

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

БЕЗРУЧКО Костянтин Андрійович

УДК 553.981.4:553.94

**УМОВИ ФОРМУВАННЯ ТА ЗБЕРЕЖЕННЯ СКУПЧЕНЬ ГАЗУ
У НИЗЬКОПОРИСТИХ ВУГЛЕНОСНИХ ВІДКЛАДАХ**

Спеціальність 04.00.16 – «Геологія твердих горючих копалин»

Автореферат

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора геологічних наук

ДНІПРОПЕТРОВСЬК – 2012

Дисертація є рукописом.

Робота виконана у відділі геології вугільних родовищ великих глибин Інституту геотехнічної механіки ім. М.С.Полякова НАН України (м. Дніпропетровськ)

Науковий консультант: доктор геолого-мінералогічних наук, професор
Лукінов Вячеслав Володимирович,
заступник директора з наукової роботи Інституту геотехнічної механіки ім. М.С.Полякова НАН України (м. Дніпропетровськ)

Офіційні опоненти: доктор геолого-мінералогічних наук, професор
Корчемагін Віктор Олександрович, Державний вищий навчальний заклад «Донецький Національний технічний університет» Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України, професор кафедри корисних копалин і екологічної геології;
доктор технічних наук, с. н. с.
Рудаков Дмитро Вікторович, Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет» (м. Дніпропетровськ) Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України, професор кафедри гідрогеології та інженерної геології;
доктор геолого-мінералогічних наук, професор
Узіюк Василь Іванович, Львівський національний університет ім. Івана Франка Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України, професор кафедри історичної геології та палеонтології.

Захист відбудеться «23» травня 2012 р. о 13³⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 08.080.05 при Державному ВНЗ «Національний гірничий університет» Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України (49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19, тел. (0562) 47-24-11).

З дисертацією можна ознайомитися в бібліотеці Державного ВНЗ «Національний гірничий університет» Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України за адресою: 49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19

Автореферат розісланий «17» квітня 2012 р.

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради Д 08.080.05 к. г.-м. н., доцент

А.Л. Лозовий

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Одним з головних завдань економіки України є забезпечення держави власними паливно - енергетичними ресурсами. У зв'язку із значним виснаженням, розвіданих свого часу, запасів вуглеводнів і тим, що пошуки родовищ у традиційних геологічних структурах на даний момент практично завершуються, основні перспективи відкриття нових покладів можуть бути пов'язані з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема, низькопористими колекторами вугленосної товщі.

Метан – головний компонент газів вугільних родовищ, яким насичена практично вся продуктивна вугленосна товща і він є значним резервом для нарощування обсягів видобутку енергетичної сировини. Розвиток робіт з промислового видобутку метану стримується недостатньою вивченістю та обґрунтованістю геологічних умов формування та збереження газових скупчень у вугленосних відкладах. Специфіка вугільних родовищ полягає у тому, що метан вугленосної товщі знаходиться переважно у розсіяному стані і є у вугільних пластах та вміщуючих породах слаборухомим або нерухомим. Доцільність досліджень у цьому напрямку підтверджується випадками, коли під час буріння геолого-розвідувальних свердловин при перетині пісковиків мали місце викиди газу. Аналіз таких фактів засвідчив, що викиди відбувались на ділянках з наявністю локальних антиклінальних складок. Такі структури не є замкнені вгору за піднесенням пласта і з точки зору класичної геології є відкритими структурами. З огляду на це обґрунтування умов формування та збереження газових скупчень у вугленосних відкладах, зокрема, у локальних антиклінальних структурах, з визначенням кількісних параметрів ємнісних та фільтраційних властивостей колектора та екранувальної здатності покритишки та екрану і розробка геологічних основ прогносної оцінки перспективності зазначених структур для пошуків вільного метану є актуальним завданням на шляху вирішення проблеми комплексного освоєння вуглегазових родовищ. Беручи до уваги комплексне освоєння, необхідно усвідомлювати, що вирішення проблеми видобутку метану вугленосних відкладів, також, тісно пов'язано з питаннями безпеки ведення гірничих робіт за газовим фактором та з охороною навколишнього середовища, зокрема зі зменшенням шкідливих викидів в атмосферу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконувалася в Інституті геотехнічної механіки ім. М.С.Полякова Національної академії наук України за пріоритетним напрямом розвитку науки і техніки – «Фундаментальні дослідження з найважливіших проблем природничих наук та ресурсозберігаючі технології в енергетиці, промисловості та агропромисловому комплексі», відповідно до основного напрямку наукової діяльності установи – «Фізико-технічні та геологічні основи технологій видобутку шахтного метану». Важливість зазначених напрямів підкреслюється Державною програмою «Метан», затвердженою Постановою Кабінету Міністрів № 1634 від 06.09.1999 р. та Постановою Кабінету Міністрів № 1463 від 27.09.2000 р. «Про заходи по

розвитку промислового видобутку метану на вугільних родовищах Донбасу». Дисертація узагальнює результати науково-дослідних робіт за участю автора відповідно до загальнодержавних програм та планів НАН України. Зокрема, держбюджетна тема «Геолого-технічне обґрунтування закономірностей формування техногенних покладів метану у структурно-тектонічних зонах Донбасу» (№ державної реєстрації 0107U001271), що виконувалася відповідно до Постанови Бюро відділення механіки НАН України від 06.07.2006 р. (протокол № 4) та держбюджетна тема «Механіка газонасиченого масиву гірських порід, прогресивні техніко-технологічні рішення підземного видобутку вугілля» (№ державної реєстрації 0107U002004), що виконувалася відповідно до Постанови Бюро відділення механіки НАН України від 14.12.2006 р. (протокол № 5). Автор дисертації відповідав за виконання окремих розділів зазначених науково-дослідних робіт.

Мета і завдання досліджень. Метою роботи є обґрунтування умов формування та збереження газових скупчень у низькопористих теригенних вугленосних відкладах та розробка геологічних основ прогносної оцінки перспективності локальних антиклінальних структур для пошуків покладів вільного метану.

Для досягнення поставленої мети у дисертації вирішувалися такі **завдання:**

1. Дослідити вплив деформацій розтягування на формування головних колекторських властивостей гірських порід у склепінних частинах локальних антиклінальних структур у процесі їх утворення;

2. Дослідити вплив окремих фаз, які складають систему «вода-газ» та їх складових частин (зв'язана вода, гравітаційна вода) на стан системи у масиві гірських порід;

3. Обґрунтувати параметри колектора, покритишки (екрану) та межі колектор-екран у низькопористих теригенних відкладах;

4. Дослідити умови формування скупчень метану у низькопористих вугленосних відкладах та розробити порядок визначення перспективності локальних антиклінальних структур для пошуків покладів вільного метану.

Ідея роботи полягає у тому, що процес формування газових скупчень, розглядається як результат перерозподілу окремих фаз під взаємодією і взаємним впливом складових системи «вода-газ», внаслідок її прагнення до рівноваги, за сприятливих ємнісно-фільтраційних властивостей, яких у процесі складкоутворення набуває гірський масив під дією геологічних та геомеханічних чинників.

Об'єктом досліджень є формування та збереження скупчень вільного метану у локальних антиклінальних структурах – геміантикліналях (структурних носачах, структурних виступах, флексурах) низькопористих теригенних колекторів вугленосних відкладів.

Предмет досліджень – низькопористі теригенні колектори вугленосних відкладів у локальних антиклінальних структурах, які ускладнюють моноклінальне залягання гірських порід.

Методи досліджень. Для виконання поставлених у дисертації завдань були застосовані традиційні методи вивчення та аналізу наявної геологічної інформації, зокрема геологічної графіки - гіпсометричних планів вугільних пластів, геологічних карт, геологічних розрізів, метод побудови карт локальних структур із застосуванням тренд-аналізу, петрографічні методи визначення речовинного складу та структурних характеристик гірських порід, лабораторні методи визначення фізичних властивостей пісковиків, у тому числі фільтраційно-ємнісних, метод термічного аналізу для вивчення форм вологи гірських порід, комплекс методів математичної статистики обробки результатів експериментальних даних.

Основні наукові положення, що виносяться на захист:

1. При розтягуванні, що перебільшило межу гранично допустиму для порушення суцільності та мінімальних крихких деформаціях розриву, у низькопористих пісковиках формуються фільтраційні властивості, які відповідають промисловим колекторам IV класу із газопроникністю у десятки мілідарсі, сприятливі для скупчення метану, тоді як непорушена частина пісковика залишається з низькими фільтраційними властивостями, із проникністю нижчою не менш, як на два порядки.

2. Пастки метану у низькопористих (коефіцієнт відкритої пористості від 4,4 % до 9,0 %) пісковиках вугленосних відкладів, формуються як резервуар у зоні розуцільнення, яка виникає, за рахунок тріщиноутворення, у склепінній частині локальної антиклінальної структури, покриткою слугують породи, що залягають вище із покращеними пластичними властивостями, внаслідок чого вони залишаються непорушеними під час зминання у складку, а екраном – непроникні шари того ж пісковика, за піднесенням вгору, деформація розтягування в яких, внаслідок меншого вигину, не досягла гранично допустимої межі для порушення суцільності.

3. У низькопористих пісковиках із коефіцієнтом відкритої пористості менше 4,4 %, пори зайняті переважно зв'язаною водою (адсорбційною та мікрокапілярною), вміст якої складає не менше половини (50 %). Зростання природного відносного водонасичення пісковиків Донбасу у процесі постдіагенетичних змін обумовлено зростанням залишкової водонасиченості, переважно за рахунок мікрокапілярної вологи та супроводжується зменшенням внутрішньої питомої поверхні пісковиків, як об'ємної, так і масової.

4. Стан системи «вода-газ» у масиві гірських порід визначається кількісним співвідношенням фаз, при цьому система може мати 6 рівноважних станів (2 динамічні та 4 статичні), з яких більш стабільним та поширеним є статичний стан рівноважного насичення обома фазами, за яким відносна фазова проникність води та газу дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна. При цьому ступінь рівноважного насичення обома фазами та значення відносної фазової проникності визначаються кількістю вологи, зв'язаною твердою фазою, тобто залишковим водонасиченням.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

- доведено, що мінімальні деформації розтягування, які перевищили гранично допустиму для порушення суцільності межу та призвели до крихких

деформацій розриву, формують у низькопористих пісковиках фільтраційні властивості, сприятливі для скупчення вільних вуглеводнів, які відповідають промисловим колекторам IV класу з газопроникністю десятки мілідарсі;

- обґрунтовані умови та механізм формування і збереження газових покладів у локальних антиклінальних структурах, що ускладнюють монокліналі, за рахунок перерозподілу фаз – складових системи «вода-газ» у вугленосних відкладах;

- встановлено, що зростання природного відносного водонасичення пісковиків під час постдіагенетичних змін обумовлено збільшенням залишкової водонасиченості, яке, у свою чергу, відбувається за рахунок зростання вмісту мікрокапілярної вологи при зменшенні розмірів порових каналів;

- доведено, що зниження пористості та зменшення абсолютного вмісту вологи пісковиків у процесі постдіагенетичних змін супроводжується зменшенням їх внутрішньої питомої поверхні, як об'ємної, так і масової;

- запропонована модель взаємного впливу та взаємодії окремих фаз системи «вода-газ» у масиві гірських порід, яка розглядається як система, що має низку рівноважних станів – 2 динамічних та 4 статичних;

- обґрунтовано, що найбільш поширеним та стабільним станом системи «вода-газ» у породному масиві, є стан рівноважного насичення обома фазами, за яким відносні фазові проникності води та газу дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна;

- отримана залежність ступеня насичення обома фазами та відповідних йому значень відносних фазових проникностей води і газу стану рівноважної насиченості, від залишкового водонасичення гірської породи;

- розроблені геологічні основи прогнозу оцінки перспективності локальних антиклінальних структур у низькопористих вугленосних відкладах для пошуків покладів вільного метану.

