ідеальних газів d_1 і d_2 (відповідно для тисків P_1 і P_2), визначається з наступних співвідношень:

$$Q = (Q_2 - Q_1) P_2 d_2 / (P_1 d_1 - P_2 d_2) \quad (10.13)$$

де Q_1 , Q_2 – середньодобове видобування газу (при вільному витоку) на ті самі дати. Зазначений метод придатний для одного покладу, який не поділяється на окремі самостійні ділянки.

Таким чином, оцінка скупчень вільних газів у вміщуючих породах проводиться на будь-якій стадії розвіданості покладу об’ємним методом або за методом падіння тиску за наведеними вище формулами. Вихідними розрахунковими параметрами при цьому є такі: площа покладу, ефективна потужність колектора, відомості про зміни колекторських властивостей пласта, величина пластового тиску, коефіцієнти газонасиченості і газовіддачі. У всіх випадках підраховані запаси газу приводяться до загальноприйнятих стандартних умов ($P = 0,1$ МПа, $t = 20^\circ\text{C}$).

Порядок підрахунку запасів (ресурсів) метану.

Процес підрахунку складається з наступних операцій:

– уточнення межі підрахунку ресурсів (запасів) вугілля щодо площі, глибини та промислової категорії;

– ознайомлення з необхідною газогелогічною документацією: гіпсометричними планами пласта, планами підрахунку запасів вугілля, картами газоносності вугільних пластів, геологічними профілями та типовими літолого-стратиграфічними розрізами;

– особлива увага приділяється аналізу результатів вивчення газоносності вугілля та порід комплексом методів, оцінці їх достовірності та визначенню оптимальних значень газоносності за окремими підрахунковими блоками й оцінюваних пластах у цілому;

– підготовка вихідних газогелогічних даних за формою типових таблиць;

– підрахунок запасів метану щодо блоків чи в цілому по оціночних пластах та оформлення їх у табличній формі (див. табл.).

Порядок підрахунку ресурсів (запасів) метану такий:

– замірюють площі окремих підрахункових блоків чи площі окремо кожного оцінюваного пласта, починаючи з умовної ізолінії (ізогази) – 7,0 м³/т с.б.м. і закінчуючи нижньою межею підрахунку запасів вугілля;

– дані щодо площі кожного блоку, корисної потужності пласта в блоці, а також газоносності заносяться у таблиці (див. табл.).

Ресурси (запаси) вугілля у кожному блоці (чи пласті в цілому) розраховують за формулою:

$$P = S \times m \times \gamma \quad (10.14)$$

Оскільки активною речовиною, що генерує й утримує метан у вугіллі, є органічна речовина (ОР), при підрахунку запасів газу у вугіллі необхідно вилучити золу та вологу, або визначити так званий коефіцієнт беззольності за формулою:

$$K_{\zeta} = 100 \times (W^a + A^d)/100 \quad (10.15)$$

де W^a – волога аналітична, %;

A^d – зольність вугілля, %.

З урахуванням останнього підраховуються ресурси (запаси) метану у вугільному блоці (чи пласті) за формулою:

$$Q_{\zeta_{\text{бл}}} = 0,001 \times P \times X \times K_{\zeta} \quad (10.16)$$

де $Q_{\zeta_{\text{бл}}}$ – ресурси (запаси) газу в блоці підрахунку вугілля, млн. м³;

P – запаси (ресурси) вугілля в блоці, тис. т;

K_{ζ} – коефіцієнт беззольності, долі одиниці;

X – середнє значення газоносності в блоці чи по пласту в цілому в м³/т с.б.м.

Загальні ресурси (запаси) метану кожного комісійного пласта складаються з сум ресурсів (запасів) метану усіх блоків.

При підрахунку ресурсів (запасів) метану з урахуванням пластів-супутників із зведеної літолого-стратиграфічної колонки та результатів вивчення вугленосності вибирають та заносять до таблиці середні значення

корисної потужності кожного з пластів, включаючи найбільш типові значення пластів-супутників.

Підраховується загальна кількість пластів кондиційної потужності та їх сукупна потужність – M_p , загальна потужність усіх супутників товщиною 0,1 м і більше (в т. ч. окремо – супутників товщиною $> 0,3$ м), що знаходяться у покрівлі та підшві робочих пластів та потрапляють у зону розвантаження від гірничого тиску та виконання дегазації – m_{cn} .

З урахуванням зон можливої деформації порід над першим (верхнім) вугільним пластом (150-180 м) і нижче останнього – (50-60 м) визначається потужність та стратиграфічний інтервал вугленосної товщі, що оцінюється.

