

І. В. Васильєва, провідний геолог (Український державний геологорозвідувальний інститут), vasilieva1982@ukr.net, ORCID-0000-0002-5487-9896

ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХНЬОГО ДОСЛІДЖЕННЯ

У статті розглянуто особливості формування фізико-механічних властивостей порід на стадіях седиментогенезу, діагенезу, катагенезу та метагенезу, а також головні результати їхнього дослідження. Фізико-механічні властивості порід формуються в процесі накопичення осадового матеріалу і його дальшого метаморфізму, внаслідок якого осадові породи змінюють свої фізико-механічні властивості. Ступінь цих змін залежить від інтенсивності й характеру метаморфічних процесів. За фізико-механічними властивостями порід та особливостями їхньої зміни в Донецькому басейні виділено три зони: зону розвитку вугілля марок Д та Г; зону розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П; зону розвитку антрацитів.

Вивчення геологічної будови, ідентифікація вугільних пластів, виявлення тектонічних порушень, а також визначення якісних характеристик вугілля ґрунтується на кореляції каротажних діаграм пошукового й детального комплексу ГДС і дальшої кількісної інтерпретації каротажних діаграм.

Ключові слова: вугільна шахта, фізико-механічні властивості порід, геофізичні дослідження свердловин, інтерпретація геофізичних даних.

Вступ

Геофізичні дослідження розрізу свердловини виконують за допомогою різних методів, спеціальних приладів і обладнання. Унаслідок фахівці отримують певну інформацію про літологію розрізу, розчленування гірських порід, їхні фізичні властивості тощо.

Інтерпретація геофізичних даних – це уточнення й пояснення отриманої інформації, що стосується саме геології ділянки та фізико-механічних властивостей об'єкта. Головним завданням є надання конкретних висновків про геологічну будову ділянки дослідження та потрібні характеристики гірських порід і вугілля. Здійснюючи інженерно-геологічні дослідження, треба враховувати ці дані для отримання детальнішої і різнобічнішої інформації про ділянку.

Геологічні умови відпрацювання вугільних пластів Західного Донбасу. Західний Донбас – промислово розвинений вугленосний район. Площа його охоплює широку смугу розвитку продуктивних відкладів нижнього й середнього карбону, що простягається від промислового Донбасу на північний захід на понад 250 км (М. Т. Кучеренко Отчет по научно-исследовательской теме III Б.П.І / 108(28) 25–3 / 454-Д “Совершенствование методов прогноза горно-геологических условий залегания углевмещающих пород глубинных горизонтов Донбасса”, 1978 г.). Територія Західного Донбасу приурочена до південно-східного крила Дніпровсько-Донецької западини. У геологічній будові району бере участь потужний комплекс осадових утворень девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, палео-

генового й четвертинного віку, що лежать на породах докембрійського кристалічного фундаменту.

Кам'яновугільні відклади в районі представлені всіма світами нижнього й середнього відділів. Основною продуктивною товщею нижнього карбону є самарська світа C_1^3 (С), яка розділяється на дві підсвіти. Нижня підсвіта укладена в інтервалі вапняків C_1-C_5 і містить 60 вугільних пластів і прошарків, з яких 21 має промислове значення. Середня потужність нижньої підсвіти становить приблизно 400 м. Верхня підсвіта має потужність 70–80 м і характеризується майже цілковитим браком вугілля.

Відклади середнього карбону мають широкий розвиток у північній частині району, де їхня потужність сягає 1800 м. Усі світи середнього карбону містять вугільні пласти робочої потужності, але найпродуктивнішими є світи C_2^6 і C_2^7 . Уміщувальні породи карбонових відкладів представлені перемежованими між собою шарами аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. Процентне співвідношення порід карбонових відкладів у розрізі, за даними пробурених під час дослідження свердловин, таке (у %): аргіліти – 40,3; алевроліти – 29,7; пісковики – 27,0; вугілля – 1,5; вапняки – 1,5.

Вугленосна карбонова товща перекрита мезозойськими відкладами потужністю від 50 до 300 і більше метрів, представлені переважно піщано-глинистими породами. До глинистих порід належать щільні, в'язкі глини, строкаті та світло-сірі, а також лесоподібні суглинки четвертинного періоду. До піщаних порід – слабо зцементовані дрібнозернисті пісковики та пухкі піски. Пісковики часто містять гальку і гравій.

Характеристика основних літологічних різновидів порід. Основними літологічними різновидами порід, що складають продуктивну товщу карбонових відкладів району, як зазначено вище, є аргіліти, алевроліти та пісковики.

Аргіліти складаються з глинистої речовини та уламкового матеріалу (10–

20 %), який розсіяний серед глинистої речовини або утворює тонкі, збагачені прошарки. Текстура породи найчастіше тонкошарувата, що зумовлене чергуванням прошарків алевроитових аргілітів потужністю 1–3 мм з лінзоподібними прошарками алевроитів мінливої потужності. Структура породи пелітова або алевроитопелітова.

Алевроліти представлені здебільшого чергуванням тонких шарів аргіліту та дрібнозернистого пісковика. Порода складається з глинистої речовини й кластичного матеріалу, уміст якого становить від 15–20 до 30 %. Структура породи від алевроитопелітової до псамітової. Глиниста речовина переважно належить до групи гідролюд.

Пісковики складаються з уламкового матеріалу, що зцементований глинистою, зрідка кременисто-глинистою речовиною, слабо карбонатизованою. Структура породи – псамітова. Уламковий матеріал охоплює 55–75 % усього об'єму породи та складається із зерен кварцу наполовину обкатаної форми розміром від 0,03 до 0,3 мм, польового шпату та у вигляді домішок, лусочок серициту і хлориту.

Лабораторія нерудної сировини Дніпропетровської КГРЕ проводила дослідження фізико-механічних властивостей уміщувальних порід для прогнозування гірничотехнічних умов експлуатації вугільних пластів у Павлоградсько-Петропавлівському районі [7]. Результати досліджень, які наведено в табл. 1, свідчать про те, що величини показників фізико-механічних властивостей однакових за літологічним складом порід у районі змінюються в широких межах.

