

СКЛАД ТА ЯКІСТЬ ВУГІЛЛЯ ПРИДОБРУДЖИНСЬКОГО ПРОГИНУ

В статье рассмотрены особенности петрографического состава и химико-технологических свойств угольных пластов и указаны направления их рационального использования.

STRUCTURE AND QUALITY COALS OF A DEFLECTION

In clause the features petrography of structure and chemical-technological properties of coal layers are considered and the directions of their rational use are specified.

У ДВ УкрДГРГІ виконувались роботи з розробки рекомендації по застосуванню нової промислової класифікації [1] при оцінці марочної належності кам'яного вугілля України. У процесі виконання робіт детально вивчався склад та якість вугілля різних вугільних басейнів. Отримані дані дають змогу визначити особливості петрографічного складу та якості вугілля нижньокарбонової формації одного із найменш вивченого Придобруджинського регіону і визначити можливі напрямки його використання у промисловості.

Вздовж західної окраїни Східно-Європейської платформи (СЄП) – від Чорного до Балтійського морів [2] простягається своєрідна негативна структура. До її складу входять окремі, що переходять місцями одна в іншу, западини, де в кам'яновугільний період у різних кількостях накопичувались вугленосні відклади. Однією з них є Придобруджинська западина. Розташована вона на південно-західній окраїні СЄП. Вугленосність западини вивчена недостатньо. Перші відомості про наявність вугілля були отримані на початку шестидесятих років, коли при бурінні роторних свердловин на нафту та газ в окремих випадках були зафіксовані відламки вугілля. У 1972 році свердловиною 2-Т Тузлівська, в інтервалі глибин 1486 – 1820 м було відзначено значна кількість вугільних пластів [3]. Свердловини розташовані нерівномірно на площі понад 800 квадратних кілометрів. Відстань між ними становить 7-10 км, що при дуже складній блоковій будові площі робить неможливим пряме порівняння і кореляцію вугільних горизонтів [3, 4].

Кам'яновугільні відклади відносяться до турнейського, візейського та серпуховського ярусів [3, 4, 5]. У візе вугільні пласти присутні тільки у верхній частині розрізу. Найбільш вугленосними виявились відклади серпуховського ярусу [4, 5]. У стратиграфічному розрізі пласти розповсюджені нерівномірно. Виділяються дві зони потужністю по 60,0 – 90,0 метрів, до яких приурочені 7 – 9 вугільних пластів. Перша зона розташована у самому початку розрізу серпуховського ярусу, а друга трохи нижче. Потужність пластів і пропластків змінюється від 0,05 до 1,10 м. Складені вони переважно гумусовим вугіллям. Інколи відзначається досить значна кількість сапропелітових його різностей.

Виявлена вугленосність має незначне практичне значення, але відіграє суттєву роль при встановленні умов формування торфовищ у нижньому карбоні та визначенні загальних закономірностей зміни складу та якості вугілля на території України.

У друкованих роботах більш повні відомості про склад і якість вугілля цього регіону були надані В.О. Кушніруком, С.І. Биком, О.С. Бартошинською [5, 6].

Вивчення петрографічного складу вугілля дозволило їм встановити, що пласти складені як гумусовими, так і сапропелітовими вугільними різностями. Серед гумусового вугілля переважають кларени та дюрено-кларени. Сапропеліти представлені переважно такими типами, як черемхіти, та лише інколи – богхедами. У мікрокомпонентному складі кларенового вугілля переважають мацерали групи вітриніту (75-90 %), основою якої є колініт (74-89 %) [5]. На долю телініту припадає близько 1 %. Перевага безструктурних компонентів характерна і для групи семівтриніту, кількість якої становить від 2 до 8%. Кількість мацералів групи інертиніту змінюється у межах 5-16%. Переважають такі мацерали як макриніт (2-7 %) та фіюзиніт (до 8 %). Семіфіюзиніт присутній у незначній кількості (до 1 %). Група ліптиніту (1- 9 %) представлена переважно залишками мікроспор, інколи макроспор та кутикул. Слід відзначити підвищений вміст альгініту (до 7 %). За результатами отриманих даних були зроблені висновки про значну первинну ступень зміни вихідного рослинного матеріалу при його незначній фіузенізації. Було зроблено припущення, що формування торфовищ відбувалось у стійкій зоні торфонакопичення, при повільному занурюванні і тривалому біохімічному розкладу органічної речовини. Воно чинилось за умов значної обводненості або за умов слабкої протічності боліт. За петрографічним складом і генетичними особливостями вугілля даної площі, на думку цих дослідників, відрізняється від вугілля як Львівсько-Волинського басейну, так і нижньокарбонового вугілля Донбасу [5, 6].