З відповідних розділів геологічного звіту або результатів теханалізу вугілля вибирають дані робочої вологи, зольності та ступеня вуглефікації вугільних пластів (за об'ємним виходом летких – V_{daf} або відбивної здатності вітриніту R_o у імерсійному маслі).

Також за даними звіту для кожного пласта наводять дані запасів вугілля з урахуванням категорії промислового значення.

З урахуванням глибини метанової зони на підставі детального аналізу результатів газоносності та метаноємності кожного пласта визначають найбільш оптимальні (достовірні) середні значення газоносності, що приймаються як базові для підрахунків запасів та ресурсів (табл. , гр. 6-8).

Перемножуючи прийняте значення газоносності на величини ресурсів (запасів) вугілля, визначають ресурси (запаси) метану у пластах кондиційної потужності.

Для оцінки ресурсів метану у пластах-супутниках визначається їх загальна потужність ($m_{cn} > 0,1$ м, в т. ч. $m_{cn} > 0,3$ м) – у 200 – метрових інтервалах порід (150 м – у покрівлі, 50 м – у підшві), вміщуючих кожен кондиційний пласт. Визначаються коефіцієнти співвідношення цих потужностей відносно потужності кожного кондиційного пласта (або загальної потужності всіх пластів, що оцінюються):

$$\lambda_1 = \Sigma m_{cn>0.1m} / M_p; \quad (10.17)$$

$$\lambda_2 = \Sigma m_{cn>0.3m} / M_p \quad (10.18)$$

див. (табл. 2, гр. 17, 18)

За умов рівності газоносності пластів-супутників й кондиційних пластів та їх площ розповсюдження коефіцієнт співвідношення потужностей дорівнює співвідношенню ресурсів газу в пластах-супутниках ($Q_{СП}$) до ресурсів (запасів) газу в кондиційних пластах (Q_p), тобто

$$\Lambda = m_{cn} / M_p = (\Sigma Q_{cn} / \Sigma Q_b) \quad (10.19)$$

$$\text{звідки} \quad Q_{СП} = m_{cn} / M_p \times Q_p = \lambda_1(\lambda_2) \times Q_B \quad (10.20)$$

Таким чином, ресурси метанових газів у пластах-супутниках розраховуються шляхом множення коефіцієнтів співвідношення потужностей на запаси газу в робочих пластах.

Загальні обсяги метану всієї вугільної товщі складаються з суми ресурсів (запасів) газу в робочих пластах та ресурсів у пластах-супутниках.

Висновки. Запаси і ресурси метану у вуглегазових родовищах підраховуються на наступних площах: на полях діючих і споруджуваних шахт; на резервних ділянках для нового шахтного будівництва та реконструкції шахт; на ділянках розвідки і перспективних для розвідки ділянках. Виділяються різні джерела знаходження газу (метану): вугленосні пласти робочої і неробочої потужностей розвіданих ділянок поза межами шахтних полів; видобування з них метану як самостійного корисної копалини здійснюється безшахтним способом за допомогою поверхневих свердловин; вугленосні породи покрівлі і ґрунту робочих пластів з пластами – супутниками; вилучення газу з цього джерела здійснюється лише попутно з вуглевидобуванням як за допомогою підземних, так і наземних дегазаційних свердловин і дегазаційних систем; невеликі скупчення і пастки вільного газу в структурах вуглевміщуючих порід, де метан знаходиться в легкорухливому стані, що дозволяє добувати його звичайним газопромисловим методом. При значних запасах газу видобування можна здійснювати автономно за допомогою поверхневих свердловин. При малих запасах газу це джерело може служити об'єктом супутнього шахтного видобування.

10.8. Підготовленість родовищ метану до промислового освоєння

За ступенем підготовленості до промислового освоєння виявлені родовища (поклади) газу (метану) поділяються на:

- підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи дослідно-промислову дегазацію з метою отримання вихідних даних для детальної геолого-економічної оцінки запасів метану вугільного родовища;
- підготовлені до промислового освоєння з метою видобування газу (метану).

Вугільні родовища газу (метану) вважаються підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступінь їх геологічного і техніко-економічного вивчення забезпечує можливість визначення наявності метану, очікуваних розмірів покладів та їхньої геологічної будови, технологічних властивостей і гірничо-геологічних умов розповсюдження (залягання) газу; гірничо-технічних, екологічних та інших умов видобування та використання з детальною, достатньою для визначення оцінки їх промислового значення.