Формування фізико-механічних властивостей порід на стадії седиментогенезу та діагенезу. Утворення осадових порід та формування їхніх фізико-механічних властивостей починається на стадії седиментогенезу й завершується в процесі діагенезу. На стадії седиментогенезу відбувається мобілізація речовини в корі вивітрювання, її переміщення та накопичення на водозбірних ділянках і в кінцевих водоймах.

Таблиця 1. Головні показники фізико-механічних властивостей порід у Павлоградсько-Петропавлівському районі

Показник фізико-механічних властивостей породи	Назва породи								
	аргіліт			алевроліт			пісковик		
	значення показника								
	від	до	середнє	від	до	середнє	від	до	середнє
Природна вологість, %	0,29	8,1	3,43	0,32	7,27	3,32	0,16	9,73	2,9
Об'ємна вага, г/см ³	1,33	2,97	2,32	1,88	2,74	2,52	1,75	2,96	2,18
Питома вага, г/см ³	1,55	2,89	2,74	2,26	2,86	2,69	2,29	3,15	2,65
Опір стиску перпендикулярно нашаруванню при природній вологості, кг/см ²	86	385	197	82	825	234	38	980	301
Поруватість, %	1,99	24,3	13,5	2,13	24,6	13,6	1,7	32	17,9
Модуль пружності, *10 ⁻³ кг/см ²	19,8	152	66	31,5	139	70,4	39,8	254	109

Примітка. Дослідження виконала лабораторія нерудної сировини Дніпропетровської КГРЕ, 1978 р.

Осад, що утворився, змінюється та перетворюється в осадові породи вже на стадії діагенезу. Перетворення первинного осаду й завершення формування осадових порід кам'яновугільних вугленосних формацій Дніпрово-Донецького прогину збігається з буровугільною стадією перетворення органічної речовини. На площі Донецького басейну умови седиментогенезу й діагенетичних перетворень встановлено на основі досліджень первинних ознак осаду: їхньої структури, текстури, мінерального складу, особливостей залишків фауни та флори, мінеральних діагенетичних новоутворень тощо (М. Т. Кучеренко, 1978 г.).

Під час накопичення вугленосних відкладів карбону Дніпрово-Донецького прогину зона знесення була на Українському щиті, у Білоруській і Воронежській антеклізах, а також на Ставропольському піднятті і на Кавказі. Рельєф суші був невисоким, вирівняним. Найвищі його ділянки розміщувались у центральній та південній частині Українського щита. Продукти розмиття зносилися в зону накопичення осаду здебільшого невеликими річками внаслідок абразії берегів. Клімат упро-

довж більшої частини кам'яновугільного періоду був теплим і вологим – тропічним. У Донецькому басейні аридизація клімату почалася під час накопичення світи С₂⁷.

На площі Дніпрово-Донецького прогину були зони накопичення переважно карбонатних і теригенних порід. Розміщення цих зон не було постійним. У московський вік накопичення карбонатних порід відбувалося за межами Дніпрово-Донецького прогину – у зоні Доно-Медведицьких підняттях. У Дніпрово-Донецькому прогині в цей час відкладався теригенний комплекс осаду, що містив малопотужні прошарки карбонатних порід та вугілля.

У переважно теригенній товщі Донецького басейну встановлено відклади різних динамічних зон моря, заток, лагун, підводних виносів річок, алювіальних долин, озер, континентальних застійних вододом і торф'яних боліт. Співвідношення цих фаціальних типів порід у розрізі та за площею не є постійним і визначається загальними палеогеографічними умовами, які були у відповідний час.

Формування мінерального складу піщаних, алевритових, глинистих і карбо-

натних порід завершилося на стадії діагенезу.

Про фізико-механічні властивості порід карбону, що зумовлені седиментаційними процесами й діагенетичними перетвореннями, можна судити за результатами їхнього дослідження в зоні розвитку найменш метаморфізованого кам'яного вугілля Старобельської площі (табл. 2).

Мінімальні значення щільності характерні для пісковиків. Алевритові, глинисті й карбонатні породи вирізняються вищою щільністю. Поруватість порід знижується від пісковиків до вапняків. Максимальними значеннями за міцністю характеризуються вапняки, найнижчими – глинисті й піщано-глинисті породи.

Відмінність фізико-механічних властивостей уламкових, глинистих і карбонатних порід, що виникла під час седиментації та діагенезу, зберігається і надалі незалежно від ступеня їхніх постдіагенетичних змін та глибини залягання. Показники міцності пісковиків зростають у напрямку зменшення розміру зерен, що їх складають.

Показники пружності й повзучості залежать від структурних особливостей порід та їхнього мінерального складу. Мінімальні значення деформації повзучості

характерні для піщаних та алевритових порід з умістом глинистих часток у кількості не більше ніж 10 %. Деформації повзучості глинистих порід становлять 114–139 % від миттєвих деформацій.

Умови накопичення осадових порід впливають на їхню однорідність та анізотропію. Важливим чинником, що визначає фізико-механічні властивості порід, є їхні текстурні особливості. Породи з хаотичною текстурою міцніші, ніж породи із шаруватою текстурою.

Літогенетичні типи порід розрізняються за поруватістю. Максимальні її значення на всіх стадіях метаморфізму характерні для алювіальних відкладів, а мінімальні – для континентальних.

Формування фізико-механічних властивостей порід на стадії катагенезу та метагенезу. Після стадії літогенезу (седиментогенезу та діагенезу) настає тривалий етап поступової зміни сформованих осадових порід до їхнього перетворення на метаморфічні породи, що зумовлено поступовим їхнім зануренням і пов'язаним із цим підвищенням тиску й температури. Цей етап перетворення осадових порід розділяється на стадію катагенезу та стадію метагенезу. Завершується він перетворенням осадових порід у метамор-

Таблиця 2. Фізико-механічні властивості порід карбону Старобельської площі

Порода	Щільність, г/см ³	Поруватість, %	Ліміт міцності в разі стиснення, кг/см ²	Ліміт міцності при стисненні у водонасиченому стані, кг/см ²	Ліміт міцності в разі розтягнення паралельно нашаруванню, кг/см ²	Ліміт міцності в разі розтягнення перпендикулярно нашаруванню, кг/см ²
Пісковик	2,14	18,4	166,5	127,0	29,4	14,0
Сланець піщаний	2,18	16,1	139,7	83,1	21,5	8,7
Сланець піщано-глинистий	2,19	15,6	112,0	–	19,2	7,8
Сланець глинистий	2,19	16,7	128,0	–	23,8	8,7
Вапняк	2,19	7,2	476,3	302,9	73,9	36,5

Примітка. Дослідження виконала лабораторія нерудної сировини Дніпропетровської КГРЕ, 1978 р.