Практичне значення результатів досліджень полягає у тому, що:

- запропоновано порядок визначення ступеня розущільнення порід у склепінній частині локальних антиклінальних структур за головними параметрами складки (амплітудою і шириною) та товщиною пласта;

- запропоновано порядок розрахунків ємнісних та фільтраційних характеристик гірських порід, таких як відкрита пористість, газводонасиченість та абсолютна проникність, у зоні розущільнення склепінних частин локальних антиклінальних структур, які сформувалися за рахунок крихких деформацій розтягування у процесі складкоутворення;

- для вугленосних відкладів визначені параметри фільтраційних та ємнісних властивостей, які характеризують породи-колектори, межу колектор-екран та екрани (покришки);

- розроблена методика прогнозу оцінки перспективності вуглевміщуючих порід у локальних антиклінальних структурах для пошуків скупчень вільного метану;

- виконано геологічний аналіз об'єктів, перспективних для пошуків вільного метану з метою його видобутку на ділянці «Кальміуський рудник» шахти ім. О.Ф. Засядька та на полі шахти «Бутовська» ДП Макіїввугілля.

Реалізація роботи у промисловості. Результати робіт у вигляді висновків щодо перспективних об'єктів для пошуку вуглеводнів на ділянці «Кальміуський рудник» передані ОП «Шахта ім.О.Ф. Засядька». Згідно з рекомендаціями визначено місце розташування глибокої розвідувально-експлуатаційної свердловини ЗГ-2.

Результати робіт з прогнозої оцінки перспективних об'єктів для видобутку вільного метану на полі шахти «Бутовська», у вигляді рекомендацій щодо проведення попередньої та поточної дегазації у пісковиках над вугільним пластом n_1 , передані у виробничу організацію ДП «Макіїввугілля» і використані для підготовки проекту відпрацювання 4-ї західної розвантажувальної лави на шахті «Бутовська».

Достовірність і вірогідність наукових положень та висновків підтверджується науковою обґрунтованістю вихідних теоретичних передумов та методичного підходу до рішення наукових завдань, що базується на сучасних уявленнях про стан газонасиченого гірського масиву та властивості гірських порід, застосуванням сучасних методів досліджень, репрезентативним і достатнім обсягом фактичних геологічних даних, відповідністю отриманих геологічних результатів теоретичним положенням та прогнозним розрахункам.

Особистий внесок здобувача. Автором самостійно обґрунтовані ідея роботи, визначені мета та завдання досліджень, сформульовані головні висновки та наукові положення, що виносяться на захист; запропонована методика розрахунку відкритої пористості, газо-водонасиченості та абсолютної проникності гірських порід у зоні розуцільнення локальних антиклінальних структур, запропонована модель взаємодії водної та газової фаз та обґрунтовано механізм формування скупчень газу у масиві гірських порід, з'ясована залежність ступеня насичення водою та газом гірської породи та значень їх відносних фазових проникностей, що відповідають стану рівноважної насиченості обома фазами від залишкового водонасичення, визначені параметри фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів, межі колектор-екран та покришок для вугленосних відкладів, розроблені геологічні основи прогнозої оцінки перспективності низькопористих теригенних порід у локальних антиклінальних структурах з метою пошуків газових покладів.

Апробація результатів дисертації. Матеріали дисертаційної роботи на окремих етапах її виконання доповідалися на всеукраїнських та міжнародних наукових конференціях і нарадах, а саме: на X Всесоюзній науковій конференції вузів СРСР за участю науково-дослідних інститутів «Фізичні процеси гірничого виробництва» (МГІ, м. Москва, 1991р.), Всесоюзній науковій конференції «Сучасні проблеми геології і геохімії твердих горючих копалин» (ІГГК НАН України, м. Львів, 1991р.), на науковій нараді «Тектогенез і нафтогазоносність надр України» (ІГГК НАН України, м. Львів, 1992 р.), на науковій конференції «Сучасні проблеми геології і геохімії корисних копалин» (ІГГК НАН України, м. Львів, 1993 р.), на V та VI міжнародних науково-практичних конференціях «Метан вугільних родовищ України» (ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України, м. Дніпропетровськ, 2008 р., 2010 р.), на міжнародній науково-практичній конференції «Видобуток та використання газу-метану: залучення інвестицій»

(Мінвуглепром України, Національне агентство енергетичних ресурсів України, м. Донецьк, 2009 р.), на XII міжнародній конференції «Породоруйнівний та металообробний інструмент – техніка, технологія його виготовлення і застосування» (НАН України, Мінвуглепром України, сел. Морське, АР Крим, 2009 р.), на міжнародній конференції «Форум гірників - 2009» (НГУ, м. Дніпропетровськ, 2009 р.), на відкритому засіданні Вченої ради Івано-Франківського Національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, 2011 р.), на III міжнародній науково-технічній конференції «Гірнична геологія, геомеханіка та маркшейдерія» (УкрНДМІ НАН України, м. Донецьк, 2011 р.), на засіданнях секцій вченої ради та наукових семінарах відділу геології вугільних родовищ великих глибин ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України.

Публікації. Результати дисертації опубліковані в 37 наукових роботах, з них 17 самостійно. Розділ у монографії – 1 (зі співавторами), статей у наукових журналах і збірниках наукових праць – 29, депонована стаття – 1, тези доповідей на наукових нарадах, форумах, конференціях – 6. У фахових виданнях опубліковано 23 праці.

Структура дисертації складається з вступу, 8 розділів, висновків, списку використаних джерел з 282 найменувань та 3 додатків; містить 321 сторінку друкованого тексту, з яких 294 основних, 46 таблиць та 46 рисунків.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність роботи, сформульовані мета та задачі наукових досліджень, викладена ідея та сутність роботи, а також наведені одержані результати. Показана наукова новизна результатів дисертації та їх практична цінність.

У **розділі 1** наведена порівняльна характеристика найбільш відомих та поширених класифікацій газових пасток та порід-колекторів. В геологічній практиці найчастіше вживається класифікація розроблена А.А. Ханіним (1956 р.) та пізніше доопрацьована ним спільно з М.І. Колосковою. Тривалий час виділення промислових колекторів проводили за проникністю породи понад $1 \cdot 10^{-15}$ м². Останнім часом поділ порід на колектори та неколектори у нафтогазовій геології здійснюють через різноманітні статистичні залежності між такими параметрами, як пористість (відкрита, ефективна та динамічна), проникність (абсолютна, ефективна та відносна), водонасичення і взаємозв'язки окремих з них з продуктивністю інтервалів розрізу.

Питанням типізації газових пасток у вугленосних відкладах присвячені роботи В.Ю. Забігайла, О.Є. Іванціва та інш., О.О. Куца та В.В. Кірюкова, В.В. Лукінова та Л.І. Пимоненко, С.Д. Павлова, О.З. Широкова та колективу дослідників під егідою ВНДГРІвугілля (Методика определения газоносности..., 1988). Загалом у вугленосних відкладах виділяються стратиграфічні, літологічні, структурні, структурно-тектонічні, тектонічні, техногенні, гідродинамічні та такі, що пов'язані з магматичними процесами типи пасток. А також комбіновані, які утворені спільною дією двох або декількох геологічних факторів із вищеперерахованих. Логічним уявляється

віднесення скупчень газу, що пов'язані з локальними антиклінальними структурами, до структурно-тектонічних пасток, тобто до класу змішаних (комбінованих) пасток, оскільки їх формування обумовлене, як структурним чинником – наявністю локальної структури, так і тектонічним – виникненням у склепінній частині структури зони тріщинуватості тектонічного генезису. Наявність у таких структурах газових скупчень у загальних випадках може пояснюватися гідродинамічними умовами (гідродинамічні пастки) або літологічним виклинюванням проникних порід нагору за піднесенням пласта (структурно-літологічні пастки). В низькопористих непроникних теригенних породах наявність гідродинамічних пасток уявляється нереальною, тоді як пояснення літологічним виклинюванням всіх інших, без винятку, випадків наявності газопроявів та скупчень метану у таких структурах є сумнівним. Для низькопористих теригенних порід більш вірогідною є модель формування газових скупчень структурно-тектонічного типу за концепцією запропонованою В.В. Лукіновим. Модель передбачає формування резервуару, за рахунок тріщиноутворення у склепінній частині локальної антиклінальної структури. Але вона потребує детального обґрунтування механізму та умов формування газових скупчень з визначенням кількісних параметрів ємнісних та фільтраційних властивостей колектора, покришки та екрану.

Дослідженими закономірностей розподілу метану у вугільних пластах та вміщуючих породах займалися у різні роки В.А. Анциферов, Л.Н. Биков, А.М. Брижаньов, О.А. Голубев, О.М. Дмитрієв, М.В. Жикаляк, В.Ю. Забігайло, Г.З. Задара, В.І. Корчемагін, Б.М. Косенко, О.І. Кравцов, М.Л. Левенштейн, Г.Д. Лідін, В.Г. Ніколін, О.О. Скочинський, В.І. Узюк, В.В. Ходот, О.З. Широков, І.Л. Еттингер, Г.Б. Яновська та інші. Значна кількість даних різних дослідників вказує на нерівномірність розподілу газів у вугленосній товщі та велику кількість відхилень газоносності і газонасиченості вугленосного масиву від загальних регіональних закономірностей та вплив на це великої кількості геологічних чинників.

Форми існування газів у вугільних пластах та гірських породах визначає структура порового простору. Газ у вугільних пластах знаходиться, головним чином, у зв'язаному сорбованому стані, у породах – переважно у вільному стані. Загалом вміст та склад газів вугленосної формації визначають такі геологічні фактори як ступінь метаморфізму вугільних пластів та постдіагенетичних перетворень вміщуючих порід, тектоніка, вугленосність, літологічний склад порід, товщина покровних відкладів, гідрогеологічні умови, глибина занурення та сучасна глибина залягання. Ступінь впливу кожного з чинників, за винятком метаморфізму, у різних газових зонах є різним, тому є різним і розподіл газів у вугленосній товщі, як результат взаємодії перерахованих чинників. Проте, головні чинники не визначені та роль кожного достеменно не встановлена, залишилася недослідженою низка питань. Зокрема, не з'ясовані умови формування та збереження скупчень вільного метану у вуглевміщуючих породах локальних антиклінальних структур, які з точки зору класичних геологічних поглядів є відкритими структурами. Відсутні методики визначення колекторських властивостей порід резервуару, покришок та екрану у локальних

антиклінальних структурах. Не розроблені геологічні основи прогнозування та оцінки перспективності таких структур на наявність у них покладів вільного метану промислового значення.

Як робоча гіпотеза прийнято положення про накопичення метану і збереження газового покладу у зоні розущільнення, виникнення якої обумовлено тріщиноутворенням у верхніх шарах пісковика у склепінній частині локальної антиклінальної структури за умовами, коли розтягування під час формування структури спричиняє крихкі деформації, що порушують суцільність порід. До такого роду структур можуть бути віднесені структури що є неповними антикліналями (геміантикліналями), які ускладнюють монокліналі, виділяються за відхиленням гіпсометрії пласта від апроксимуючої поверхні і класифікуються як структурні носи, структурні виступи і флексури. Ізолюючою покришкою таких газових покладів є вищерозміщені породи з більш пластичними деформаційними характеристиками, завдяки чому вони не зазнали крихких деформацій і залишилися непорушеними під час зминання у складку, а екраном покладу – шари того ж пісковика вгору за піднесенням, в яких деформації розтягування не досягли критичної для порушення суцільності межі, внаслідок чого вони залишилися непорушеними і є непроникними.

Другий розділ присвячується огляду методів та обсягів досліджень. Для вирішення намічених завдань застосовувалися традиційні методи аналізу наявної геологічної інформації, зокрема геологічної графіки – гіпсометричних планів вугільних пластів, геологічних карт, геологічних розрізів; літолого-фаціальне вивчення гірських порід у процесі опробування, метод побудови карт локальних структур із застосуванням тренд-аналізу; метод термічного аналізу гірських порід; петрографічні методи визначення речовинного складу та структурних характеристик пісковиків; лабораторні методи визначення фізичних, у тому числі колекторських, властивостей пісковиків; комплекс методів математичної статистики обробки результатів експериментальних даних. Наведені методики їх виконання.