Розвідані родовища (поклади, ділянки, блоки) газу (метану) вважаються підготовленими для промислового освоєння, якщо:

- балансові розвідані та попередньо розвідані запаси газу та супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджено ДКЗ України;
- встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів метану у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їхнього геологічного вивчення; запасів і ресурсів розташованих поруч родовищ, які не розробляються, але враховуються під час проектування видобувного підприємства для визначення можливих перспектив його розвитку;

– визначена можливість розроблення покладів газу (метану) без шкоди для інших покладів корисних копалин, які залишаються у надрах;

– визначені й оцінені небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки, розробки та первісної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблений раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля.

Одержано попереднє погодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобування метану згідно з чинним законодавством.

Обґрунтована техніко-економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності газовидобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з надрокористувачем ефективність капіталовкладень у розроблення родовища (покладу, ділянки).

Враховуючи найбільш перспективними для видобування метану газо-вугільні родовища третьої та четвертої груп складності геологічної будови для проектування підприємств з видобування вуглеводнів використовуються затверджені ДКЗ України балансові запаси як детально оцінені так і попередньо оцінені (вірогідні). При цьому кількість достовірних запасів повинна забезпечити рентабельну діяльність видобувного підприємства (промислу, дільниці) відповідної потужності на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння.

За згодою зацікавлених користувачів надр на умовах економічного ризику може бути здійснена передача для промислового освоєння родовища, запаси газу (метану) якого не повністю підготовлені до розроблення. У таких випадках:

– слід виявити та оцінити небезпечні екологічні фактори, пов'язані з дегазацією родовища, а також забезпечити умови для подальшого розроблення без шкоди для покладів вугілля та інших копалин, які залишаються в надрах;

– строк подання матеріалів з підрахунку запасів та їх геолого-економічної оцінки на експертизу ДКЗ України не повинен перевищувати одного року після початку промислового видобування метану.

На введених у розроблення родовищах метану проводиться довивчення газоносності (дорозвідка) і експлуатаційна розвідка:

– газова дорозвідка родовищ що розробляються, проводиться для підготовки до експлуатації недостатньо вивчених окремих блоків ділянок і здійснюється відповідно до планів цих робіт.

– експлуатаційна розвідка уточнює геологічну будову, умови та закономірності розповсюдження метану по площі, їхні властивості, кількісні характеристики покладів газу, фільтраційні параметри, можливості застосування більш ефективної технології видобування метану.

За результатами дослідно-промислової дегазації, дорозвідки або експлуатаційної розвідки вугільних родовищ (покладів) здійснюється переведення попередньо розвіданих запасів у розвідані, проводиться підрахунок і облік виявлених запасів газу (метану).

Перерахунок і повторна державна експертиза запасів метану вугільних родовищ газу проводиться у випадках:

– якщо внаслідок додаткових геологорозвідувальних або видобувних робіт чи спеціальних досліджень сумарні балансові розвідані запаси зростають більше як на 50 % (порівняно з раніш оціненими) або списані і передбачені до списання розвідані балансові запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобування за техніко-економічними умовами, перевищують установлені нормативи або змінилися обставини розроблення вугілля;

– якщо перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо якості або кількості інших видів вуглеводнів та технології їх розроблення призводить до збільшення сумарних розвіданих балансових запасів більше, ніж на 50 % або зменшення більше, ніж на 20 %.

Підраховані та затверджені ДКЗ або апробовані НТР геологічними підприємствами запаси метану вугільних родовищ відповідно раніше діючих «Тимчасових вимог...» [11] у зв'язку зі зміною нового підходу до метану як корисної копалини необхідно переоцінити як такі, що не відображали промислової (видобувної) значущості через невизначеність коефіцієнта вилучення (дегазації). Віднесені до категорії C_1 та C_2 такі запаси відображають практично весь обсяг метану, який знаходиться в органічній речовині, вугільних пластах та вміщуючих породах; сорбований метан, вільний газ у порах та тріщинах вміщуючих порід, а також розчинений у підземних водах гірського масиву порід. Тому визначені раніше запаси газу (метану) категорії C_1 та C_2 доцільно перевести в перспективні ресурси категорії C_3 , які потребують у подальшому проведення дослідно-промислової дегазації для визначення балансових (видобувних) запасів газу (метану). У той же час по деяких ділянках (шахтних полях), де не проектується або не доцільно проведення дослідно-промислової дегазації, можливо з деякою умовністю, як виняток, перераховувати одержані перспективні ресурси метану по категорії C_3 в запаси по категорії C_2 як умовно балансові та видобувні з використанням коефіцієнта вилучення з вугільних пластів метану $f = 0,2$, який застосовується в офіційних Державних Програмах по видобуванню та використанню газу (метану) (1998-2008 рр.) та наводиться в зарубіжних джерелах як середня величина. Особливо це необхідно виконати по деяких шахтних полях, які в основному відпрацювали запаси вугільних пластів і не потребують подальшої розвідки.