фічні: пісковиків – у кварцити, алевритових і глинистих порід – у сланці, вапняків – у кристалічні вапняки та мрамур, вугілля – в антрацити та графіти. Такий процес супроводжується зміною фізико-механічних властивостей порід унаслідок ущільнення й мінералогічного перетворення.

Щільність порід зі збільшенням ступеня метаморфізму вугілля від довгополум'яного до антрациту на площі української частини Донецького басейну зростає від 2,14–2,19 до 2,67–2,68 та до 2,76–2,75 г/см³ на площі всього басейну.

Найінтенсивніше ущільнення всіх порід відбувається в зоні розвитку слабо метаморфізованого вугілля (до марки Ж включно); зі збільшенням метаморфізму вугілля інтенсивність ущільнення порід знижується. А в зоні розвитку напівантрацитів та антрацитів відбувається досить повільно. На всіх стадіях метаморфізму вугілля (від Д до А) мінімальна щільність порід характерна для пісковиків, максимальна – для глинистих порід. Вапняки відрізняються від уламкових і глинистих порід вищою щільністю.

Головною причиною зміни щільності порід вважають їхнє ущільнення внаслідок збільшення ступеня метаморфізму вугілля та вторинних мінеральних перетворень. На ранніх стадіях метаморфізму на щільність уламкових і глинистих порід впливає також ступінь їхнього відсортування та нерівномірний розподіл діагенетичних новоутворень. Підвищеною щільністю вирізняються різновиди піщано-глинистих порід, що збагачені глинистими часточками з карбонатним цементом, а також карбонатними конкреціями, особливо магnezіально-залізистими й залізистими. Із цими причинами пов'язаний широкий розкид значень щільності порід на низьких стадіях катагенезу й метагенезу.

Загальна поруватість порід. Якщо щільність уміщувальних порід зі зростанням ступеня метаморфізму вугілля зростає, то загальна поруватість, навпаки, знижується в цьому напрямку. Найінтенсивніше зменшення поруватості піщано-глинистих порід відбувається в зоні розвитку вугілля

марок Д, Г, У разі дальшого збільшення ступеня метаморфізму вугілля поруватість змінюється в невеликих інтервалах – від 4,0–4,3 до 3,2–3,9 %. У зоні розвитку вугілля марок Д, Г, Ж градієнт зменшення поруватості пісковиків зі зниженням виходу летких речовин вугілля на один відсоток становить 1,5 %. Зі збільшенням катагенезу цих порід зростає кількість закритих і важкодоступних для флюїдів пор. Це підтверджується тим, що в зоні розвитку слабо метаморфізованого вугілля відкрита поруватість становить 80 % від загальної, а в зоні високо метаморфізованого вугілля – тільки 60–70 %.

Зі зміною ступеня метаморфізму вугілля від довгополум'яного до антрациту найінтенсивніше зменшення поруватості характерне для пісковиків (у 5,8 раза), менше – алевролітів (у 4,9 раза), ще менше – глинистих порід (у 4,3 раза) та вапняків (утричі).

Аналіз даних засвідчує, що в Донецькому басейні між зонами поширення газового та жирного вугілля відбувається інверсія значень поруватості піщано-алевроліто-глинистих порід. Якщо в зоні розвитку вугілля марок Д і Г пісковики характеризуються вищою поруватістю, порівнюючи з глинистими породами, то в зоні розвитку вугілля марок Ж та більш метаморфізованого кам'яного вугілля глинисті породи характеризуються вищою поруватістю, ніж пісковики. Друга інверсія поруватості цих порід відбувається під час переходу від пісного вугілля до антрацитів.

Ущільнювальну дію маси порід, що залягають вище, треба розглядати як головну причину зміни їхньої поруватості та щільності під час занурення зони накопичення осаду. Це явище супроводжувалося підвищенням тиску й температури. Початкове ущільнення відбувалося внаслідок зменшення відстані між зернами до цілковитого їхнього зближення. Таке ущільнення порід відповідає найінтенсивнішій зміні поруватості й завершується на стадії утворення жирного вугілля.

Зміна межі міцності під час стискання порід зі збільшенням ступеня метаморфізму

вміщувального вугілля відбувається складніше, ніж зміна щільності та поруватості.

З одного боку, зі збільшенням ступеня метаморфізму вугілля від довгополуменового до антрациту відбувається збільшення міцності всіх різновидів порід. Межа міцності під час стискання пісковиків у цьому діапазоні зміни ступеня метаморфізму вугілля зростає у 6,4 раза, алевролітів – у 4,2–4,6 раза, глинистих порід – у 2,2 раза, вапняків – удвічі.

З іншого боку, у діапазоні розвитку вугілля марок Д, Г, Ж, КЖ межа міцності під час стискання зростає для пісковиків більш ніж удвічі, алевроліт-глинистих порід – у 1,4–1,6 раза. У зоні розвитку вугілля марок К та ОС міцність усіх порід, порівнюючи з міцністю порід у зоні розвитку вугілля марки КЖ, знижується в 1,2–1,4 раза. Зі зростанням ступеня метаморфізму міцність знову зростає, досягаючи максимальних значень у зоні розвитку антрацитів.

Межа міцності під час стискання піщаних, алевролитових і глинистих порід зі зменшенням виходу летких речовин до 24–16 % поступово зростає. Водночас найінтенсивніше збільшення цієї ознаки характерне для пісковиків (у 2,96 раза), трохи менше – для глинистих порід (удвічі) та мінімальне – для алевролитових порід (у 1,25 раза).