Аналіз виконаних робіт по вивченню петрографічного складу вугілля дає підставу для висновку, що вони були отримані при узагальненні достатньої кількості проб [5, 6]. Стратиграфічні зміни петрографічного складу не вивчались, а визначення петрографічного складу вугілля і його особливостей виконувалось переважно у прохідному світлі.

Остаточна характеристика хіміко-технологічних властивостей вугілля наведена у роботі про стан сировинної бази України [4]. У ній відзначається, що найбільш вугленосними є відклади Серпуховського ярусу. При глибині залягання у інтервалі 1200-3000 м якість вугільних пластів наступна: вологість – 1,4 – 5,1 %, переважає 2 - 4 %; зольність – 3 - 9 %, при коливаннях від 3,0 до 24,0 %; вміст сірки – 3,0 %; вихід леткої речовини на горючу масу – від 38,0 до 44,5 %, іноді досягає 52,6 %; теплота згоряння горючої маси – 31,0–35,5 Мдж/кг. За марочним складом вугілля відноситься до марок Д і Г. В окремих випадках зустрічається вугілля марок Ж та К [4].

Більш детальна характеристика складу та якості вугілля Придобруджинської западини наведена у звітах І.Л. Софронова, який у 1976-1982 роках, під керівництвом О.З. Широкова, виконував роботи по оцінці вугленосності цього району [3]. За результатами отриманих даних був зроблений висновок, що північно-західна окраїна прогину не перспективна для постановки геологорозвідувальних робіт. До більш перспективних були віднесені: Придністровська синклі-

наль, Жовтоярський та Тузловський блоки, та частина прогину яка розташована на півдні Молдови.

За даними І.Л. Софронова хіміко-технологічні властивості вугілля в окремих блоках неоднакові [3]. В межах Жовтоярівського блоку вугленосні відклади розкриті незначною кількістю свердловин. Аналітична вологість вугілля по більшості свердловин змінюється у межах 1,4-5,2 %, що характеризує їх як кам'яне. Зольність знаходиться у межах 3,8-38,6 %. В інтервал значень від 8,0 до 18,0 % влучає понад 70 % усіх вугільних проб. Це дозволяє віднести їх до категорій низько та середньозольних. Вихід летких на горючу масу лежить переважно у межах 38,0 – 46,5 %. Тільки у двох випадках її значення сягають 52,6 %. Із загальної кількості проб 67% влучає в інтервал значень 40,0-45,0 %. У цілому за цим показником вугілля відноситься до незначної ступені вуглефікації. Теплота згоряння (Q^{daf}) досить значна і змінюється у межах 7400-8000 ккал/кг, що характерно для гумусового вугілля марок Б та Г. Вміст сірки загальної на сухе паливо коливається у значних межах, від 0,70 до 6,2 %. Таким чином вугілля є різносірчистим, з перевагою мало - та середньо сірчистого. Вугілля не спікається, або виявляє досить слабку спікливість. Коксівність або відсутня, або дуже незначна, що підтверджується характером коксового королька та низькими значеннями показників індексу Рога (0 - 17 ум.од.) і товщини пластичного шару (до 5мм.). Спікливість та коксівність вугілля підтверджують низьку ступінь вуглефікації, яка відповідає маркам Д-Г. Позірна щільність низька, переважно 1,20-1,22 г/см³, що характерно для гумусового вугілля марки Д. За даними по окремим пробам позірна щільність сягає 1,39 г/см³. Це дозволяє віднести таке вугілля до марки Г. Було відзначено, що вугілля, яке було відібрано з глибини до 1300м, за значеннями хіміко - технологічних показників відрізняється від вугілля отриманого з більших глибин. Воно за звичаєм характеризується меншим виходом леткої речовини, більшим вмістом сірки і меншими значеннями теплоти згоряння, спікливості і коксівності. Низькі значення товщини пластичного шару та високий вихід летких свідчать про неможливість застосування вугілля у коксохімічній промисловості. Відносна енергетична цінність органічної маси змінюється у межах 0,51-0,55, що свідчить про можливість їх застосування у енергетиці.