Досліджувалися вугленосні відклади карбону Української частини Донецького басейну у різних структурних зонах за В.С. Поповим та поширення вугілля різних марок (від Д до П), яке вміщують породи різного генезису, мінерального складу, ступеня постдіагенетичних перетворень та характеризуються різноманітними умовами залягання. Загалом виконано понад 2400 визначень показників фізичних та фільтраційно-ємнісних властивостей із 600 проб пісковиків. Відповідно на цих пробах проведені петрографічні дослідження. Проаналізовано побудовані карти локальних структур 23 пластів у межах шахтних полів та ділянок розвідки. Методом термічного аналізу були досліджені 29 зразків гірських порід.

У **розділі 3** наведені результати досліджень енергетично різних форм вологи в алевролітах і аргілітах Донбасу методом термічного аналізу та виконано їх порівняння з пісковиками.

Вивчення форм вологи підтвердило наявність у гірських породах Донбасу окрім хімічно-зв'язаної води, що входить до складу породотворних мінералів, води адсорбційно-зв'язаної (мономолекулярної та полімолекулярної адсорбції)

та капілярно-зв'язаної (мікрокапілярної у порах розміром $\leq 10^{-7}$ м). Отримані дані характеру дегідратації алевролітів і аргілітів виявилися у загальних рисах аналогічними дегідратації пісковиків. На кривих ДТГ (диференціальні термогравиметричні) простежуються декілька ділянок, які позначаються за характерними точками перегину, що свідчать про зміну швидкості плинину реакції дегідратації. Зміна швидкості перебігу реакції свідчить про наявність в алевролітах та аргілітах, подібно до пісковиків, декількох форм води із різною енергією зв'язку, процеси вивільнення яких під час дегідратації частково або повністю накладаються одна на одну.

Але, температурні діапазони виділення води з аргілітів, алевролітів та пісковиків деякою мірою відрізняються один від одного. Порівняння характеру виділення води з аргіліту, алевроліту і пісковіку показує, що процес вивільнення вологи з алевроліту і, особливо, з аргіліту, а саме максимум швидкості дегідратації та температура закінчення реакції, зрушені у бік більших температур. Якщо повне вивільнення вологи із пісковиків (за винятком хімічно зв'язаної) забезпечує нагрівання пісковиків до 130–150°C, то процес дегідратації алевролітів відбувається у температурному діапазоні 20–160°C, завершується за температурами 130–160°C. Максимальна швидкість вивільнення води спостерігається при температурі 85–100°C. При досягненні температур, що відповідають максимальній швидкості дегідратації, виділяється від 50,5 до 71,4 % вологи. Дегідратація аргілітів протікає в широкому температурному діапазоні – 30–220°C, завершується за температурами 200–220°C. Максимум швидкості дегідратації спостерігається за температурами 100–140°C. Виділення води у момент досягнення максимальної швидкості дегідратації складає у аргілітів від 53,1 до 68,7 %. Таким чином, за своїми властивостями поглинати та утримувати воду гірські породи утворюють ряд: пісковик - алевроліт - аргіліт, у якому сорбційні властивості поліпшуються від пісковіка до аргіліту, що обумовлене ступенем дисперсності породотворних частинок та розміром порових каналів. Це визначає кількість залишкової (зв'язаної) води, яку здатна вміщувати та чи інша гірська порода.

Для підтвердження отриманих результатів проведені дослідження кінетики процесу дегідратації пісковиків, алевролітів та аргілітів. Енергетичною характеристикою форм води є енергія, яка необхідна для розриву існуючих зв'язків, тобто енергія зв'язку води з поверхнею мінеральних частинок та енергія активації для хімічного типу зв'язку. Значення енергії зв'язку (активації) для пісковиків, алевролітів та аргілітів Донбасу раніше не визначалися. Відомо тільки, що енергія зв'язку адсорбційно зв'язаної породною поверхнею води складає 0,4–80,0 кДж/моль, а хімічно зв'язаної – 80–800 кДж/моль. Виділення двох найменш міцнозв'язаних форм вологи (імовірно мікрокапілярної та полімолекулярної адсорбції) з пісковиків проходить при абсолютних температурах від 30°C до 140°C. Зазначені форми вологи за енергією зв'язку відрізняються незначно мірою, у процесі дегідратації частково накладаються одна на одну, тому розраховані значення енергії зв'язку, характеризують у цілому обидві форми. Енергія виділення вологи у ці перші два етапи складає для пісковиків 51,6–65,0 кДж/моль, для алевроліту –

79,0 кДж/моль, для аргіліту – 72,7 кДж/моль. Третій етап вивільнення води, який протікає у вузькому діапазоні температур (105–170°C), обумовлений, вірогідно, виділенням мономолекулярного адсорбційного шару, відображений на термограмах менш яскраво, у порівнянні з попередніми етапами дегідратації, тому достовірно виконати розрахунки кінетичних параметрів, що характеризують енергію зв'язку даного типу, неможливо. Енергетичною формою вологи, що різко відрізняється від інших, є хімічно зв'язана вода. Процес розкладання протікає за високими температурами – від 310°C до 750°C, спричиняє руйнування кристалічної ґратки і утворення нових мінеральних фаз. Розрахунки свідчать, що енергія активації хімічно зв'язаної води пісковиків (140,3–191,5 кДж/моль) вище, ніж алевролітів (107,0 кДж/моль) та аргілітів (84,3–91,5 кДж/моль).

Кінетичні криві дегідратації хімічно зв'язаної води відрізняються за формою від кривих, що характеризують процес виділення слабкозв'язаної вологи, а також випаровування вільної гравітаційної води (особливо виразно). Характер виділення різноманітних форм води та кількісні параметри міцності їх зв'язку обумовлені структурними особливостями гірських порід. Так, збільшення дисперсності глинистих мінералів та зменшення розміру порових каналів призводить до зсування температурних діапазонів виділення слабкозв'язаної води до області високих температур та зростання абсолютних значень енергії зв'язку.

Розділ 4 присвячено дослідженню системи «вода-газ» у масиві гірських порід та механізму формування газових скупчень. Відомо, що одночасна присутність кількох фаз у поровому просторі гірських порід знижує абсолютну проникність кожної з фаз, незалежно від того рухома або нерухома будь-яка з цих фаз, тобто сума відносних фазових проникностей окремих фаз, що насичують поровий простір, завжди менше одиниці. Залежності відносних фазових проникностей для компонентів газорідної суміші від ступеня насиченості були встановлені експериментально: для незцементованих пісків (R.D. Wycoff, M.G. Botset), для пісковиків (M.G. Botset), для вапняків та доломіту (A.C. Vulnes, R.U. Fitting). Отримані залежності якісно подібні та неодноразово підтверджувалися (Б.І. Тульбовіч, Р.Н. Покровська, А. Р. Ковальов, матеріали СИБНДІП тощо) для різних порід на багатьох нафтогазових родовищах. Аналізуючи конфігурацію кривих відносних фазових проникностей можна виділити три стани насичення порового простору окремими фазами – перший стан пов'язаний з рівноважною насиченістю змочувальною фазою (водою), за якою ця фаза не може бути вилучена з пласта під дією перепаду тиску; другий – коли фазові проникності води і газу дорівнюють одна одній, а їхня сумарна проникність мінімальна; третій стан відповідає рівноважному насиченню, коли незмочувальна фаза повністю втрачає свою рухливість, її проникність стає рівною нулю.

Якщо розглянути систему «вода-газ» у масиві гірських порід як систему, головною властивістю якої є її прагнення до рівноваги, можна дійти висновку, що стабільність системи «вода-газ» має визначатися рівноважною насиченістю фаз, складових цієї системи, яка, у свою чергу, визначається кількісним

співвідношенням фаз і відносною фазовою проникністю. При цьому рівноважних станів, залежно від умов, може бути декілька. Виходячи із залежності фазової проникності для рідини і газу від насиченості окремими фазами порового простору (кількісного співвідношення ступенів заповнення пор водою та газом), встановленої на основі теорії фільтрації та експериментальних даних, пропонується модель існування системи «вода-газ» у породному масиві (табл. 1).

Найбільш стабільним та поширеним є стан системи, коли проникність газу і води дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна. Обидві фази знаходяться у стані рівноваги, коли спостерігається рівноважне насичення обох фаз, і яке може бути охарактеризоване поняттям «розсіяний газо-водяний контакт» (за термінологією В.В. Лукінова). Це основний стан, якому притаманна мінімальна енергія системи у цілому та до якого прагне система «вода-газ» шляхом перерозподілу води і газу у породному масиві. Цей стан встановлюється протягом тривалого часу і характерний для порового простору більшості гірських порід. Так, ступінь заповнення пор газом пісковиків Донбасу у середньому складає 30% – 35%, відповідно ступінь заповнення пор вологою – 65% – 70%. Тобто, це середня газо- водонасиченість пісковиків, яка встановилася у процесі геологічного розвитку Донбасу і тривалий час зберігається.

Аналіз кривих, що відображають залежності коефіцієнтів відносної проникності від ступеня водонасичення гірських порід, свідчать про те, що різні за літологічним складом породи у момент настання фазової рівноваги відрізняються за ступенем насиченості окремими фазами і складають від 55 % для незцементованих пісків, до, приблизно, 70–75 % – для зцементованих пісковиків. При цьому відносна фазова проникність для газу і води складає для незцементованих пісків близько 18 %, тоді як для пісковиків вони складають приблизно 10 %. Для визначення параметрів стану рівноважного насичення обома фазами використані рівняння П.Д. Джонса, які пов'язують відносні фазові проникності води та газу із водонасиченням та вмістом зв'язаної води (залишкової водонасиченості):

$$K_{прв} = \left(\frac{G - I}{1 - I} \right)^3,$$

$$K_{прг} = \left(\frac{0,9 - G}{0,9 - I} \right)^2,$$

де $K_{прв}$ – коефіцієнт відносної фазової проникності для води, частки одиниці; G – коефіцієнт водонасичення (ступінь заповнення пор вологою), частки одиниці; I – відносний вміст у породі зв'язаної води, частки одиниці; $K_{прг}$ – коефіцієнт відносної фазової проникності для газу, частки одиниці.

Спільний аналіз цих рівнянь засвідчив, що зі збільшенням вмісту зв'язаної води фазова рівновага настає за більшою водонасиченістю, а значення

відносних рівноважних фазових проникностей для води та газу при цьому зменшуються.

Таблиця 1– Стани рівноваги системи «вода-газ» у масиві гірських порід

Співвідношення газ / вода (для пісковиків), %	Вид системи	Вид рівноваги	Стан газової фази	Стан рідкої (водної) фази
25 / 75	закрита	статична	Рівновага насичення двох фаз («розсіяний газо-водяний контакт»). Загальна проникність і рухливість фаз мінімальні.	Рівновага насичення («розсіяний газо-водяний контакт»). Загальна проникність і рухливість фаз мінімальні.
50 / 50	закрита	статична	Газовий поклад (газ нерухомий, знаходиться під тиском). Відносна газопроникність максимальна.	Нерухома (імобілізована) у поровому просторі газовою фазою. Водопроникність близька до 0.
50 / 50	відкрита	динамічна	Стала фільтрація газу від зони високого тиску до зони низького тиску. Рідина у поровому просторі не перешкоджає проходженню через нього газу. Відносна газопроникність максимальна.	Нерухома (імобілізована) у поровому просторі газовою фазою. Водопроникність близька до 0. Не перешкоджає проходженню газу через поровий простір.
10 / 90	відкрита	динамічна	Газ імобілізовано у поровому просторі. Газопроникність близька до 0.	Водоносний горизонт зі сталим режимом фільтрації. Напорний градієнт 0. Водопроникність максимальна,

				близька до 1.
--	--	--	--	---------------

Продовж. табл. 1

10 / 90	закрита	статична	Газ іммобілізовано у поровому просторі. Газопроникність близька до 0.	Водоносний горизонт застоїного режиму. Напорний градієнт дорівнює 0. Рідина нерухома.
10 / 90	закрита	статична	Пласт водогазоупор. Газ іммобілізовано у поровому просторі. Газопроникність близька до 0.	Пласт водогазоупор. Перебуває переважно у зв'язаному стані (іммобілізована твердою фазою). Водопроникність близька до 0.