Межа міцності під час стискання на площі басейну змінюється залежно від ступеня їхніх катагенетичних властивостей та глибини залягання. Межа міцності під час стискання пісковиків на площі розвитку вугілля марок Д та Г має значення від 100–200 до 600–1 100 кг/см³. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П значення міцності сягає 400–1 600 кг/см³, частіше – 800–1 200 кг/см³. У зоні розвитку антрацитів межа міцності під час стискання має значення від 1 100–1 600 кг/см³, іноді – 500–1 000 кг/см³. Найвищі значення приурочені до найглибших ділянок або до максимальних ступенів метаморфізму.

Межа міцності під час стискання алевролітів у зоні розвитку вугілля марок Д, Г має значення від 100–200 до

600–900 кг/см³. Спостерігається чітке зростання цього параметра в напрямку збільшення ступеня метаморфізму вугілля, рідше – у напрямку збільшення глибини залягання. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П межа міцності під час стискання змінюється від 200–400 до 600–800 кг/см³, зрідка – до 1 000–1 200 кг/см³. Іноді відзначається збільшення значень у напрямку глибини залягання. У зоні поширення антрацитів характерні значення від 300–400 до 600–800 кг/см³, часом до 1 000 кг/см³. Іноді підвищені значення міцності під час стискання приурочені до заглиблених частин синкліналей.

Зона розвитку вугілля марок Д, Г характеризується межею міцності під час стискання глинистих порід від 100–200 до 400–600 кг/см³. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П значення сягають від 200–300 до 400–600 кг/см³, іноді – до 800 кг/см³. У зоні розвитку антрацитів межа міцності зростає до 300–700 кг/см³. Іноді відзначається приуроченість підвищених значень цього параметра до заглибленої частини Боково-Хрустальської синклінали.

Збільшення межі міцності порід під час стискання в зоні розвитку вугілля марок Д, Г, Ж, КЖ відбувається паралельно збільшенню щільності порід унаслідок дії маси відкладів, що залягають вище. Зниження міцності порід у зоні розвитку вугілля марок К, ОС, порівнюючи з менш інтенсивно зміненими породами, пов'язане з вторинними змінами їхнього мінерального складу.

На стадії метаморфізму вугілля, що відповідає маркам К, ОС, відбувалось інтенсивне утворення гідроліоду, серициту, мусковіту, що мають крихкі особливості структури. Головною причиною послаблення властивостей міцності порід треба вважати посилення тиску на уламкові зерна в місцях їхнього стискання, а також утворення вторинної мікротріщинуватості та грануляції. Збільшення міцності порід з посиленням катагенетичних змін пов'язане з мікроміграцією та утворенням вторинного кварцу, а також проявом

конформаційних, інкорпораційних та стилітових структур.

Межа міцності під час розтягування для осадових утворень визначається за двох взаємно перпендикулярних напрямів: паралельно та перпендикулярно нашаруванню порід. Межа міцності під час розтягування паралельно нашаруванню перевищує цю величину, яку визначали перпендикулярно нашаруванню, у 1,6–3,3 раза. Найменша різниця цих показників характерна для вапняків (у 1,6–2,1 раза) та пісковиків (у 1,7–2,1 раза), а максимальна – для глинистих порід (у 2,2–3,3 раза).

З посиленням ступеня метаморфізму вугілля межа міцності під час розтягування як паралельно, так і перпендикулярно нашаруванню для всіх порід зростає, досягаючи максимальних значень у зоні розвитку вугілля марки КЖ. У піщаних і алевритових породах середні значення цих показників, порівнюючи з породами на Богданівських ділянках, зростають у 3,8–4,6 раза, у глинистих – у 2,9–3,4 раза і в карбонатних – у 2–2,1 раза. У зоні розвитку вугілля марок К, ОС межа міцності піщано-глинистих і карбонатних порід знижується, порівнюючи з їхніми значеннями на стадії КЖ, у 1,7–2,4 раза. Водночас зниження для алевритових і глинистих порід відбувається інтенсивніше, ніж для пісковиків. У пісковиків у зоні розвитку пісного вугілля значення межі міцності під час розтягування зростає й сягає значень, що спостерігаються в зоні розвитку вугілля марки КЖ.

Що стосується алевритових і глинистих порід, то їхні зниження значень характерні також для зон розвитку пісного вугілля та напівантрацитів. Максимальні значення межі міцності під час розтягування характерні для зони розвитку антрацитів, де вони перевищують значення в зоні вугілля марки КЖ у 1,2–1,4 раза. Загалом межа міцності під час розтягування в діапазоні змінення метаморфізму від довгополуменового вугілля до антрацитів у піщаних породах збільшується в 3,0–3,2 раза, алевролітів – у 2,1–2,2 раза, глинистих порід у 1,8–2,0 раза і вапняків – у 1,1 раза.

Зміна межі міцності під час розтягування порід на площі басейну визначається поширенням вугілля різного ступеня метаморфізму. За особливостями зміни цього параметра порід визначають: зону розвитку вугілля марок Д та Г, зону розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П та зону розвитку антрацитів (і напівантрацитів).

Межа міцності пісковиків під час розтягування в зоні розвитку вугілля марок Д, Г змінюється від 10–20 до 60–80 кг/см³. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П характерні значення від 25–50 до 70–110 кг/см³. Залежностей від ступеня метаморфізму та глибини залягання не спостережено. У зоні розвитку антрацитів межа міцності порід під час розтягування має значення від 35–70 до 110–160 кг/см³. Іноді відзначається приуроченість підвищених значень межі міцності під час розтягування до найбільших глибин залягання.

Межа міцності під час розтягання алевролітів у зоні розвитку вугілля марок Д та Г змінюється від 10–20 до 40–110 кг/см³. Відзначається тенденція її збільшення з ростом метаморфізму вугілля. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П простежуються значення від 20–30 до 60–80, іноді – до 120 кг/см³. Чіткої закономірності в зміні цього параметра по площі немає. Інколи збільшення приурочене до великих глибин, а зниження – до виходів порід на поверхню карбону. У зоні розвитку антрацитів спостерігаються значення від 20–30 до 60–90 кг/см³. Місцями підвищені значення приурочені до площ максимального метаморфізму або до центральних частин синкліналей.