Зовсім іншими хіміко-технологічними властивостями характеризується вугілля, яке було отримано із свердловини 2-Т. Цією свердловиною, на площі Жовтоярівського блоку, в інтервалі глибин 1486-1820 метрів було розкрито 24 вугільні пласти потужністю від 0,5 до 0,9 м. У категорію достовірних було віднесено тільки 14 вугільних пластів. Вивчення шламу у кількості 0,6кг дало наступні значення хіміко – технологічних показників (%): W^a – 0,8; A^d -5,6; S_t^d – 1,5; V^{daf} - 27,8. Петрографічний склад: V_t – 68,0 %, I – 22,5 %, L – 3 %. Відбивна здатність вітриніту становить 1,22 %. За значеннями цього показника вугілля належить до 17 класу і знаходиться на III – IV стадії метаморфізму. За діючим нормативним документом вугілля слід віднести до марки К [1]. Коефіцієнт коксівності, розрахований за методикою І.В. Ерьоміна, сягає 6,2 [7]. Показник цінності органічної маси змінюється у межах 10,7 - 11,2, а відносний коефіцієнт

цінності у межах 0,83 - 0,86. Відносна енергетична цінність органічної маси вугілля досягає максимальних значень (0,60).

Аналізуючи зміну метаморфізму вугілля по площі Жовтоярівського блоку І. Л. Софроновим було відзначено, що розбіг у виході летких вугілля із свердловини 2 –Т та 4-У сягає 15 %, при різниці у глибині залягання вугленосної товщі всього до 300 метрів. Таким чином на кожні 100 метрів глибини, значення виходу летких змінювалось приблизно на 5 %.

Вугілля Тузлівського блоку за показниками якості відрізняється від вугілля Желтоярівського блоку меншими значеннями виходу летких, меншим вмістом сірки, більшими – товщини пластичного шару (5 - 9 мм), індексу Рога (15 - 47 ум. од.) та теплотою згоряння (7867 - 8230 ккал/кг). Позірна щільність вугілля також підвищена і змінюється від 1,23 до 1,29 г/см³. За ступенем метаморфізму вугілля знаходиться на першій стадії і відноситься до марки ДГ. Відносна енергетична цінність органічної маси вугілля становить 0,57, а технологічна – 0,26.

На площі Балобанівського блоку вугілля встановлено у свердловині 1 – Б. В інтервалі глибин 1757,5 – 1930,4 м було встановлено п'ять вугільних пластів товщиною 0,50 – 0,90 м. Вугілля характеризується наступними значеннями показників складу та якості (%): $W^a - 0,7$; $A^d - 4,0$; $S_t^d - 1,4$; $V^{daf} - 30,2$. Теплота згоряння становить 8744 ккал/кг, товщина пластичного шару – 22 мм, при значенні усадки – 25 мм. Елементний склад вугілля наступний (%): $C^{daf} - 89,6$, $H^{daf} - 5,4$, $O^{daf} - 3,5$. За цими показниками вугілля відноситься до марки Ж. Енергетична цінність органічної маси вугілля становить 0,60, а технологічна – 0,92 - 0,97. Великі значення коефіцієнта технологічної цінності органічної маси дозволяють зробити висновок що головним напрямком використання вугілля є коксохімічна промисловість.