Висновки. Розвідані родовища газу вважаються підготовленими для промислового освоєння, якщо балансові розвідані і попередньо розвідані запаси газу та супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджені ДКЗ України. Визначено можливість розроблення покладів газу без шкоди для інших покладів корисних копалин, які залишаються в надрах. Визначено й оцінено небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки розроблення та первинної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблений раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначені фонові параметри стану навколишнього середовища. Отримано попереднє узгодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобування метану згідно з

чинним законодавством. Обґрунтовано рентабельність господарської діяльності газодобувного підприємства, яке проектується, забезпечено узгоджену з надрокористувачем ефективність капіталовкладень у розроблення родовища (покладу, ділянки).

10.9. Облік та списання запасів газів вугільних родовищ

Узагальненою формою при оцінці запасів газу (крім адміністративної і геологічної прив'язки об'єкту) є відображення необхідних розрахункових параметрів кінцевих результатів підрахунку запасів газу у відповідній формі державної статистичної звітності.

На основі практичного досвіду раніше проведених робіт найприйнятнішою є форма державної статистичної звітності по запасах корисних копалин (нафта, газ, конденсат) № 6-гр. У зв'язку зі специфічними особливостями розрахунку (вугілля як джерело виділення газу) у форму № 6-гр пропонується ввести відповідні доповнення, що характеризують природну газоносність вугільних пластів (X), технічний аналіз вугілля (волога W^a , зольність A^d , вихід летких V^{daf} і, виходячи з цього, кінцевий розрахунковий коефіцієнт (K), тобто $K = X / (100 - (A^d + W^a))$, а також поправки на температуру та тиск для зведення розрахованих запасів газу до постійних умов (0,1 МПа і $t + 20^\circ\text{C}$). Усі ці доповнення досить компактно вводяться однією графою (табл. 4, гр. 4) у форму звітного балансу запасів корисних копалин, практично не змінюючи її загального вигляду. У графі 5 вказуються розглянуті категорії запасів вугілля ($A+B+C_1$, C_2 чи позабалансові) і газу (C_1 , C_2). У графах 6-13, крім змін запасів вугілля за звітний період, наводяться відповідні зміни запасів газу по категорії C_1 (для балансових запасів вугілля) і C_2 (для позабалансових запасів вугілля у пластах і пластах-супутниках). У графах 14-15 наводяться запаси газу на час затвердження та їх залишок на 01.01 звітного періоду по відповідних категоріях для кожної ділянки (поля шахти), а в графі 14 – рік затвердження первинних запасів газу, інстанція затвердження (НТР об'єднання чи ДКЗ України та № протоколу).

З указаними доповненнями і змінами ця форма статистичної звітності може бути прийнята для обліку як запасів вільного газу у вміщуючих породах, так і запасів сорбованого газу у вугільних пластах.

Основна кількість метану (60-80 %) у привибійному просторі вугільних шахт виділяється з розроблюваних вугільних пластів. При цьому газовий баланс шахти в умовах Донбасу складається наступним чином:

1. З пластів, які розробляються:
 - з відслоненої поверхні пластів – 40-50 %,
 - в процесі видобування – 10-15 %.Усього – 50-65 %.
2. З уміщуючих порід:
 - у привибійному просторі – 10-15 %,
 - у виробленому просторі – 20-25 %.

Усього – 30-40 %.

3. З вугільних пластів, які не розробляються:

в привибійному просторі – 0-5 %,

у виробленому просторі – 5-10 %.

Усього: 5-15 %.

Запаси метану у вміщуючих породах зіставні з запасами метану у вугільних пластах і пропластках, однак унаслідок значно нижчої природної газопроникності порід виділення метану з порід на шахтах є менш інтенсивним, ніж з вугілля (що становить у середньому 30 % загального дебіту його в шахті) і основна маса газу надходить у вироблений простір.