Межа міцності під час розтягування глинистих порід у зоні розвитку вугілля марок Д, Г змінюється від 10–150 до 30–85 кг/см³. Проявляється тенденція збільшення значень у бік росту ступеня метаморфізму вугілля. У зоні розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П спостерігаються значення від 20–30 до 45–80 кг/см³. Закономірності зміни значень за площею немає. У зоні розвитку антрацитів межа міцності під час розтягування глинистих порід становить від 20 до 40–80 кг/см³. Підвищені

значення місцями приурочені до великих глибин залягання або до площ розвитку найбільш метаморфізованих антрацитів.

Інші властивості порід. Крім розглянутих вище показників фізико-механічних властивостей, на стадії катагенезу й метагенезу змінюються також інші властивості порід.

Питома вага (мінералогічна щільність) порід мало змінюється, зростаючи від 2,70–2,74 у зоні розвитку довгополуменевого вугілля до 2,74–2,80 г/см³ у зоні розвитку антрацитів. Водночас вищі значення характерні для глинистих порід, а нижчі – для пісковиків.

Швидкість поширення пружних хвиль у породах зростає зі збільшенням ступеня метаморфізму вугілля. До того ж найінтенсивніше збільшення швидкості поширення пружних хвиль відбувається в зоні розвитку менш метаморфізованого вугілля марок БД, Д, Г, Ж. У зоні розвитку пісного вугілля встановлено інверсію значень швидкості. На площі Донецького басейну збільшення швидкості поширення пружних хвиль відбувається відповідно до зростання щільності порід.

Питомий електричний опір порід у зоні розвитку вугілля марок ДБ, Д, Г, Ж змінюється несуттєво. У зоні розвитку вугілля марок К, ОС, П цей показник різко зростає й сягає максимальних значень у зоні розвитку напівантрацитів та антрацитів. На всіх стадіях метаморфізму максимальні значення питомого електричного опору характерні для пісковиків, а мінімальні – для глинистих порід.

На стадії катагенезу й метагенезу також зростає коефіцієнт міцності порід. За своєю природою цей показник корелюється з межею міцності під час розтягування порід.

Зміна мінерального складу порід. Після завершення стадії літогенезу з дальшим зануренням зони осадонакопичення й утворенням нових шарів осадові породи потрапили в нові термодинамічні умови з вищими температурою й тиском.

Максимальна глибина занурення зони поширення найбільш метаморфізованих

антрацитів Донецького басейну не перевищувала 10–14 км. У зв'язку з цим тиск у породах сягав 2500–3500 атм. Метаморфічні породи фації зелених сланців утворюються за температури 400–550 °С. Такі породи, що за ступенем метаморфізму відповідали б фації зелених сланців, у Донецькому басейні не спостережено. Треба вважати, що температура осадових порід, що вміщують у собі найбільш метаморфізовані антрацити, не досягала 350–400 °С.

Отже, занурення осадових порід на глибину зумовлює зміну термодинамічних умов їхнього залягання. Головною реакцією осадових порід на ці зміни є ущільнення, літифікація, зміна структури й текстури, перетворення теригенних та аутигенних компонентів.

У Донецькому басейні може бути виділено три стадії перетворення осадових порід після літогенезу: початковий катагенез, глибинний катагенез, початковий метагенез.

Стадія початкового катагенезу за своїми термодинамічними умовами мало відрізняється від стадії діагенезу, бо є її природним продовженням. Для цієї стадії характерне поступове загасання діагенетичних мінеральних перетворень, інтенсивне зниження поруватості, наявність незміненої глинистої речовини та нормальних осадових структур. Нижня межа початкового катагенезу проходить між зонами розвитку вугілля марок Д та Г (М. Т. Кучеренко, 1978 г.). Занурення зони осадонакопичення не перевищує 3 км, середня щільність порід у цьому діапазоні глибин становить 2,25 г/см³, максимальний тиск у породах сягав не більше ніж 650–675 атм., температура в масиві не перевищувала 70–90 °С.

У породах цієї зони трапляються поодинокі зерна амфіболітів і піроксенів, хлоритизовані уламки ефузивів, релікти вулканічного скла, незмінений, а також хлоритизований, каолінізований та гідратований біотит. Зерна польових шпатів заміщуються каолінітом і серицитом. У багатих ефузивами породах спостерігається утворення хлориту у вигляді обідків

навколо уламкових зерен. Формуються анатаз, брукіт, лейкоксен, сфен, гематит, карбонати заліза та ін.

Стадія глибинного катагенезу у товщі осадових порід відповідає зоні розвитку вугілля марок Г, Ж, К, ОС, П. У Дніпрово-Донецькій западині такі породи встановлено на глибині 3,0–3,5 км. Глибина занурення нижньої межі розвитку пісного вугілля може сягати 7 км, а середня щільність порід у межах глибин 3–7 км – 2,6 г/см³, тиск водночас становить 1000 атм. Відповідно до цього у межах глибинного катагенезу порід тиск змінювався від 600 до 1600 атм. Максимальний тиск міг досягати значення 2000 атм., температура – 300 °С і вище.

У зоні глибинного катагенезу розвинені нормальні осадові породи – аргіліти, алевроліти, пісковики, вапняки та вугілля. Усі вони щільні, міцні, майже не розмокають у воді. Винятком є породи з “кучерявою” текстурою та вуглисті аргіліти. Унаслідок збільшення тиску щільність уламкових і глинистих порід зростає від 2,28–2,45 до 2,62–2,63 г/см³, а поруватість знижується від 12,4–8,7 до 4,8–3,6 %. Під впливом підвищеного тиску відбувається даліше зближення уламкових зерен, починається структурне перетворення порід. Збільшується площа поверхні контакту між зернами. Відзначається деформація уламкових зерен плагіоклазу, з’являються виділення вторинного кварцу та польових шпатів.