Якщо із запропонованих Джонсом формул скласти систему, прирівнявши рівняння відносної проникності для води до рівняння відносної проникності газу, то вирішенням цієї системи буде залежність, яка відбиває зв'язок фазової рівноважної водонасиченості від вмісту зв'язаної води (залишкового водонасичення). Вирішенням системи є пряма, яка апроксимується рівнянням:

$$G_{\text{рівн}} = 0,42K_{\text{зв}} + 54,2, \quad (1)$$

де $G_{\text{рівн}}$ – водонасиченість рівноважного насичення газовою та рідкою фазами, %; $K_{\text{зв}}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %.

Розрахункові значення фазових рівноважних водонасичень та відповідних їм відносних фазових проникностей, отриманих з використанням знайденого рівняння цілком узгоджуються з багаточисельними емпіричними даними інших дослідників щодо фазової проникності гірських порід. За відсутності зв'язаної води, тобто для грубозернистих незцементованих порід зі слабкою здатністю сорбувати вологу, рівноважна водонасиченість має складати приблизно 54,2 % за рівноважною відносною фазовою проникністю близько 15,9 %. Для пісковиків із залишковою водонасиченістю у межах 30–60 % рівноважна водонасиченість складе 66,8 – 79,4 %, відносна фазова проникність для води та газу при цьому зменшуються з 14,6 % до 11,9 %.

Запропонована модель існування системи «вода-газ», на засадах взаємного впливу її складових (води та газу), залежно від їх кількісного

співвідношення у масиві гірських порід, дозволяє зрозуміти механізм формування та умови збереження газових покладів, а також теоретично кількісно обґрунтувати параметри водо- та газонасиченості порід-колекторів і порід, які здатні екранувати газові поклади. Умовою існування газового покладу у пісковиках є присутність у порах не менше 50 % газу за відповідним тиском. За великими значеннями природної вологості, коли ступінь заповнення пор вологою (водонасиченість) складає понад 50 %, здатність пласта бути колектором визначається співвідношенням зв'язаної та вільної води. За вмістом зв'язаної води, близьким до рівноважного насичення двома фазами (більше 75 % для пісковиків), порода стає слабопроникною, як для води, так і для газу. Пласт-колектор, у свою чергу, може бути потенційно газо- або водонасиченим, в останньому випадку можна говорити про зони можливих підвищених водопритливів. Газовий поклад у породному масиві може сформуватися, коли кількість зв'язаної води (залишкова водонасиченість) не перевищує 50 % і вплив зовнішніх чинників створює умови для розділення води та газу.

У п'ятому розділі розглядаються чинники формування колекторських властивостей теригенних порід у склепінних частинах локальних антиклінальних структур. У межах вирішення головних завдань дисертації необхідною є кількісна оцінка параметрів, що характеризують колекторські властивості гірських порід потенційної зони скупчення метану у локальній антиклінальній структурі, а саме: пористість – відкрита та ефективна, водо-та газонасиченість, газопроникність. Чим більшою мірою деформовані породи під час складкоутворення, тим більшою є відмінність ємнісних та фільтраційних характеристик у зоні розуцільнення та непорушених шарів.

Пористість після розуцільнення через коефіцієнт об'ємної деформації ω породного масиву може бути визначена таким чином:

$$P' = \frac{P + (\omega - 1)}{\omega}$$

де P – початковий коефіцієнт абсолютної пористості; P' – змінений коефіцієнт абсолютної пористості.

Вважаючи, що товщина одного окремого пласта не зазнає змін у процесі зминання у складку, у порівнянні з лінійними розмірами пласта у плані (відносна лінійна деформація за віссю z дорівнює 1), коефіцієнт ω являє собою добуток коефіцієнтів відносних деформацій розтягування пласта або окремих його шарів по осях $x - \varepsilon_x$ (за шириною складки) та $y - \varepsilon_y$ (за довжиною складки) у плані: $\omega = \varepsilon_x \varepsilon_y$. Коефіцієнти відносної лінійної деформації можуть бути розраховані за методикою аналогічною розрахунку критичної та ефективної товщини (СОУ 10.1.05411357.004:2005), як відношення радіусів дуг різних породних шарів (відношення довжин дуг дорівнює відношенню відповідних радіусів), утворюючих структуру, які визначаються амплітудою h та шириною складки l і розраховуються за цими параметрами:

$$\varepsilon = \frac{l^2 + 4h^2}{l^2 + 4h(h - 2m)}$$

де m – товщина пласта пісковика.

Аналіз отриманої формули свідчить про те, що значення відносних лінійних деформацій залежить не тільки від параметрів складки, але і від товщини пласта. Дійсно, чим більшою є товщина пласта, тим значніша різниця деформацій розтягування, які зазнають шари його покрівлі та підосви.

Якщо як критерії для оцінки відносних лінійних деформацій під час складкоутворення ввести коефіцієнт вигину складчастої структури λ , який є відношенням амплітуди складки h до її ширини l та співвідношення «товщина пласта-амплітуда складки» μ , то формула набуває вигляду:

$$\frac{1}{\varepsilon} = 1 - \frac{8\mu}{\left(\frac{1}{\lambda^2} + 4\right)}.$$

При виконанні практичних розрахунків для реальних антиклінальних структур коефіцієнтом 4 у знаменнику можна знехтувати, тому що він на три порядки є меншим величини $1/\lambda^2$, з урахуванням чого формула має вигляд:

$$\varepsilon = (1 - 8\mu\lambda^2)^{-1} = \left(1 - \frac{8mh}{l^2}\right)^{-1}.$$

Реальні локальні антиклінальні структури здебільшого характеризуються параметрами амплітуд у перші десятки метрів та шириною від декількох сотень метрів до 1000–2000 і більше метрів. Аналіз побудованих карт реальних локальних структур на 23 пластах у різних геолого-промислових районах Донбасу засвідчив, що коефіцієнт вигину λ , який характеризує ступінь викривленості складки, варіює у межах від 0,009 до 0,035. Значення відносних лінійних деформацій локальних антиклінальних структур у природному гірському масиві, можуть скласти $\varepsilon=1,003-1,040$, що є достатнім для виникнення крихких деформацій розтягування. Як відомо, для пісковиків критичними є лінійні деформації, що складають 1,003-1,004. За отриманими значеннями відносних лінійних деформацій об'ємне розуцільнення може скласти від 1,007 до 1,080, що, у свою чергу, може спричинити збільшення коефіцієнту абсолютної пористості на 0,8–7,0 % та коефіцієнту відкритої пористості – на 0,5–6,5 %. При цьому приріст пористості при розуцільненні практично не залежить від значення початкової пористості, а переважно визначається параметрами складки та товщиною пласта.

Розуцільнення гірських порід внаслідок тріщиноутворення спричиняє збільшення не тільки відкритої пористості, а також ефективної пористості, яка формується, як за рахунок збільшення об'єму порожнеч (тріщин), так і за рахунок зміни співвідношення «вода-газ» внаслідок перерозподілу фаз, що обумовлює зміну значення показника відносної водонасиченості. У межах розв'язання завдання визначення фільтраційних характеристик породного масиву після тріщиноутворення, важливою є оцінка зміни ступеню заповнення пор вологою, яка надає можливість розрахувати відносну газонасиченість порід після перерозподілу води та газу під час розуцільнення:

$$G' = gG,$$

де G – початковий ступінь заповнення пор порід вологою; G' – ступінь заповнення порового простору порід вологою при збільшенні пористості за рахунок розущільнення; g – відносний коефіцієнт, що характеризує зміну ступеня водонасиченості порід, який у нашому випадку завжди є меншим одиниці, оскільки початковий ступінь заповнення пор вологою вище за остаточний.

З урахуванням відомої формули для розрахунку ступеня заповнення пор вологою відношення g визначається як:

$$g = \frac{G'}{G} = \frac{\delta'_n K_n}{K'_n \delta_n},$$

де δ_n – об'ємна густина гірських порід до зміни пористості; δ'_n – об'ємна густина гірських порід після зміни пористості; K_n – початковий коефіцієнт відкритої пористості; K'_n – змінений коефіцієнт відкритої пористості.

Виразивши об'ємну густину через густину твердого компоненту породи δ_s та її абсолютну пористість (коефіцієнт абсолютної пористості у частках одиниці) $\delta_n = \delta_s(1 - \Pi)$ та припускаючи співвідношення кінцевої та початкової відкритої пористості еквівалентним співвідношенню кінцевої та початкової абсолютної пористості, отримуємо:

$$g = \frac{\Pi(1 - \Pi')}{\Pi'(1 - \Pi)}.$$

Отриманий коефіцієнт g дозволяє визначити ступінь заповнення пор газом після формування локальної антиклінальної структури:

$$V'_z = 1 - gG,$$

де V'_z – ступінь заповнення пор газом при збільшенні пористості.

Слід зазначити, що наведені вище формули та міркування, що їх супроводжують, справедливі не тільки для оцінки колекторських властивостей порід у локальних антиклінальних структурах, але і можуть бути використані для оцінки фільтраційних параметрів колекторів, формування яких має інший механізм, відмінний від розущільнення порід за рахунок деформацій розтягування у процесі складкоутворення. Наприклад, розущільнення за рахунок утворення зон розшарування та тріщинуватості порід під дією техногенного впливу на гірський масив у процесі його підроблення гірничими виробками.

Для кількісної оцінки параметрів, які характеризують колекторські властивості порід у локальних антиклінальних структурах важливим також є визначення значень приросту пористості, яке є достатнім для досягнення ступенем заповнення пор газом 50 % та більше. Приймаючи для пісковиків Донбасу значення відносної газонасиченості, яка відповідає стану рівноважного насичення газовою та водною фазами (стан «розсіяного» газо-водяного контакту), такою, що дорівнює 30 % (відповідно ступінь заповнення пор водою 70 %), можна розрахувати якого приросту пористості потребує збільшення ступеня заповнення пор газом з 30 % до 50 %. Аналітичні розрахунки свідчать

про те, що зростання відносної газонасиченості з 30 % до 50 % для порід з початковою абсолютною пористістю 2–8 % потребує збільшення пористості, відповідно, від 0,7 % до 2,8 %. Отримані розрахункові результати приросту пористості є цілком імовірними для збільшення пористості гірських порід за рахунок тріщинуватості у реальних природних умовах. Заслуговує на увагу також той факт, що при розуцільненні у процесі тріщиноутворення, породи з меншою початковою пористістю швидше, тобто за меншими значеннями приросту пористості, досягають значного газонасичення.

Під час дослідження природної вологості пісковиків Донбасу, було з'ясовано, що ступінь заповнення пор пісковиків вологою, на відміну від їхньої масової вологості, зростає з ущільненням та зменшенням пористості в процесі постдіагенетичних змін вугленосних відкладів у середньому від 27,6 % (зона розвитку вугілля марки Д) до майже 100 % (зона розвитку вугілля марки П). Між ступенем заповнення пор пісковиків вологою і коефіцієнтом відкритої пористості встановлено зворотний зв'язок, який апроксимується кривою, що описується емпіричним рівнянням:

$$G = 90,56 - 11,57 K_n + 0,54 K_n^2, \quad (2)$$

де G – коефіцієнт водонасичення пор пісковиків, %; K_n – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Аналогічні рівняння регресії були отримані під час дослідження кореляційних залежностей між фізичними параметрами при вивченні низькопористих колекторів ДДЗ (В.О. Федішин), а саме між коефіцієнтом залишкової водонасиченості та коефіцієнтом відкритої пористості, для Червонозаводського та Свиридівського родовищ, відповідно:

$$K_{зв} = 97,91 - 17,34 K_n + 0,87 K_n^2;$$

$$K_{зв} = 94,94 - 18,60 K_n + 1,20 K_n^2,$$

де $K_{зв}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %.