Обліковуючи та списуючи запаси метану, пропонується списувати наступні обсяги газу:

– у видобутому вугіллі (затвердженому як балансові чи позабалансові запаси при можливому їх наступному відпрацюванні) – повністю, відповідно до зменшення запасів;

– у неробочих пластах і пропластках запаси газу підраховуються із співвідношення їх сумарної товщини (з урахуванням коефіцієнту на їх невитриманість 0,5) до товщини робочих пластів (тобто ці запаси можна розглядати як взаємопропорційні). Таким чином, списання газів у пластах неробочої товщини доцільно проводити пропорційно зменшенню запасів газу у відпрацьованому вугіллі з уведенням допоміжного поправочного коефіцієнта $K = 0,1$, що відповідає наближеному значенню частки виділеного з них метану в загальній метановості шахти;

– за вміщуючими породами – по глибині зони дегазації з урахуванням співвідношення площі відпрацювання ділянок до загальної площі пласта, що розроблюється і виділенням доповнюючого поправочного коефіцієнта 0,3, який відповідає середній частці виділеного з них метану в загальній метановості шахти;

– в скупченнях вільного газу – виходячи з реального залишкового тиску покладу газу.

Форма обліку та списання запасів газів вугільних родовищ, що пропонується з відповідними доповненнями, наводиться в табличному вигляді.

Висновки. Облік і списання газу проводиться за формою звітності по запасах корисних копалин (нафта, газ, конденсат) № 6 – гр. У зв'язку зі специфічними особливостями розрахунку (вугілля як джерела виділення газу) у форму № 6 – гр пропонується ввести доповнення, які характеризують природну газоносність вугільних пластів (X), технічний аналіз вугілля (волога W_a , зольність A_d , вихід летючих V^{daf} і кінцевий розрахунковий коефіцієнт (K), тобто $K = X / (100 - (A_d + W_a))$), а також поправки на температуру і тиск для приведення розрахованих запасів газу до постійних умов (0,1 МПа і $(t) + 20^\circ\text{C}$). Усі ці доповнення вводяться однієї графою у форму звітного балансу запасів корисних копалин, практично не змінюючи її загального вигляду. У графі 5 вказуються розглянуті категорії запасів вугілля ($A + B + C_1$, C_2 або позабалансові) і газу (C_1 , C_2). У графах 6 – 13 крім змін запасів вугілля за звітний період, наводяться відповідні зміни запасів газу по категорії C_1 і C_2 . У

графах 14-15 наводяться запаси газу на час затвердження та їх залишок на 01.01 звітного періоду за відповідними категоріями для кожної ділянки, а в графі 14 – рік затвердження первинних запасів газу, інстанція.

10.10. Зміст та оформлення матеріалів по підрахунку запасів метану вугільних родовищ, що подаються на експертизу в ДКЗ України

Матеріали, що подаються на розгляд у ДКЗ України повинні містити всі дані, необхідні для перевірки підрахунку запасів (ресурсів) метану вугільних родовищ (ділянок, шахтних полів) і подаватись у зручній формі для перевірки авторських висновків.

Підрахунок запасів (ресурсів) оформляється згідно з «Інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу», затвердженою Наказом ДКЗ 18.10.99 № 120 та «Інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів з геолого-економічної оцінки запасів вугілля і горючих сланців» [10, 24].

Матеріали підрахунку запасів метану (текст, таблиці, графічні додатки) включаються в розділ по газоносності під час складання геологічного звіту розвіданого родовища (шахтного поля, ділянки), відповідно до вимог даної інструкції.

Представлені матеріали геолого-економічних оцінок запасів вуглеводневих газів вугільних родовищ повинні бути достатніми для проведення, без особистої участі авторів, експертизи кількості і якості запасів газів, оцінки їх промислового значення, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов їх видобування.

У текстовій частині наводяться:

– основні геологічні та структурно-тектонічні фактори, які впливають на розподіл газів у вугленосній товщі, кількісна характеристика газоносності вугільних пластів, порід, техногенних пасток, характер зміни величини газоносності з глибиною залягання та по площі родовища (ділянки):

– види та методи дослідження газоносності, обсяги та щільність випробування;

– оцінка застосовуваних методів вивчення газоносності, достовірність результатів, можливість їх використання для підрахунку запасів;

– підрахункові параметри, границі підрахунку;

– обґрунтування застосованих методів підрахунку, принципи розподілу підрахункових блоків та розподіл запасів по групах і категоріях.