У зоні глибинного катагенезу цілком відсутні монтморилоніт та змішано-шаруваті мінерали, що заміщуються гідрослюдою. Широко розвинені залізисто-магнезійний хлорит, каолінит з великими лусочками та вторинний серицит у вугіллі марок ОС, П. Підсилюється розкristалізація карбонату з утворенням зернистих структур та появою лапатих зерен.

Стадії початкового катагенезу на Донбасі відповідає частина вугленосної товщі, що вміщує напівантрацити та антрацити. Загальна потужність цієї зони дорівнює 8 км з глибиною занурення товщі порід до 18 км. Середнє значення щільності порід у цій зоні дорівнює 2,67 г/см³, максимальний

приріст тиску – 2000 атм., загальний тиск від 3500 до 4000 атм. Температура змінювалась у межах 300–400 °С. Зросла мінералізація порових розчинів.

В уламкових породах зростає кількість контактів на одне зерно в прибережних пісковицях, поширюються конформні та інкорпораційні структури, мікростилітолітові зчленування зерен. Утворюються зерна кварцу із щітками хлориту, серициту та вторинного кварцу. Унаслідок таких перетворень скорочується відстань між зернами, місцями виникають мозаїчні структури або безцементні пісковики. Трапляються релікти біотиту, що заміщений гідрослюдою з виділенням рутилу, анатазу, магнетиту, ільменіту, а також хлориту з виділенням сидериту та піриту.

Суттєві зміни відбуваються в глинистих породах і цементі уламкових порід. Релікти каолініту та гідрослюди трапляються тільки в породах підшви вугільних пластів. В інших відкладах вони заміщені залізисто-магнезійним хлоритом. Спостерігається інтенсивна мусковітизація гідрослюди, утворюється слюда парагонітового складу. Глинистий матеріал цементу уламкових порід перетворений у вторинний серицит, мусковіт і вторинний кварц на 60–75 %, а в глинистих породах – на 45–50 %.

У Довжано-Ровенецькому районі вміст серициту, мусковіту і кварцу у пісковицях сягає 80–90 % від маси породи. Вторинний мусковіт часто проростає всередину уламкових зерен. Його кількість залежить від первинного вмісту глинистих часток у породі. Зерна плагіоклазу дуже серитизовані, пелітоморфні і органогенні карбонати перекристалізовані. Свою первинну структуру зберігають тільки залишки форамініфер та криноїдей.

Попри суттєві структурно-текстурні та мінеральні перетворення порід карбону Донецького басейну під час катагенезу й катагенезу загальний їхній хімічний склад майже не змінюється (табл. 3).

Фізико-механічні властивості та якість вугільних пластів. Вивчення геологічної будови, ідентифікація вугільних пластів,

Таблиця 3. Хімічний склад глинистих порід Донецького басейну

Компонент	Середній уміст, %			
	Красноармійський район	Донецько-Макіївський район	Торезький район	Довжансько-Ровеньківський район
SiO ₂	52,54	50,55	50,70	53,10
Al ₂ O ₃	20,64	20,06	20,53	20,28
Fe ₂ O ₃	2,22	1,89	1,58	1,39
FeO	5,15	5,65	6,54	7,25
TiO ₂	0,99	0,90	0,88	0,83
P ₂ O ₅	0,18	0,24	0,25	0,21
MnO	0,12	0,15	0,15	0,13
CaO	1,07	1,97	1,34	1,59
MgO	2,36	2,62	2,47	2,61
SO ₃	0,35	0,82	0,95	0,88
K ₂ O	3,30	3,71	3,04	3,22
Na ₂ O	1,02	0,90	1,47	1,07
H ₂ O	1,04	0,95	0,53	0,43
В.п.п.	8,96	9,10	9,84	7,85
Сума	99,93	99,53	100,27	100,84
Кількість зразків	3	20	21	9

Примітка. Дослідження виконала лабораторія нерудної сировини Дніпропетровської КГРЕ, 1978 р.

виявлення тектонічних порушень, а також визначення якісних характеристик вугілля виконують на основі кореляції каротажних діаграм пошукового або детального комплексу ГДС. [1]

До основних фізико-механічних властивостей порід, що вміщують та визначають гірничо-геологічні умови експлуатації вугільних родовищ, належать: поруватість; мінералогічна й об'ємна щільності; межа міцності на одновісне стискання й одновісне розтягнення; міцність за Протодьяконовим; модуль Юнга; модуль зсуву тощо.

Зольність є головним показником якості вугілля. Оцінювати зольність та інші показники якості вугілля (вологість, сірчистість, вихід летких речовин тощо) можна за хімічним аналізом кернових

проб і за даними ГДС. Можливе також комбіноване визначення зольності за даними ГДС і відбирання зразків порід.

Зольність та інші характеристики якості вугілля визначають за допомогою кореляційних залежностей між показниками якості вугілля та геофізичними параметрами (щільність, питомий електричний опір, природна гамма-активність, ефективний атомний номер) [5].

Від якості геофізичних досліджень і їхньої інтерпретації залежить процес ведення робіт з видобутку корисних копалин, мінімізації витрат на дальшу дорозвідку й уточнення гірничо-геологічних умов відпрацювання вугільного родовища [9]. Точність визначень фізико-механічних властивостей порід оцінюють, порівнюючи дані ГДС і лабораторних визначень [2].

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) у межах шахтних полів виконують на всіх стадіях розвідки. Залежно від періоду розвідки застосовують відповідну методику робіт та апаратуру. У процесі оброблення матеріалів геофізичних досліджень свердловин вирішують такі геологічні задачі:

- визначення глибини залягання, товщини та будови вугільних пластів;
- визначення зольності та інших показників якості вугілля;
- визначення літологічних різновидів вміщувальних порід;
- вивчення фізико-механічних властивостей вуглевміщувальних порід;
- контроль технічного стану стовбурів свердловин (вимірювання діаметра, кутів та азимутів скривлення свердловин) тощо.