Фізично залишкова вода – це вода, що міститься в породах та утримується в пористому середовищі поверхнево-молекулярними і капілярними силами, тобто адсорбційна (мономолекулярного та полімолекулярного шарів) та мікрокапілярна. Схожість рівняння зв'язку між природною водонасиченістю та коефіцієнтом відкритої пористості пісковиків Донбасу із залежностями залишкової водонасиченості від відкритої пористості, отриманими для пісковиків ДДЗ, свідчить про те, що за низькими коефіцієнтами відкритої пористості (менше ніж 4,4 %) значна частина порового простору (понад 50 %) зайнята зв'язаною водою. Тобто, відносна вологість, у міру збільшення ступеня постдіагенетичних змін пісковиків, зростає внаслідок підвищення вмісту зв'язаної води. Низькопористі (менше 4,4 %) пісковики Донбасу, у разі влагонасичення близького до 100-відсоткового, з огляду на результати отримані у розділі 3, містять переважно адсорбційну і мікрокапілярну воду. Таким чином, колекторські властивості гірських порід зі збільшенням ступеня постдіагенетичних змін погіршуються як через зменшення об'єму порового простору (зниження відкритої пористості), так і збільшення вмісту зв'язаної води, що, зрештою, визначає різке зниження проникності в міру зменшення ефективного порового простору і пояснює логарифмічний (експоненціальний)

характер зв'язку між проникністю і пористістю, як відкритою, так і ефективною.

Для визначення чинників, які обумовлюють залишкову водонасиченість, а зрештою і абсолютну проникність низькопористих теригенних порід, проведено порівняння середньої влагонасиченості пісковиків та їхніх петрографічних і структурних характеристик у зонах середнього та пізнього катагенезу. Аналіз засвідчив, що за суттєвою відмінністю вологонасичення – 26 % (зона середнього катагенезу) і 69 % (зона пізнього катагенезу), розбіжності у середніх значеннях розміру породотворних зерен (відповідно 0,21 та 0,19 мм), вмісту слюдяно-глинистих мінералів (15,2 %; 16,8 %), коефіцієнту сортування (1,88; 1,77) за статистичними t - і F - критеріями не є суттєвими. Крім того, глинисті мінерали в процесі постдіагенетичних перетворень зазнають якісних змін, які погіршують їхні сорбційні властивості, що мало б призвести до зниження кількості зв'язаної води та, відповідно, залишкової водонасиченості пісковиків. Сорбційні властивості глинистих мінералів закономірно погіршуються від зони розвитку вугілля низьких стадій метаморфізму до зон розвитку більш метаморфізованого вугілля. Натомість, залишкова водонасиченість збільшується.

Також проаналізовано можливий вплив на залишкове водонасичення внутрішньої питомої поверхні гірських порід. Розрахунки питомої поверхні виконувались з огляду на відому формулу К.Г. Оркіна:

$$\tau = \frac{K_{зв} \cdot K_n}{S_v}$$

де τ – товщина умовного плівкового шару зв'язаної води (за результатами дослідження руху рідин у надтонких щілинах (Є.С. Ромм) відомо, що товщина плівки води, яка має аномальні властивості не має перевищувати $1,6 \cdot 10^{-8}$ м).

Перетворивши цю формулу у припущенні, що пори породи (за середньої щільності породи 2500 кг/м^3) насичені вологою на 100%, отримуємо формули для визначення об'ємної та масової питомої поверхні:

$$S_v = 6,25 \cdot 10^7 \cdot K_n;$$

$$S_m = 2,5 \cdot 10^4 \cdot K_n,$$

де S_v – об'ємна питома поверхня, $\text{м}^2/\text{м}^3$; S_m – масова питома поверхня, $\text{м}^2/\text{кг}$; K_n – коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці.

Наведені рівняння свідчать про зменшення об'ємної питомої поверхні від 6,25 до 0,625 $\text{м}^2/\text{м}^3$ та масової питомої поверхні від $2,5 \cdot 10^4$ до $0,25 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{кг}$ зі зниженням пористості від 10 до 1 %. Зазначимо, що ці результати, отримані за умови заповнення пор вологою близькому до 100% і мають відображати характер зміни питомої поверхні алевролітів залежно від їхньої пористості, ступінь насичення об'єму водою яких дорівнює або близький до граничного і становить 95–100 %. Залежність (2) також може бути використана для визначення внутрішньої питомої поверхні пісковиків, з урахуванням якої формули для визначення питомої поверхні пісковиків набувають вигляд:

$$S_v = (56,6 K_n - 723,1 K_n^2 + 3375 K_n^3) \cdot 10^6,$$

$$S_m = (22,64 K_n - 289,24 K_n^2 + 1350 K_n^3) \cdot 10^3.$$

Отримані рівняння свідчать про зменшення питомої поверхні пісковиків зі зниженням пористості. Так, під час зниження пористості від 10 % до 1 %, яке супроводжується збільшенням залишкової водонасиченості від 29 % до 80 %, за залежністю (2), об'ємна питома поверхня має зменшуватися від $1,81 \cdot 10^6$ до $5,0 \cdot 10^5$ м²/м³, масова питома поверхня – від $7,25 \cdot 10^2$ м²/кг до $2,0 \cdot 10^2$ м²/кг. Слід також зауважити, що абсолютний вміст зв'язаної води, яка міститься у пісковиках, закономірно зменшується від 29 кг/м³ – за відкритої пористості 10 % до 8 кг/м³ – за відкритої пористості 1 %. Тобто, за наявності у пісковиках тільки зв'язаної води їхня абсолютна (масова) вологість зменшується від 1,16% до 0,32%. Якщо припустити, що внутрішня питома поверхня, як об'ємна, так і масова, залишається незмінною при зменшенні пористості від 10 до 1 %, то зниження пористості має супроводжуватися зменшенням товщини шару плівкової вологи – у 10 разів для алевролітів (до $1,6 \cdot 10^{-9}$ м) та в 3,6 раза для пісковиків (до $4,4 \cdot 10^{-9}$ м), що суперечить експериментальним даним і є малоімовірним.

Виходячи з того, що більша частина порового простору пісковиків середньої та пізньої стадій катагенезу сформована порами розміром 10^{-8} – 10^{-6} м і частка порових каналів розміром 10^{-7} м та менше становить до 50 %, можна вважати, що частка капілярної вологи у формуванні залишкової водонасиченості значна та величина самої залишкової водонасиченості обумовлюється, головним чином, розмірами порових каналів, що і призводить до збільшення останньої зі зменшенням пористості в процесі постдіагенетичних змін. Дійсно, зростання природної водонасиченості пісковиків у процесі постдіагенетичних змін, обумовлене підвищенням вмісту зв'язаної вологи, не може бути пов'язано із збільшенням адсорбційної вологи, оскільки вміст глинистих мінералів істотно не змінюється, їхні якісні зміни спрямовані на погіршення сорбційних властивостей, внутрішня питома поверхня породи під дією температури та тиску зменшується. Отже, збільшення природної водонасиченості пісковиків у процесі постдіагенетичних перетворень відбувається за рахунок вмісту мікрокапілярної вологи, унаслідок зміни структури порового простору, а саме, зменшення загальної кількості крупних пор (розмір 10^{-6} м і більше) та збільшення кількості порових каналів з розміром 10^{-7} м і менше. Отже, головним параметром, який зрештою визначає абсолютну проникність гірських порід, є розмір основних фільтрувальних каналів. Це свідчить, що саме його найдоцільніше використовувати для оцінки проникності гірських порід.

З метою вибору моделей для розрахунку проникності низькопористих теригенних порід проведено аналіз існуючих структурних моделей порового простору гірських порід. Моделі ґрунтуються на 4-х найпростіших елементах форми пор – міжзернові порожнини, капіляри, щілини, а, також, сферичні порожнечі. Проаналізувавши переваги та недоліки кожної із запропонованих різними дослідниками моделей, а також можливі галузі їх застосування (велика частина моделей розроблена для неконсолідованих, тобто рихлих, великозернистих утворень з високою пористістю), можна дійти висновку, що для зцементованих порід, які належать до колекторів порового типу, найбільш

прийнятною є капілярно-статистична модель А. Маршалла. Модель безпосередньо пов'язує пористість і абсолютну проникність з кривою капілярного тиску згідно відомого рівняння Лапласа. Формула для визначення проникності має вигляд:

$$K_{np} = \frac{K_n^2 \cdot r^2}{8}, \quad (3)$$

де K_{np} – коефіцієнт абсолютної проникності, m^2 ; K_n – коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці; r – розмір основних фільтрувальних каналів, м.

Для оцінки проникності гірських порід, у яких частина порового простору обумовлена розвитком тріщинної пустотності, може бути застосована тріщинно-капілярна структурна модель, за якою тріщинна проникність породи має визначатися за співвідношенням:

$$K_{np} = 8,5 \cdot 10^{10} b^2 K_{mp}, \quad (4)$$

де K_{np} – коефіцієнт абсолютної проникності, $10^{-12} m^2$ (D); K_{mp} – коефіцієнт тріщинної пористості, частки одиниці; b – ширина (розкритість) тріщини, м.

Загальний вигляд формули (4) свідчить про те, що збільшення розміру порових каналів на один порядок призведе до зростання проникності породи на два порядки. Коефіцієнт проникності породи прямо пропорційний квадрату величини розкритості тріщин. Виходячи з мінімального розміру розкритості тріщин, яке за чисельними даними є не меншим 10 мкм ($10^{-5} m$), можна бачити, що розуцільнення (збільшення пористості) лише на 0,01–0,02 % за рахунок тріщиноутворення, створює тріщинну проникність порядку $1 \cdot 10^{-15} m^2$ (1 мД) і більше. Тріщинній пористості 0,6–0,7 % і розкритості тріщин в тріщинуватій зоні, що становить 10–15 мкм ($1,0 \cdot 10^{-5}$ – $1,5 \cdot 10^{-5} m$), відповідає коефіцієнт проникності, розрахований за формулою (4) $50 \cdot 10^{-15}$ – $90 \cdot 10^{-15} m^2$ (50–90 мД), що переводить породу до розряду колекторів IV класу згідно класифікації А.А. Ханіна. Тобто, у межах порушеної тріщинами зони, може сформуватися резервуар з покращеними колекторськими властивостями, тоді, як у непорушених тріщинами шарах пісковика зберуться низькі фільтраційні характеристики.

Капілярно-статистична модель структури порового простору також може бути застосована для оцінки проникності тріщинуватих порід. Застосування капілярно-статистичної моделі, тобто використання формули (3), дозволяє отримати результати зіставні з результатами, отриманими за формулою (4) для тріщинно-капілярної моделі. За розміром тріщин $10^{-7} m$ проникність згідно з формулою (3) складає 10^{-18} – $10^{-17} m^2$, тобто, тисячні та соті частки мілідарсі, за розміром тріщин $10^{-5} m$ – 10^{-15} – $10^{-14} m^2$, відповідно одиниці та перші десятки мілідарсі.