Незалежно від методу підрахунку необхідно додати:

– карту газової вивченості ділянки, площі, родовища. На карті повинні бути винесені всі об'єкти, по яких вивчалася газоносність пластів і порід (свердловини, шахти, пласти, горизонти) та вказані методи досліджень (ГКН, пластовипробувачі, газовий каротаж та ін.);

– геолого-газові зівставлення по досліджуваних свердловинах з нанесенням усіх наявних даних із газоносності вугілля та газонасиченості

порід, колекторських властивостей, пластових тисків, дебіту вільного газу і води та інше;

– зведена літолого-стратиграфічна колонка оцінюваної площі;

– розрізи та графіки, які характеризують зміни газоносності вугільних пластів і порід за глибиною та за площею. На розрізи і графіки наноситься поверхня залягання метанових газів, величини газоносності по кожній свердловині, результати досліджень пластовипробувачами, проводяться ізогази, контакт газ-вода;

– гіпсометричні плани підрахунку запасів вугілля по пластах з категоризацією запасів;

– карти прогнозу газоносності основних вугільних пластів та порід-колекторів. Текст звіту та табличні і графічні додатки оформляються відповідно до вимог ДКЗ. До матеріалів підрахунку запасів додається перелік опублікованої літератури, фондів та інших матеріалів, які були використані під час опрацювання звіту (назва матеріалів, рік видання).

Висновки. На експертизу в ДКЗ України подаються матеріали згідно з «Інструкцією про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу», затвердженої Наказом ДКЗ 18.10.99 № 120 і «Інструкцією про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів з геолого-економічної оцінки запасів вугілля і горючих сланців».

Контрольні питання

1. Дайте визначення термінам ресурси і запаси газу.
2. Що називається абсолютною і відносною газовістю?
3. Дайте визначення загальній, відкритій, закритій та ефективній пористості.
4. Охарактеризуйте поняття газова пастка.
5. Визначте характеристику поняття зона газового вивітрювання.
6. Охарактеризуйте колектори вільного газу.
7. Дайте визначення метановості або газовості .
8. Охарактеризуйте породи-газоупори (покришки).
9. Дайте визначення сорбованому газу і сорбційній газоємності.
10. Що таке суфляри і чим вони характеризуються?
11. Які гази зустрічаються у складі газів вугленосних відкладів ?
12. Дайте визначення вуглефікації.
13. Укажіть межі температур вуглефікації на підстадіях раннього, середнього і пізнього катагенезу.
14. За яких з'єднань з повітрям (у процентах) метан утворює суміші горючі і вибухові ?
15. Дайте характеристику поняттям адсорбція і абсорбція.
16. Укажіть марки вугілля, в яких тріщинуватість більша.
17. Виділіть групи родовищ за обсягом газів, які можна вилучити.
18. Перерахуйте джерела знаходження газу у вугленосних покладах.

ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Айруни А. Т. Газообильность каменноугольных шахт / А. Т. Айруни, Р. А. Галазов, И. В. Сергеев [и др]. - М. : Недра, 1987. – 216 с.
2. Баренбаум А. А. Космические основания / А. А. Баренбаум // Общая и полевая геология. - Л. : Недра, 1991. - С. 445-456.
3. Бобров А. П. Суфлярные выделения метана в угольных шахтах / А. П. Бобров, М. А. Фролов. - М. : Недра, 1987. - 120 с.
4. Бокий Б. В. Шахта в японском прорыве / Б. В. Бокий // 2000. В. - 2008. – №47(439). – С. 6.
5. Бокий Б. В. Исследование физики потока газа к поверхностным дегазационным скважинам / Б. В. Бокий, И. Б. Филимонов, С. Г. Ирисов // Уголь Украины. – 2012. - №5. – С. 26-30.
6. Булат А. Ф. Дегазация углепородного массива на шахте им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными с поверхности / А. Ф. Булат, В. В. Лукинов, Е. Л. Звягильский [и др.] // Геотехническая механика, 2002. – №37. – С.49-57.
7. Василькевич К. И. Метановая бомба под Арктикой / К. И. Василькевич // 2000. С. - 2009. - №11(453). – С. 2.
8. Василькевич К. И. Факты о контейнерах сухого хранения радиоактивных отходов / К. И. Василькевич // 2000. В. – 2008. - №16(411). – С. 4.
9. Васючков Ю. Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов / Ю. Ф. Васючков. - М. : Недра, 1986. - 255 с.
10. Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України 12.11.1997. - Київ: Держспоживстандарт, 1997. - №95. – 132 с.
11. «Временные методические требования к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах». Утверждены ГКЗ СССР от 15.01.1987 г. – М. : Недра, 1987. – 129 с.
12. Временное руководство по прогнозу выбросоопасности угольных пластов Донецкого бассейна при геологоразведочных работах. - М. : Минуглепром, 1980. – 46 с.
13. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР / Отв. ред. А. И. Кравцов. - М. : Недра, 1979. - Т.1. - 626 с.
14. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР / Отв. ред. А. И. Кравцов. – М. : Недра, 1980. – Т. 3 – 218 с.
15. Губкин И. М. Учение о нефти / И. М. Губкин. – М.-Л. : ОНТИ НКТП СССР, 1937. – 460 с.
16. Гусак Л. И. Стратегическая цель – подорожание / Л. И. Гусак // 2000. В. – 2012. - №25(611). – С. 4-5.
17. Дмитриев А. М. Проблемы газоносности угольных месторождений / А. М. Дмитриев, Н. Н. Куликова, Г. В. Бодня. – М. : Недра, 1982. - 263 с.
18. Долинский А. А. Залежи дешевого тепла / А. А. Долинский // 2000. В. - 2009. – №25(466). – С. 3.