Отримані дані свідчать, що хіміко-технологічні властивості вугілля суттєво змінюються по площі западини. У стратиграфічному розрізі зміни петрографічного складу і хіміко-технологічних властивостей вугілля вивчені недостатньо. Розглянемо це питання за даними вугільної свердловини 5 – у, яка розташована на площі Тузлівського блоку. В інтервалі глибин 1420,5 -1631,4 м свердловиною було визначено 11 тонких пластів та прошарків вугілля загальною потужністю 1,92 м. Усереднений петрографічний склад вугільних пластів : $V_t - 76,9$ %, $S_v - 0,8$ %, $I - 13,7$ %, $L - 8,6$ % (табл. 1). Головною складовою органічної маси вугілля є мацерали групи вітриніту. Вітриніт значно змінений, переважно однорідний, тонкошаровий, інколи атритовий. Рідко зустрічаються фрагменти з залишками клітинної будови. Особливістю групи інертиніту є значна кількість мікриніту, при меншому майже рівному розповсюдженні семіфюзиніту і фюзиніту. Макриніт встановлюється в окремих випадках (табл. 1). Характерною рисою мацеральної групи ліптініту є значне розповсюдження тонких мікроспор поганої збереженості. Значно рідше зустрічаються товсті спори, які за довжиною трохи більші тонких. Колір спор переважно жовто помаранчевий та помаранчево -жовтий. За ступенем відновленості вугілля відноситься до

Таблиця 1 - Результати петрографічних досліджень вугілля

Глибина залягання, м		Петрографічний склад органічної маси вугілля, %						Відбивна здатність вітриніту, %	
від	до	Вітри- ніт Vt	Семіві- триніт Sv	Інертиніт, I				Ліп- тиніт L	R _o
				I _{sf}	I _{ma}	I _f	I _{mi}		
1420,3	1424,1	84,3	0,3	1,0	0	1,7	5,0	7,7	0,63
1455,2	1488,4	75,9	0,9	4,3	0,3	4,0	6,3	8,3	0,64
1618,2	1621,9	60,8	2,0	8,0	0	10,6	7,6	11,0	0,65
1420,3	1621,9	76,9	0,8	4,1	0,2	4,2	5,2	8,6	0,64

маловідновленого ("а"). Відбивна здатність вітриніту змінюється від 0,60 до 0,69 % і у середньому становить 0,63 %.

За значеннями цього показника вугілля відноситься до 10 класу, I стадії метаморфізму. Вугілля характеризується наступними значеннями хіміко – технологічних показників (%) : $W^a - 2,8$; $A^d - 12,5$; $S_t^d - 1,55$; $V^{daf} - 43,9$. Теплота згоряння становить 8005 ккал/кг, товщина пластичного шару – 5мм., а значення усадки – 57 мм. Елементний склад вугілля наступний (%) : $C^{daf} - 89,6$; $H^{daf} - 5,4$; $O^{daf} - 3,5$. Згідно діючому державному стандарту вугілля, за усередненими значеннями класифікаційних показників, воно не класифікується із-за низьких значень товщини пластичного шару [1]. За кількістю вуглецю та значеннями теплоти згоряння вугілля відповідає вугіллю марки ДГ [1].

Слід відзначити, що у стратиграфічному розрізі вугільні пласти розповсюджені нерівномірно, створюючи по інтервалам глибин три угруповання. Перша група пластів розташована в інтервалі глибин 1420,3 – 1424,1 м, друга – в інтервалі 1455,2-1488,4 м, а третя – в інтервалі 1618,2-1621,3 м.

Співставлення складу та якості вугілля цих угруповань дозволяє визначити особливості петрографічного складу та хіміко-технологічних властивостей і виявити їх зміни у стратиграфічному розрізі (табл. 1).

Встановлено, що із збільшенням глибини залягання зменшуються вологість і зольність. Сірчистість вугілля підвищується. В елементному складі вугілля відзначається збільшення кількості вуглецю і зменшення кисню. Технологічні властивості вугілля підвищуються. Зростають значення товщини пластичного шару, індексу Рога, теплоти згоряння. На відміну від виходу летких, значення якого у стратиграфічному розрізі не змінюється, значення відбивної здатності вітриніту з глибиною підвищується від 0,62 до 0,65 %.