Отримані аналітичні розрахунки повною мірою підтверджуються фактичними даними дослідження колекторських властивостей порід Донбасу при порівнянні абсолютної газопроникності пісковиків у непорушеній зоні вуглепородного масиву та у порушеній, внаслідок підроблення гірничими виробками. Абсолютна газопроникність пісковиків над вугільним пластом m_3

(шахта ім. О.Ф. Засядька) у непорушеній частині гірського масиву складає 10^{-17} – 10^{-16} м² 10^{-17} – 10^{-16} м² за показниками відкритої пористості від 0,47 % до 7,74 %. Абсолютна газопроникність розрахована за обсягом метану, видобутого дегазацийними свердловинами, які пробурені з поверхні, у тому ж самому інтервалі 900–1200 м, в зоні впливу очисних робіт по пласту m_3 , змінюється у межах $1,50 \cdot 10^{-14}$ м² – $4,33 \cdot 10^{-14}$ м² $1,50 \cdot 10^{-14}$ – $4,33 \cdot 10^{-14}$ м² (15,0–43,3 мД), тобто десятки мілідарсі.

Розділ 6 присвячується обґрунтуванню параметрів фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів газу, межі колектор-екран та екранів. Відповідно до капілярно-статистичної моделі, обраної для зцементованих порід, які відносяться до колекторів порового типу, абсолютна проникність безпосередньо пов'язана з коефіцієнтом відкритої пористості та розміром основних фільтрувальних каналів (див. формулу 3). Формула (3) дозволяє не тільки оцінити абсолютну проникність гірської породи виходячи з її відкритої пористості та розміру основних фільтрувальних каналів, але і вирішувати зворотні задачі, наприклад, розрахувати граничне значення пористості, за яким порода починає набувати ознаки колектора промислового типу згідно класифікації А.А. Ханіна, тобто, значення пористості, за яким проникність перевищить $1 \cdot 10^{-15}$ м² (1 мД).

На рис. 1 представлена залежність (суцільна лінія) коефіцієнта відкритої пористості, за яким проникність дорівнює $1 \cdot 10^{-15}$ м² (1 мД), від розміру основних фільтрувальних каналів, відповідно до формули (3).

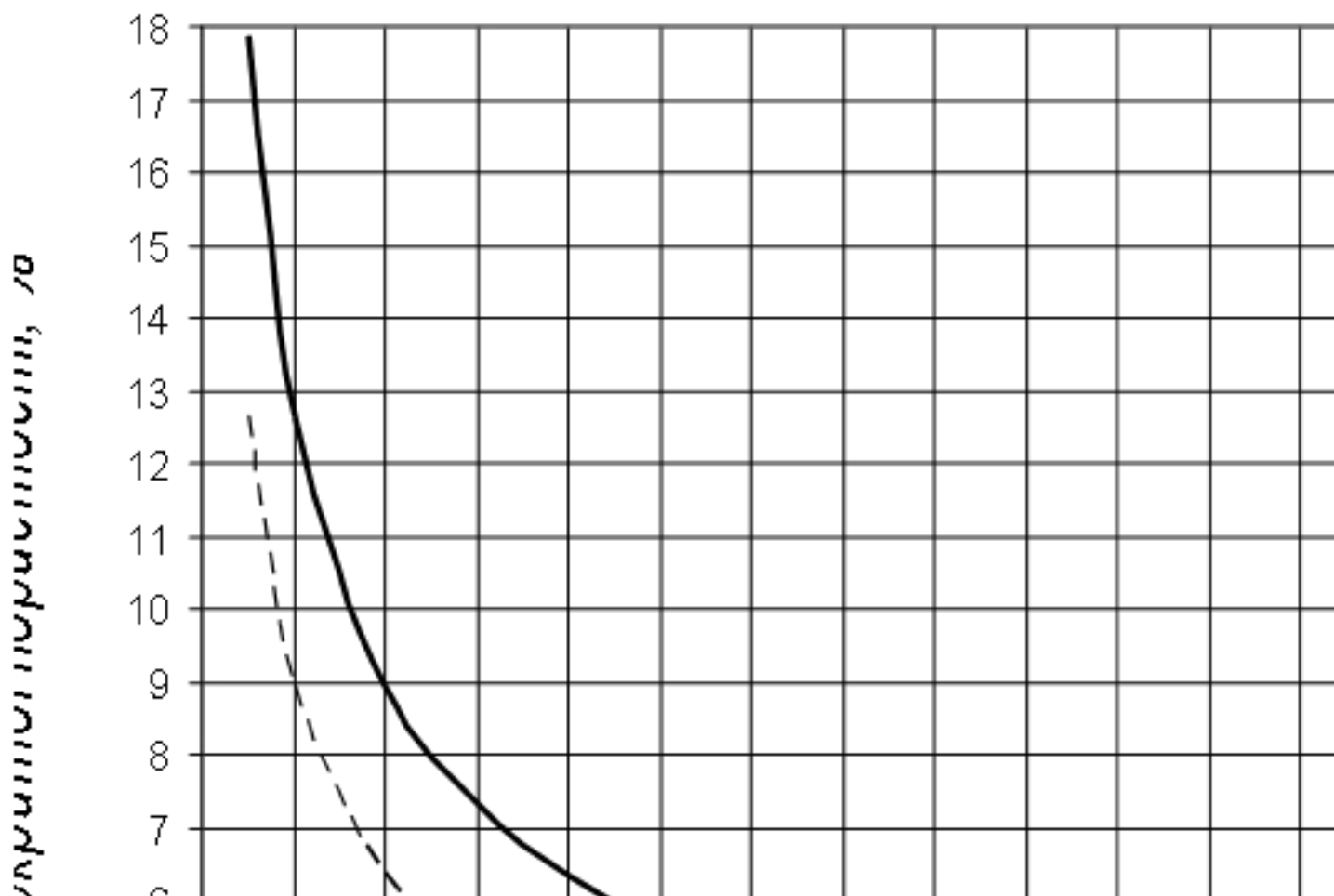


Рисунок 1 – Залежність значення пористості пісковиків на межі колектор-екран від розміру фільтрувальних каналів (суцільна лінія – абсолютна проникність $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пунктирна – $0,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$)

Область, розташована вище за суцільну лінію, характеризує породи з покращеними фільтраційними властивостями, які можуть бути колектором. Область, що розташована під суцільною лінією, характеризує породи з низькою проникністю, яка не перевищує $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. На рисунку добре видно, що графік має перегин у діапазоні $5 \cdot 10^{-7} - 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ (0,5–1,5 мкм), а за розміром каналів менше $5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ (0,5 мкм) ліва гілка графіка асимптотично наближається до осі ординат. Тобто, за розміром порових каналів менше $5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ (0,5 мкм) порода різко втрачає свої фільтраційні властивості.

Основна частина порового простору пісковиків Донбасу сформована порами розміром $10^{-8} - 10^{-6} \text{ м}$. Пори розміром 10^{-7} м та менші недоступні для фільтрації флюїдів, оскільки зайняті зв'язаною водою. Тобто, мінімальний розмір порових каналів, доступних для фільтрації, складає порядок 10^{-6} м , що може відповідати колекторам промислового значення низької проникності (V

клас). Отримані іншими дослідниками результати засвідчили, що більшість диференціальних кривих пористості пісковиків Донбасу, з відкритою пористістю 2,89–8,32 %, мають вузький максимум, який лежить у діапазоні порових каналів радіусом $3,8 \cdot 10^{-7}$ – $5,0 \cdot 10^{-7}$ м, фільтраційний об'єм середовища формують макро- (1,0–3,0 мкм) та субмакропори (0,1–1,0 мкм), які займають до 50% загального порового об'єму. Основна частина фільтраційного об'єму зосереджена у проміжку $5,0 \cdot 10^{-7}$ – $1,0 \cdot 10^{-6}$ м (0,5–1,0 мкм). Приймаючи цей діапазон розмірів основних фільтрувальних каналів, отримуємо відповідних йому значень коефіцієнта відкритої пористості, а саме 9,0–12,6 %. Це означає, що пісковики з меншою відкритою пористістю зазвичай мають проникність, яка не перевищує $1 \cdot 10^{-15}$ м² (1 мД), тобто є низькопроникними. І, навпаки, породи з розміром порових каналів $5,0 \cdot 10^{-7}$ – $1,0 \cdot 10^{-6}$ м (0,5–1,0 мкм) можуть виявляти ознаки колектора, здатного пропускати та накопичувати флюїди, за коефіцієнтом відкритої пористості не менше 9,0–12,6 %.

Якщо визначити аналогічно виділяємої у нафтогазової геології перехідну зону «колектор-неколектор» (область між кривими на графіку див. рис. 1) і розрахувати відкриту пористість, відповідну проникності $0,5 \cdot 10^{-15}$ м² (0,5 мД), отримаємо для того ж діапазону фільтрувальних каналів $5,0 \cdot 10^{-7}$ – $1,0 \cdot 10^{-6}$ м (0,5–1,0 мкм) значення коефіцієнта відкритої пористості, які дорівнюватимуть 6,3–9,0 % (див. рисунок – пунктирна лінія). У цьому випадку перехідна зона «колектор-неколектор» визначається параметрами коефіцієнту відкритої пористості у межах 6,3–9,0 %. Права частина графіку, що відображає абсолютну проникність та відкриту пористість порід з розмірами фільтрувальних каналів $1,0 \cdot 10^{-5}$ – $1,5 \cdot 10^{-5}$ м (10–15 мкм), характеризує колектори тріщинного типу, які можуть набувати високої проникності, більшої $1 \cdot 10^{-15}$ м², за коефіцієнтом відкритої пористості 2,3–2,8%.

Якщо розглядати вимоги до умов існування газових скупчень з точки зору мінімального газонасичення, яке може спостерігатися у породному масиві, то з урахуванням запропонованої моделі системи «вода-газ», ступінь заповнення пор газом має бути не меншим за 50 %. Приймаючи 50 % за межу, після якої формування газових скупчень, з огляду на високу залишкову водонасиченість, є неможливим, можна визначити відкриту пористість пісковиків Донбасу, яка відповідає цьому значенню. Skorиставшись формулою (2) отримуємо значення відкритої пористості 4,4 %. Це мінімальна відкрита пористість, яка може бути властива газонасиченим нетріщинуватим пісковикам. Мінімальне значення коефіцієнта відкритої пористості та мінімальний ступінь заповнення пор газом газонасичених пісковиків, дозволяють визначити мінімальне значення коефіцієнта ефективної пористості, що може спостерігатися у пісковиків, які можуть вміщувати скупчення газу. Мінімальний коефіцієнт ефективної пористості дорівнює 2,2 %.

Отримані результати дозволяють доповнити висновки, зроблені у розділі 5. А саме: пісковики зон середнього і пізнього катагенезу, непорушені тріщинами, з відкритою пористістю до 4,4 % є непроникними. Пісковики непорушені тріщинами з відкритою пористістю менше 6,3–9,0 %, характеризуються низькою проникністю – не більше $5 \cdot 10^{-16}$ – $1 \cdot 10^{-15}$ м²

(0,5–1,0 мД), тобто, можуть мати екранувальну здатність, і можуть слугувати покриттям або екраном газового покладу за умови, якщо фільтрація газу через них потребує істотного тиску прориву. Нетріщинуваті пісковики з відкритою пористістю у межах 6,3–9,0 % умовно можна віднести до перехідної зони «колектор-неколектор», а пісковики з відкритою пористістю 9,0–12,6% та більше, за умови незначної кількості зв'язаної води та проникності понад $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (1 мД) – до колекторів порового типу.

Відома емпірична залежність (СОУ 73.1-41-08.11.06:2005), що безпосередньо характеризує зв'язок перепаду тиску прориву та коефіцієнту абсолютної газопроникності, дозволяє розрахунковим шляхом визначити орієнтовне значення тиску прориву через породи-покришки. Так, породи з проникністю 10^{-16} м^2 (0,1мД) здатні витримувати надмірний тиск практично до 2,0 МПа, з абсолютною проникністю 10^{-17} м^2 (0,01мД) – до 4,4 МПа і для порід з абсолютною проникністю 10^{-18} м^2 (0,001 мД) тиск прориву повинен скласти не менше 9,8 МПа. Перетворення формули дозволяє вирішити зворотню задачу виконати розрахунок значень абсолютної проникності, що відповідають певному тиску прориву:

$$K_{np} = (12,82P_{np})^{-2,857} \quad (5)$$

де P_{np} – тиск прориву, МПа; K_{np} – коефіцієнт абсолютної проникності, 10^{-12} м^2 .