19. Егоров А. И. Галактический календарь и относительная геохронология: межвуз. науч. темат. сб. / А. И. Егоров. - Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. горного университета, 2005. - Вып. 15. - С. 4-10.
20. Егоров А. И. Ритмы угленакопления в истории Земли / А. И. Егоров // Палеонтология и эволюция биосферы: труды XXV сессии ВПО. - Л. : Наука, 1983. - С. 51-55.
21. Егоров А. И. Галактическая хронология и торфонакопление / А. И. Егоров // Геология угольных месторождений. - Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. - Вып. 13. - С. 4-9.
22. Еременко Н. А. Геология нефти и газа на рубеже веков / Н. А. Еременко, Г. В. Чилингар. - М. : Наука, 1996. - 176 с.
23. Зубков И. Ф. Проблема геологической формы движения материи / И. Ф. Зубков. - М. : Наука, 1979. - 240 с.
24. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. - М. : Недра, 1977. - 96 с.
25. Кравцов А. И. Месторождения горючих полезных ископаемых / А. И. Кравцов, Н. И. Погребнов. - М. : Недра, 1981. - 160 с.
26. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. - М. : Недра, 1988. - 110 с.
27. Методика определения природной газоносности угольных пластов действующих и строящихся шахт Донбасса. - Макеевка: МакНИИ, 1981. - 83 с.
28. Ольховиков О. И. Запасной выход из топливного кризиса / О. И. Ольховиков // 2000. С. - 2010. - №3(494). - С. 7.
29. Палий А. М. Методическое руководство по определению оптимального количества и размещению скважин при поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений / А. М. Палий, В. Г. Демьянчук, В. В. Крот. - Львов, 1982. - 234 с.
30. Петров О. В. Диссипативные структуры Земли / О. В. Петров. - М. : ВСЕГЕИ, 2007. - 302 с.
31. Побережнюк Р. И. Шары причерноморской экономики / Р. И. Побережнюк // 2000. В. - 2009. - №51(490). - С. 5.
32. Прохоров А. И. Бесплатно-яркое свечение / А. И. Прохоров // 2000. С. - 2009. - №41(480). - С. 8.
33. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологических работах. - М. : Недра, 1987. - 161 с.
34. Рыкова Н. И. Кто «морозит» газовые надежды Украины? / Н. И. Рыкова, С. И. Коваль // 2000. Е. - 2008. - №51(443). - С. 9.
35. Савченко В. П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В. П. Савченко. - М. : Недра, 1977. - 413 с.
36. Скворцов Д. И. Стремительное полено / Д. И. Скворцов // 2000. В. - 2009. - №14(456). - С. 7.
37. Тищенко Д. И. Совет по безопасности для Совета Безопасности / Д. И. Тищенко // 2000. Е. - 2008. - №33(425). - С. 9.