Для вугільних свердловин застосовують типові комплекси геофізичних свердловинних методів досліджень. Їх поділяють на загальні дослідження по всьому стовбуру для вивчення розрізу свердловини, які виконують у масштабі глибин 1:500 або 1:200 (пошуковий комплекс), і детальні дослідження в інтервалах залягання вугільних пластів, які виконують у масштабі глибин 1:50 і 1:20 (детальний комплекс).

Інтервал детального каротажу має охоплювати не менше ніж 3 м потужності вміщувальних порід безпосередньої покрівлі вугільних пластів і 2 м безпосереднього ґрунту [3].

Інклінометрію проводять у розвідувальних свердловинах – вертикальних з глибинами понад 300 м і похилих з глибинами понад 100 м. Термометрію проводять в усіх свердловинах завглибшки понад 500 м. Під час кожного різновиду каротажу визначають питомий опір промивної рідини по стовбуру свердловини. Крім того, з окремих вугільних пластів відбирають kern бічними стрільними ґрунтоносами.

Визначення глибин залягання, товщини та будови вугільних пластів

У період застосування напівавтоматичних каротажних станцій (1950–1960 рр.) вирішення цих задач здійснювали з викорис-

танням методів КО-ГЗ, СК. Із шістдесятих та на початку сімдесятих років з появою нових каротажних станцій та апаратури радіоактивного каротажу комплекс ГДС доповнився методами ГК, ГГК-щ, БСК (боковий струмовий каротаж), БК-р_к (боковий каротаж). Починаючи з 1976 р., було запроваджено мікрометоди РОЗ (різниця опору заземлень) на заміну БСК, ГГК-с (селективний гамма-гамма-каротаж), МЕП (метод електродних потенціалів). В усі періоди розвідки ділянки товщину та будову вугільних пластів контролювали відбиранням проб ґрунтоносами ГМК-50.

Визначення зольності та інших показників якості вугілля

Технічний аналіз якості вугілля ($A^d, W^a, S^d, V^{daf}, Y$) виконують методом багатомірної кореляції за комплексом методів геофізичних досліджень вуглерозвідувальних свердловин. Визначення загальної зольності вугільного пласта можна виконувати методом ГК. Зольність прошарків вугільних пластів визначали методом ГГК-с, а також лабораторним методом по пробах БСГ (бокові стрільні ґрунтоноси).

Визначення літологічних різновидів вміщувальних порід

У період використання напівавтоматичних каротажних станцій ці задачі вирішували з використанням комплексу геофізичних методів – уявного електричного питомого опору градієнта зонда розміром АЗ.6М0.1N і потенціалу зонда N3.6М0.1А, струмового каротажу (СК), викликаних потенціалів (ВП) та потенціалу самочинної поляризації (ПС).

Починаючи з 1961 року, з уведенням до комплексу геофізичних досліджень таких методів, як гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж щільності (ГГК-щ), кавернометрія, боковий каротаж (БК-р_к), акустичний каротаж тощо стало можливим однозначно виділяти вугільні пласти, а також літотипи вміщувальних порід (вапняків, пісковиків, алевролітів, аргілітів і їхніх різновидів).

Виявлення тектонічних порушень та інтервалів тріщинуватих порід

Вирішення цієї геологічної задачі здійснюють методом кореляції геофізич-

них діаграм, зареєстрованих у масштабі глибин 1:200 методами КО-ГЗ, ПЗ, ПС, ГК, ГГК-щ, КМ. Визначають амплітуду тектонічного порушення, а також зону перетину тектонічного порушення свердловиною. Інтервали “послаблених” – трицинуватих порід, зокрема зони тектонічних порушень, можна виділяти за даними акустичного каротажу.

Вивчення фізико-механічних властивостей вуглевміщувальних порід

Високоінформативним методом для визначення фізико-механічних властивостей (ФМВ) вуглевміщувальних порід є акустичний каротаж (АК). Дослідження методом АК у свердловинах виконують станціями ЛАК-1, ЛАК-4 та апаратурою ПАРУС у комплекті з реєстратором фазокореляційних діаграм, укомплектованих малогабаритними свердловинними приладами АК-60, ПАРУС. Застосовують зонди П1.ОИ1.ОИ, П1.1.И1.1.И, П0.67И0.25И, И0.5П0.2П.

Вимірювання природної температури гірських порід

Природну температуру гірських порід вивчають у геологорозвідувальних свердловинах за допомогою електротермометрів ЕТМ1-55 та ЕТС-2у. Вимірювання проводять через 12–24 години після зупинення циркуляції промивної рідини.

Висновки

Для вивчення фізико-механічних властивостей вугільних пластів найважливішими є умови седиментації та діагенезу, катагенезу та метагенезу, глибина залягання, обводнення та інтенсивність впливу гіпергенних процесів.

Фаціальні та геотектонічні умови накопичення первинного осаду є визначальними чинниками формування фізико-механічних властивостей порід. Вони зумовлювали швидкість накопичення та склад речовини в зоні накопичення, швидкість седиментації, хімічну та механічну диференціацію, ступінь сортування, текстурні особливості порід, розподіл органіки, особливості діагенетичного перерозподілу речовин. Зі стадією діагене-

зу пов'язано утворення дрібнозернистого карбонату в глинисто-алевритових породах, карбонатного цементу в пісковиках, а також конкреційних утворень карбонатів, дисульфідів заліза та кремнієвої речовини.

На фізико-механічні властивості порід суттєвий вплив мають їхні текстурні особливості. Нешаруваті породи відрізняються від шаруватих підвищеною міцністю. Шаруватість зумовлює анізотропію властивостей порід.

З підвищенням ступеню метаморфізму вугілля (зі зменшенням виходу летких речовин) відбувається збільшення питомої ваги всіх порід, їхньої щільності, міцності, швидкості поширення пружних хвиль, питомого електричного опору та зниження поруватості.

За фізико-механічними властивостями порід та особливостями їхньої зміни в Донецькому басейні виділено три зони: зону розвитку вугілля марок Д та Г; зону розвитку вугілля марок Ж, К, ОС, П; зону розвитку антрацитів.