Для оцінки екранувальних властивостей гірських порід необхідне визначення параметрів тиску прориву, який може мати місце у реальних умовах. О.О. Орлову вдалося встановити генетичний зв'язок надмірних пластових тисків з процесом складкоутворення та отримати ряд емпіричних залежностей, що пов'язують величини цього тиску з інтенсивністю складчастості, яка оцінюється як відношення амплітуди складки до площі структури – коефіцієнт інтенсивності складки i . Зокрема, для ДДЗ – області найбільш близької та подібної за геологічною будовою до Донбасу, початковий пластовий тиск у спрощеному вигляді розраховується як добуток гідростатичного тиску на глибині H на коефіцієнт аномальності пластового тиску K_a , який визначається за формулою:

$$K_a = e^{0,0003 \cdot i^2} \quad (6)$$

Виходячи з того, що, зазвичай, мінімальні значення площі склепінних частин реальних локальних структур складають порядку $0,3 \text{ км}^2$, при висоті складки у склепінні не більше 9,0–10,0 м, розрахункові коефіцієнти аномальності повинні складати 1,31–1,40. Це максимальні перевищення пластових тисків над гідростатичними, які можуть спостерігатися на реальних структурах у Донбасі, і вони повною мірою узгоджуються з результатами фактичних вимірів надгідростатичних пластових тисків. У межах Донбасу за фактичними даними коефіцієнти аномальності сягають значень 1,19–1,33. Тобто, максимальний коефіцієнт перевищення пластового тиску над гідростатичним, зафіксований на даний момент у вугленосній товщі Донбасу,

складає 1,33. Виходячи з цього максимального значення та ґрунтуючись на отриманих розрахункових максимальних (1,31–1,40) і середніх (1,17) значеннях коефіцієнта аномальності, можливо виконати прогноз імовірних значень перевищень пластових тисків на різних глибинах.

На глибинах від 500 м до 2500 м розрахункові середні (коефіцієнт аномальності прийнятий рівним 1,175) перевищення пластових тисків над гідростатичними можуть скласти від 0,875 МПа до 4,375 МПа, максимальні (коефіцієнт аномальності прийнятий рівним 1,350) – від 1,750 МПа до 8,750 МПа. Отже, для збереження газового скупчення, породи покритишки (екрани) повинні мати екранувальні властивості, здатні утримувати флюїди під таким надмірним тиском. Середнім значенням надлишкових тисків відповідають породи з проникністю 10^{-16} – 10^{-17} м², максимальним – 10^{-17} – 10^{-18} м². Тут важливо відзначити, що можливі значення перевищень пластового тиску на різних глибинах значною мірою відрізняються, отже, вимоги до екранувальної здатності порід-покритишок на різних глибинах також неоднакові. Ті ж самі породи, з подібними фільтраційними (у даному випадку екранувальними) характеристиками, в умовах різних глибин за своєю екранувальною здатністю можуть оцінюватися по різному. В умовах малих глибин, де надмірний тиск не може сягати значних величин, придатні бути екраном більш проникні породи, які, в умовах великих глибин і значного тиску у газонасиченому масиві, роль екрану виконувати не можуть. За звичайним пластовим тиском, який складає 0,8–0,9 гідростатичного, слугувати екраном можуть пісковики з абсолютною проникністю порядку $0,1 \cdot 10^{-15}$ м². Тобто, непорушені у процесі складкоутворення шари пісковика з абсолютною проникністю порядку $0,1 \cdot 10^{-15}$ м² (десяті частки мілідарсі) можуть слугувати екраном за мінімальними значеннями тиску, потрібного для прориву флюїдів.

Підсумовуючи, можна зробити узагальнення стосовно кількісних параметрів фільтраційних та ємнісних властивостей порід-колекторів взагалі та, зокрема, порід, що знаходяться у тріщинуватій зоні локальних антиклінальних структур, які можуть бути сприятливими для формування скупчень газу. Ґрунтуючись на моделі системи «вода-газ», колекторам має відповідати залишкова водонасиченість, яка не перевищує рівноважну для змочувальної фази, перехідній зоні – залишкова водонасиченість у межах від рівноважної для змочувальної фази до рівноважного насичення двома фазами, неколекторам та флюїдоупорам – залишкова водонасиченість у межах від близької до рівноважної насиченості двома фазами до повного водонасичення. Умовою існування газового покладу у пісковиках є присутність у порах не менше 50 % газу за відповідним тиском. За великими значеннями природної вологості, коли ступінь заповнення пор вологою (відносна водонасиченість) складає більше 50 %, здатність пласта бути колектором визначається співвідношенням зв'язаної та вільної води. При залишковому водонасиченні, близькому до рівноважного насичення обома фазами для даної породи або більшому (понад 65–70 % для пісковиків), пласт за своїми властивостями може бути охарактеризований як флюїдоупор. Пласт-колектор, у свою чергу, може бути потенційно газо- або водонасиченим, в останньому випадку можна говорити про зони можливих

підвищених водоприпливів. Газовий поклад у породному масиві може сформуватися, коли кількість зв'язаної води (залишкова водонасиченість) не перевищує 50 % і вплив зовнішніх чинників створює умови для розділення води та газу. Узагальнені порівняльні характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей порід у тріщинуватій зоні, які відповідають умовам існування газових скупчень та непорушеній частині масиву, для вугленосних відкладів Донбасу наведені у таблиці 2. Оскільки різкої межі між колектором та породами з екранувальною здатністю не існує, виділена перехідна зона, до якої входять слабопроникні пісковики, які за певних умов можуть бути, як колектором, так і екраном (покришкою).

Таблиця 2 – Параметри фільтраційно-ємнісних властивостей низькопористих пісковиків вугленосної товщі

Властивості пісковиків	Непорушений масив з екранувальною здатністю	Перехідна зона	Тріщинувата зона, що вміщує скупчення газу
коефіцієнт відкритої пористості, %	$\leq 4,4$	4,4 - 9,0	не нормується (тріщинна пористість $\geq 0,5$)
відносна газонасиченість, %	$\leq 30-35$	30 (35) - <50	≥ 50
залишкова водонасиченість, %	$\geq 65-70$	50-65 (70)	< 50
коефіцієнт ефективної пористості, %	< 1,3-1,5	1,5-2,2	$\geq 2,2$
Розмір пор (тріщин), м	$10^{-8}-10^{-6}$	$10^{-6}-10^{-5}$	$\geq 10^{-5}$
абсолютна газопроникність, 10^{-15} м^2	<1 10^{-16}	$10^{-16}-10^{-15}$	$\geq 5 \cdot 10^{-14}$

Необхідно зазначити, що головними параметрами, які визначають умови існування газових покладів є абсолютна газопроникність та газонасиченість (ступінь заповнення пор газом) за відповідним газовим тиском. Усі інші показники є або похідними від зазначених, або мають допоміжний характер. Особливо це стосується коефіцієнту відкритої пористості, граничне значення якого (4,4 %) для непорушеного масиву отримано за допомогою залежності залишкового водонасичення від відкритої пористості пісковиків Донбасу із припущенням, що пісковикам із меншою пористістю властива залишкова водонасиченість, яка перевищує 50 %. Коефіцієнт ефективної пористості розраховувався за коефіцієнтом відкритої пористості з огляду на відносну

газонасиченість для кожної з виділених зон. Яка для пісковиків Донбасу у стані рівноваги водної та газової фаз у середньому прийнята такою, що дорівнює 30–35 %. У кожному випадку значення відносного газонасичення рівноважного стану має розраховуватися окремо за відповідною формулою (див. формулу 1), оскільки відносне водо- та газонасичення рівноважного стану визначається значеннями залишкового водонасичення конкретного пісковика.

Таким чином, формування газових скупчень у тріщинуватій зоні локальних антиклінальних структур, передбачає утворення тріщин з розкритістю не менше 10^{-5} м та збільшення відкритої пористості за рахунок тріщинної пористості, як мінімум, на 0,5 %. Внаслідок чого пісковики набувають абсолютної газопроникності $5 \cdot 10^{-14}$ м² (50 мілідарсі) і більше. При цьому перерозподіл води та газу має призвести до збільшення ступеня заповнення пор газом у розуцільненій зоні не менш як до 50 %.

У розділі 7 наведена методика прогнозування оцінки перспективності локальних антиклінальних структур на наявність газових покладів, яка передбачає побудову карт локальних структур, визначення їх головних параметрів та розрахунок коефіцієнтів розуцільнення, після чого виконуються розрахунки фільтраційних та ємнісних характеристик порід у потенційній зоні скупчення вільного метану (ЗСВМ) у межах локальної антиклінальної структури.

Складання карти локальних структур виконується методом тренд-аналізу за поліномом I-го ступеня. Згідно з методикою прогнозування зон скупчення вільного метану (СОУ 10.1.05411357.004:2005) виділяється в плані потенційна ЗСВМ. Визначаються параметри структури – висота h , ширина l_x та довжина l_y у межах контуру ЗСВМ та у склепінні. За визначеними параметрами розраховуються коефіцієнти лінійної деформації. За допомогою отриманих коефіцієнтів розраховуються коефіцієнти об'ємної деформації пісковика у межах контуру ЗСВМ та у склепінні, як добуток відповідних лінійних коефіцієнтів за довжиною та шириною структури. До розрахунку приймаються лише коефіцієнти лінійних деформацій, які дорівнюють або перебільшують значення 1,003. У разі якщо значення коефіцієнту лінійної деформації є меншим за 1,003, для розрахунків замість отриманого значення коефіцієнту лінійної деформації приймається значення, що дорівнює 1.

Розрахунок тріщиної пористості K_{mp} (%) окремо здійснюється у межах контуру та у склепінні за формулою:

$$K_{mp} = \frac{K_n + (\omega - 1)}{\omega}$$

де K_n – коефіцієнт відкритої пористості, %; ω – коефіцієнт об'ємної деформації пісковика.

Коефіцієнт абсолютної проникності K_{np} , (10^{-15} м²), за розкритістю тріщин 10^{-5} м розраховується за формулою:

$$K_{np} = 85 \cdot K_{mp}$$

Шляхом додавання отриманих значень тріщиної пористості у межах контуру складки $K_{mp\kappa}$ та у склепінні $K_{mp\kappa\kappa}$ до переважального у межах ділянки

досліджень значення коефіцієнту відкритої пористості визначається діапазон набутої відкритої пористості $K'_{n \min} - K'_{n \max}$ у зоні розуцільнення після формування локальної антиклінальної структури. За отриманими значеннями коефіцієнту тріщиної пористості на контурі ЗСВМ та у склепінні структури також розраховується середнє значення коефіцієнту тріщиної пористості, яке використовується у подальших розрахунках, шляхом додавання цього середнього значення до переважального значення коефіцієнту відкритої пористості у межах ділянки досліджень з метою отримання середнього розрахункового коефіцієнту відкритої пористості $K'_{n \text{ср}}$ у розуцільненій зоні.

Коефіцієнт ефективної пористості у розуцільненій зоні визначається як сума коефіцієнту ефективної пористості у непорушеній зоні за даними лабораторних досліджень (за наявності опробування) та розрахункової тріщиної пористості. Розраховуються мінімальні та максимальні значення коефіцієнту ефективної пористості у межах ЗСВМ. Максимальні значення коефіцієнту ефективної пористості у межах ЗСВМ визначаються шляхом додавання до коефіцієнту ефективної пористості набутої тріщинної пористості. Мінімальні значення коефіцієнту ефективної пористості розраховуються шляхом додавання до коефіцієнту ефективної пористості за лабораторними визначеннями, половини набутої тріщинної пористості, ґрунтуючись на уявленні, що не менше 50 % нановоутворених тріщин заповнені газом.