38. Трубицин В. П. Основы тектоники плавающих континентов / В. П. Трубицин // Физика Земли. – 2000. – №9. – С. 3-40.
39. Хаин В. Е. О главных направлениях в современных науках о Земле / В. Е. Хаин // Вестник РАН. – 2009. - Т. 79. - №1. – С. 50-56.
40. Шпинар З. В. История жизни на Земле / З. В. Шпинар. – Прага: Артия, 1977. – 288 с.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1. КОРОТКА ІСТОРІЯ ФОРМУВАННЯ ЗЕМЛІ	6
1.1. Рання історія Землі	6
1.2. Глибинна геодинаміка	10
1.3. Взаємодія оболонок Землі	13
1.4. Земля і навколишній Космос	15
1.5. Про земну кору та органіку	19
2. КАУСТОБІОЛІТОВІ РЕЧОВИНИ І РАДІОАКТИВНІ РУДИ	22
2.1. Горючі корисні копалини	22
2.2. Круговорот вуглецю в природі	23
2.3. Накопичення і перетворення органічної речовини в природі	25
2.4. Походження горючих копалин	27
2.5. Генетична класифікація горючих копалин	28
2.6. Сировина для атомної (ядерної) енергії	30
3. ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ	33
3.1. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК)	33
3.2. Вугільна промисловість	34
3.3. Нафтова промисловість	36
3.4. Газова промисловість	38
3.5. Електроенергетика	38
3.6. Проблеми розвитку паливно-енергетичного комплексу	40
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ	41
4.1. Підприємства з газопостачання і газифікації України	42
4.2. Станції і підземні сховища газу (ПСГ)	42
4.3. Стан газотранспортної системи на початок 2013 р	43
4.4. Необхідні інвестиції	44
4.5. Облік природного газу на газовимірювальних і газорозподільних станціях	45
5. ІСТОРІЯ СТАНОВЛЕННЯ І СТАН ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ	47
5.1. Перший газ, газопроводи, газова промисловість і ГТС	47
5.2. Східні райони видобутку газу в Україні	49
5.3. Південний газодобувний регіон	50
5.4. Біолітовий (сланцевий) газ	52
5.5. Добування, транспортування, зберігання та облік газу. Газотранспортна система України	53
5.6. Уведення стандартів і нормативів обліку газу	57
6. ОБЛІК ГАЗУ, ЦІНОВА ПОЛІТИКА І ПРОБЛЕМИ ГАЛУЗІ	59
6.1. Упровадження приладів обліку газу	59
6.2. Критерії зменшення втрат газу	60
6.3. Проблеми енергоефективності і енергозбереження	61
6.4. Цінова політика на перспективу	62

7. ДЕГАЗАЦІЯ ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ НА ШАХТАХ СВЕРДЛОВИНАМИ, ПРОБУРЕНИМИ З ПОВЕРХНІ	65
7.1. Види шахтної дегазації свердловинами, пробуреними з поверхні	65
7.2. Основні завдання щодо дегазації породного масиву	66
8. КОГЕНЕРАЦІЙНА СТАНЦІЯ НА ШАХТІ ім. О.Ф. ЗАСЯДЬКА	74
9. АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	79
9.1. Теплові насоси	79
9.2. Автономний генератор палива (АГП)	82
9.3. Біонафта	83
9.4. Використання ґрунтових вод	83
9.5. Використання принципу осмосу	84
9.6. Енергія сонця	85
9.7. Нові лампи	86
9.8. Сонячні батареї	86
9.9. Енергетичні установки на плазмагазі	87
9.10. Підземна газифікація вугілля	91
9.11. Газогенераторні двигуни	94
9.12. Відновлювальні джерела енергії	97
9.13. Болотяний газ в Арктиці	99
10. ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ	101
10.1. Терміни та визначення понять	101
10.2. Геологія газів вугільних родовищ	105
10.3. Вимоги до вивчення та оцінки газонасності вугільних родовищ на різних стадіях геологорозвідувальних робіт	115
10.4. Розподіл вуглегазових родовищ за величиною запасів метану та складністю геологічної будови	120
10.5. Розподіл запасів та ресурсів газу метану за ступенем геологічного вивчення та геолого-промисловим значенням	122
10.6. Вимоги до підрахунку запасів та оцінки перспективних ресурсів метану вугільних родовищ	126
10.7. Методики підрахунку ресурсів і запасів метану вугільних родовищ	133
10.8. Підготовленість родовищ метану до промислового освоєння	143
10.9. Облік та списання запасів газів вугільних родовищ	146
10.10. Зміст та оформлення матеріалів по підрахунку запасів метану вугільних родовищ, що подаються на експертизу в Державний комітет по запасам України	148
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	151

Навчальне видання

**Баранов Володимир Андрійович
Хоменко**

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ
Навчальний посібник

Редактор В.І. Луценко

Підп. до друку 14.01.2015. Формат 30 × 42/4.
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 8,6.
Обл.-вид. арк. 8,4. Тираж 100 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
в Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет».

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.