Глибина залягання також має суттєвий вплив на фізико-механічні властивості. На глибині 1 400–1 500 м пісковики із зони розвитку газового вугілля мають найвищу щільність, подібну до цих порід у зоні розвитку антрацитів.

Дальші дослідження будуть спрямовані на вивчення ступеня впливу структурних і текстурних, мінеральних особливостей порід та вторинних перетворень на їхні фізико-механічні властивості, а також на ширше використання ГДС для оцінки фізико-механічних властивостей порід у масиві.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/Под ред. В. М. Запорожца. – М.: Недра, 1983. – 591 с.**
2. **Горбачев Ю. М. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 1990. – 298 с.**
3. **Гриб Н. Н., Никитин В. М. Изучение показателей качества углей и горно-геологических условий разработки угольных месторождений по результатам геофизических исследований скважин. Технический инсти-**

тут (филиал) Северо-Восточного федерального университета, г. Нерюнгри. Академия наук Республики Саха (Якутия)//Наука и образование. – 2015. – № 4. – С. 34–40.

4. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 344 с.

5. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. – 432 с.

6. Каргаполов А. А., Makeev С. Ю., Свистун В. К., Гуня Д. П. Комплексное использование геолого-геофизических методов для выделения зон скопления метана// Сборник научных трудов “Геотехническая механика?” – 2012. – Вып. 102. – С. 147–153.

7. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник – К.: Видавничо-поліграфічний центр “Київський університет”; 2011. – 175 с.

8. Трофимов С. Ф. Анализ достоверности геологоразведочных работ на уголь в Донбассе. Донбасская научно-исследовательская лаборатория. – Ростов-на-Дону, 1966. – 54 с.

REFERENCES

1. Geophysical methods of wells research. Directory geophysics/Red. V. M. Zaporozhtsa. – Moskva: Nedra, 1983. – 591 p. (In Russian).

2. Gorbachjov Ju. M. Geophysical exploration of wells. – Moskva: Nedra, 1990. – 298 p. (In Russian).

3. Grib N. N., Nikitin V. M. Study of coal quality parameters and geological conditions of coal mining on the results of well logging. Technical Institute (branch) of the North-Eastern Federal University, Neryungri. The Academy of Sciences of the Republic of Sakha (Yakutia)//Nauka i obrazovanie. – 2015. – № 4. – P. 34–40. (In Russian).

4. Dahnov V. N. Electric and magnetic methods for wells. – Moskva: Nedra, 1981. – 344 p. (In Russian).

5. Djakonov D. I., Leontev E. I., Kuznetsov G. S. The general course of well logging. – Moskva: Nedra, 1984. – 432 p. (In Russian).

6. Kargapolov A. A., Makeev S. Ju., Svis-tun V. K., Gunja D. P. Integrated use of geological and geophysical methods to isolate zones of methane accumulations//Sbornik nauchnyh trudov “Geotekhnicheskaya Mehanika?” – 2012. – № 102. – P. 147–153. (In Russian).

7. Kurhanskyi V. M., Tishaiev I. V. Electrical and electromagnetic methods holes: The Manual – Kyiv: Vydavnycho-polihrafichnyi tsentr “Kyivskyi universytet”; 2011. – 175 p. (In Ukrainian).

8. Trofimov S. F. Analysis of the reliability of geological exploration of coal in the Donbass. Donbass research laboratory. – Rostov-na-Donu, 1966. – 54 p. (In Russian).

Рукопис отримано 26.12.2017.

И. В. Васильева, Украинский государственный геологоразведочный институт, vasilieva1982@ukr.net, ORCID-0000-0002-5487-9896

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД ЗАПАДНОГО ДОНБАССА И ОСОБЕННОСТИ ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ

В статье рассмотрены особенности формирования физико-механических свойств пород на стадиях седиментогенеза, диагенеза, катагенеза и метагенеза, а также основные результаты их исследования. Физико-механические свойства пород формируются в процессе накопления осадочного материала и его последующего метаморфизма. В результате метаморфизма осадочные породы меняют свои физико-механические свойства; степень этих изменений зависит от интенсивности и характера метаморфических процессов. По физико-механическим свойствам пород и особенностям их изменения в Донецком бассейне выделено три области: область развития угля марок Д и Г; область развития угля марок Ж, К, ОС, П; область развития антрацитов.

Изучение геологического строения, идентификация угольных пластов, выявление тектонических нарушений, а также определение качественных характеристик угля выпол-

няется на основе корреляции каротажных диаграмм поискового и детального комплекса ГИС и последующей количественной интерпретации каротажных диаграмм.

Ключевые слова: угольная шахта, физико-механические свойства пород, геофизические исследования скважин, интерпретация геофизических данных.

I. V. Vasileva, *Ukrainian State Geological Research Institute*, vasilieva1982@ukr.net,
ORCID-0000-0002-5487-9896

PHYSICO-MECHANICAL PROPERTIES OF THE WESTERN DONBAS ROCKS AND THE PECULIARITIES OF THEIR RESEARCH

The article deals with the peculiarities of the formation of physico-mechanical properties of rocks, as well as the main results of their research. Exploration of geological structure, identification of coal seams, detection of tectonic disturbances, as well as determination of qualitative characteristics of coal is performed on the basis of correlation of logging charts of the search or detailed complex of GRW. Interpretation of geophysical data is a refinement and explanation of the information obtained, which concerns the geological characteristic and the physical and mechanical properties of the object.

Physical and mechanical properties of rocks are formed in the process of accumulation of sedimentary material and its subsequent metamorphism. As a result of metamorphism, sedimentary rocks change their physical and mechanical properties. The degree of these changes depends on the intensity and nature of metamorphic processes. According to the physical and mechanical properties of the rocks and the peculiarities of their changes in the Donetsk basin, three regions are identified: the development area of the coal grades D and G; area of development of coal of grades G, K, OS, P; area of anthracite development.

Interpretation of geophysical data is a refinement and explanation of the information obtained, which concerns the geology of the site and the physical and mechanical properties of the object.

Keywords: coal mine, physical and mechanical properties of rocks, geophysical researches of wells, interpretation of geophysical data.