Визначені зміни й у петрографічному складі вугілля цих пластів (див. табл.1). Встановлено, що з глибиною зменшується з 84,35 до 60,8 % кількість мацеральної групи вітриніту. Вміст мацеральних груп семівітриніту, інертиніту та ліптиніту відповідно підвищується. Зміна кількості мацералів групи інертиніту відбувається переважно за рахунок підвищення вмісту фюзиніту семіфюзиніту та частково мікриніту. Для вугілля верхньої групи пластів характерною ознакою петрографічного складу є незначна кількість (до 8 %), групи інертиніту, серед якої найбільшого поширення набуває мікриніт (5,0 %). У петрографіч-

ному складі пластів, які залягають у нижній частині вугленосної товщі, вміст групи інертиніту зростає до 26,2 %, при майже рівному співвідношенні таких мацералів як фюзиніт, семіфюзиніт та мікриніт. Вугілля пластів відрізняється і за ступенем відновленості. Так, якщо вугілля верхніх пластів відноситься до мало відновленого типу "а", то вугілля нижніх пластів до типів "аб" і "б." До головних мінеральних домішок у вугіллі відносяться глинисті та карбонатні мінерали, а нижній частині розрізу – пірит. Пірит переважно дрібнозернистий, нерівномірно розповсюджений у вітриніті. У нижній частині розрізу була встановлена присутність карбонатизованих залишків брахіопод та кріноїдей [3].

Отримані дані дозволяють зробити наступні висновки :

- Петрографічний склад і хіміко-технологічними властивості вугілля пластів змінюються як по площі їх розповсюдження, так і у стратиграфічному розрізі.
- За петрографічним складом вугілля відноситься до класу гелітолітів. Пласти нижньої частини товщі складені ліпоідо-фюзиніто-гелітитами, а верхньої частини товщі - ліпоідо-фюзиніто-гелітами.
- Зміна петрографічного складу вугілля супроводжується зміною його відновленості.
- За петрографічним складом і генетичними особливостями вугілля незначно відрізняється від вугілля Львівсько-Волинського басейну.
- Загальною особливістю складу вугілля є підвищений вміст таких мацералів як мікриніт та альгінат.
- Класифікація вугілля низького ступеню метаморфізму на марки ускладнюється із-за високих значень виходу летких та низьких – товщини пластичного шару.
- Вугілля марок Ж та К характеризуються високими значеннями коефіцієнтів технологічної цінності органічної маси. Основним напрямком його використання є коксохімічна промисловість.
- Вугілля марок ДГ та Г можливо використовувати у паливній промисловості.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ3472 – 96. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація. – К.: Держстандарт України, 1997. – 5 с.
2. Позднякевич З.Л., Синичка А.М., Азаренко Ф.С. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы. – Мн.: Беларуская навука, 1997. – 696 с.
3. Сафронов И.Л., Широков А.З. и др. Угленосность раннекаменноугольных отложений Западного Причерноморья. : Отчет ДГИ. – Д. 1982 – в 1 томе / Фонды НГАУ.
4. Ресурси твердих копалин України на 01. 01. 2001р. (за оперативними даними) / Укладачі випуску : В.І. Мартинюк, Н.В. Коран ; під редакцією М.О. Акулова // Київ. : Геоінформ, 2001. – 127 с.
5. Угленосные формации карбона юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы / Бартошинская Е.С., Бык С.И., Муромцева А.А. и др. – К.: Наук. думка. – 1983. – 170 с.
6. Кушнирук В.А., Бык С.И., Бартошинская Е.С. Карбоновые угленосные формации юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы // Угольные бассейны и условия их формирования . – М : Наука, 1983. – С 73-80.
7. Еремин И.В., Бронец Т.М. Марочный состав углей и их рациональное использование. – М.: Недра, 1994. – 254 с.