За значеннями коефіцієнту відкритої пористості за лабораторними даними K_n та розрахунковими значеннями набутої відкритої пористості $K'_{n \min}$ та $K'_{n \max}$ визначається діапазон змінення (зниження) відносного водонасичення у ЗСВМ шляхом розрахунку коефіцієнтів зниження водонасичення g_{\min} та g_{\max} за загальною формулою:

$$g = \frac{K_n(1 - K'_n)}{K'_n(1 - K_n)}$$

До розрахунку приймається переважне значення коефіцієнту відкритої пористості у межах ділянки досліджень. Отримані коефіцієнти g_{\min} та g_{\max} застосовуються для визначення меж набутої відносної газонасиченості у ЗСВМ. Відносна газонасиченість розраховується як величина, що доповнює до 100 % або 1, добуток зазначених коефіцієнтів g_{\min} та g_{\max} на відносне водонасичення G пісковика за даними лабораторних досліджень (при наявності останніх) за межами структури:

$$V'_2 = 1 - gG,$$

де V'_2 – розрахункова відносна газонасиченість (ступінь заповнення пор газом) у межах ЗСВМ, виражена у відсотках або частках одиниці, в залежності від одиниць вимірювання відносної водонасиченості. Іншим шляхом відносна газонасиченість (ступінь заповнення пор газом) може бути визначена як відношення розрахункового коефіцієнту набутої ефективної пористості до розрахункового коефіцієнту набутої відкритої пористості.

Окремо розраховуються максимально можливі перевищення пластових тисків відповідно до глибини залягання виявленої локальної структури та з урахуванням отриманих значень максимально можливих перевищень

пластового тиску визначаються параметри межі абсолютної проникності для покришок та екранів. Визначається площа склепінної частини структури та її амплітуда (висота) у склепінні. З використанням цих параметрів за методикою О.О. Орлова знаходиться коефіцієнт інтенсивності складки i та визначається коефіцієнт аномальності пластового тиску K_a . Максимально можливий перепад пластового тиску (тиск прориву) розраховується як різниця між максимально можливим пластовим тиском та гідростатичним тиском на глибині залягання пласта H у межах структури:

$$P_{np} = (K_a - 1) \cdot 0,01\gamma \cdot H$$

де P_{np} – максимально можливий перепад тиску, МПа; γ – густина порового розчину, зазвичай приймається 1 г/см^3 .

Надалі визначається значення коефіцієнту абсолютної проникності, яке відповідає цьому значенню тиску прориву:

$$K_{np} = 10^3 \cdot (12,82P_{np})^{-2,857},$$

де K_{np} – коефіцієнт абсолютної проникності, 10^{-15} м^2 .

На підставі отриманих даних, оцінюється перспективність ділянки на можливу наявність газових скупчень та визначається доцільність проведення подальших геологорозвідувальних робіт з метою виявлення газових покладів придатних до промислового використання. Виділена потенційна ЗСВМ розглядається як така, що є перспективною у випадку відповідності таким вимогам:

- за наявності структури з тріщинуватою зоною, породи якої за своїми фільтраційними та ємнісними властивостями є колекторами – відносна газонасиченість має становити не менше 50 %, абсолютна проникність має бути не гіршою за порядок $n \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, коефіцієнт ефективної пористості має становити не менше 2,2 %;

- породи покрівлі, витримані за площею та розрізом, і непорушені шари пісковика угору за піднесенням від тріщинуватої зони, відповідають за екранувальною здатністю вимогам до покришок та екранів з урахуванням існування надлишкових тисків у структурі на відповідній глибині залягання – їх абсолютна проникність є нижчою за визначену межу.

У **розділі 8**, за розробленою методикою оцінки перспективності локальних антиклінальних структур на наявність газових покладів, виконано геологічний аналіз об'єктів перспективних для пошуку вуглеводнів на ділянці «Кальміуський рудник» шахти ім. О.Ф. Засядька. У межах ділянки досліджень виявлена локальна антиклінальна структура амплітудою 88,7 м і розміром, у межах ізолінії +30 м, 2000 м на 3275 м. Найбільш перспективними газоносними об'єктами визначені пісковики горизонту М-3 ($m^0_4 S m^1_4$ та $m^1_5 S m^1_6$ на глибинах залягання, відповідно, 1380 м та 1240 м) і пісковики горизонту М-6 ($l_1 S l_2$ та $l_1 S l_1$ на глибинах залягання, відповідно, 1795 м та 1760 м), для яких розраховані прогностні параметри головних колекторських властивостей у межах ефективної товщини. Виконано прогноз ресурсів метану у припущенні, що значення газового тиску складає 0,85 величини гідростатичного тиску на глибині можливого перетину пісковиків розвідувально-експлуатаційною

свердловиною. Загальні ресурси метану за усередненим підрахунком складають 430,68 млн. м³.

Аналогічним чином виконано геологічний аналіз перспективних об'єктів на полі шахти «Бутовська», де було виявлено дві структури – західна і східна. Розміри східної локальної антиклінальної складки у склепінні, у межах ізолінії +70 м, складають 486 м на 250 м. Розміри західної – у межах ізолінії +100 м, складають 1250 м на 330 м. Амплітуди відповідно 75,0 м та 120,6 м. Перспективними газonosними об'єктами визначені пісковики $n_1Sn_1^1$ та $n_1^1Sn_2^3$. Загальні ресурси метану за усередненим підрахунком складають 166,88 млн. м³.

ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науковою роботою, у якій наведено теоретичне обґрунтування умов формування та збереження газових скупчень у вуглепородному масиві і вирішена актуальна наукова проблема прогнозування оцінки перспективності локальних антиклінальних структур низькопористих теригенних вугленосних відкладів для пошуків скупчень метану. Прогнозна оцінка полягає у визначенні розрахунковим шляхом, по параметрах локальних структур і товщині пласта, кількісних показників фільтраційно-ємнісних властивостей, яких у процесі складкоутворення набувають пісковики, та порівнянні відповідності отриманих даних умовам існування газових скупчень у вугленосних відкладах, а також перевірки, з урахуванням можливих надлишкових тисків у структурі на відповідній глибині залягання, екранувальної здатності порід покривки та непорушених шарів угору за піднесенням пласта. Вирішення цієї проблеми надає можливість відкриття нових покладів газу, пов'язаних з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема, колекторами локальних антиклінальних структур вугленосної товщі в обсягах придатних для промислового використання.

Основні наукові результати, висновки і практичні рекомендації полягають у такому:

1. Доведено, що мінімальні деформації розтягування, які перевищили гранично допустиму для порушення суцільності межу та призвели до крихких деформацій розриву, формують у низькопористих пісковиках вугленосної товщі фільтраційні властивості із абсолютною газопроникністю десятки мілідарсі, що відповідає промисловим колекторам IV класу і можуть бути сприятливими, за певних умов, для скупчення вільних вуглеводнів. При цьому непорушена частина пісковика залишається з низькими фільтраційними властивостями, із проникністю нижчою не менш, як на два порядки, що не перевищує зазвичай 10^{-16} м² (не більше десятих часток мілідарсі);

2. Запропонована модель взаємного впливу та взаємодії окремих фаз системи «вода-газ» у масиві гірських порід, що розглядається як система, стан якої у масиві гірських порід визначається, окрім зовнішніх умов, кількісним співвідношенням зазначених фаз (водної та газової);

3. Визначено, що система «вода-газ» у масиві гірських порід може мати декілька рівноважних станів, а саме, 2 динамічні та 4 статичні, із яких найбільш поширеним та стабільним станом системи «вода-газ», є стан рівноважного

насичення обома фазами, за яким відносні фазові проникності води та газу дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна;

4. Доведено, що для теригенних незцементованих порід (пісків) та зцементованих (пісковиків) стан рівноважного насичення обома фазами, за яким відносні фазові проникності води та газу дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна, визначається кількістю води зв'язаної твердою фазою порід, тобто залишковим водонасиченням;

5. Отримана аналітична залежність ступеня насичення обома фазами та відповідних йому значень відносних фазових проникностей води і газу стану рівноважної насиченості, коли відносні фазові проникності води та газу дорівнюють одна одній, а їх сумарна проникність мінімальна, від залишкового водонасичення гірської породи;

6. Показана наявність у гірських породах Донбасу окрім вільної води, хімічно-зв'язаної води, що входить до складу породотворних мінералів, води адсорбційно-зв'язаної (мономолекулярної та полімолекулярної адсорбції) та капілярно-зв'язаної (мікрокапілярної у порах розміром $\leq 10^{-7}$ м). Для пісковиків, алевролітів та аргілітів визначені значення енергії зв'язку (активації) зв'язаної води;

7. Доведено, що у низькопористих пісковиках з коефіцієнтом відкритої пористості менше 4,4 %, пори зайняті переважно зв'язаною водою (адсорбційною та мікрокапілярною), вміст якої складає не менше половини (50 %);

8. Показано, що зростання природного водонасичення пісковиків Донбасу у процесі постдіагенетичних змін обумовлено зростанням залишкової водонасиченості, переважно за рахунок мікрокапілярної вологи, що, у свою чергу, обумовлене зменшенням розмірів порових каналів;

9. Показано, що постдіагенетичні перетворення пісковиків вугленосної товщі, які спричиняють скорочення пористості та зменшення абсолютного вмісту вологи, принаймі на стадіях катагенезу, супроводжуються зменшенням внутрішньої питомої поверхні пісковиків, як об'ємної, так і масової;

10. Обґрунтовані умови та механізм формування газових скупчень у вугленосній товщі як результат перерозподілу фаз – складових системи «вода-газ», тобто води та газу, внаслідок порушення рівноваги зазначеної системи природними або техногенними факторами та її прагнення до набуття рівноважного стану у нових умовах;

11. Обґрунтовані умови, за якими пастки метану у низькопористих породах вугленосної товщі, формуються як резервуар у зоні розущільнення, яка виникає у склепінній частині локальної антиклінальної структури за рахунок тріщиноутворення при лінійних крихких деформаціях розтягування, що перевищують критичні на розрив, покриттю якої слугують породи, що залягають вище з покращеними пластичними властивостями, внаслідок чого вони залишаються непорушеними під час зминання у складку, а екраном – непроникні шари того ж пісковика, за піднесенням вгору, деформація розтягування в яких, внаслідок меншого вигину, не досягла гранично допустимої для порушення суцільності межі;

12. Визначені та обґрунтовані параметри фільтраційних та ємнісних властивостей, які характеризують породи-колектори, межу колектор-екран та екрани (покришки) для вугленосних відкладів, а саме відкрита та ефективна пористість, водо-газонасиченість, абсолютна та відносна фазова проникності;

13. Запропоновано порядок визначення ступеня розущільнення порід у склепінній частині локальних антиклінальних структур за головними параметрами складки (амплітудою і шириною) та товщиною пласта;

14. Запропоновано порядок розрахунків ємнісних та фільтраційних характеристик гірських порід, таких як відкрита пористість, газонасиченість та абсолютна проникність, у зоні розущільнення склепінних частин локальних антиклінальних складок, які сформувалися внаслідок крихких деформацій розтягування (тріщиноутворення) у процесі формування структури;

15. Розроблені геологічні основи та методика прогнозої оцінки перспективності локальних антиклінальних структур за геолого-розвідувальними даними у низькопористих вугленосних відкладах, для пошуків покладів вільного метану .

До практичних здобутків слід віднести геологічний аналіз об'єктів, перспективних для пошуків вуглеводнів на ділянці «Кальміуський рудник» шахти ім. О.Ф. Засядька та на полі шахти «Бутовська». Аналіз полягав у визначенні в геологічному розрізі найбільш перспективних, з точки зору наявності газових скупчень, пісковиків та підрахунок ресурсів метану в них у межах виявлених локальних антиклінальних структур.

Результати прогнозої оцінки перспективності ділянок для пошуків скупчень вільного метану передані у виробничу організацію ОП «Шахта ім.О.Ф. Засядька» та ДП «Макіїввугілля».

Основні положення та результати опубліковані у 37 наукових працях, основні з яких:

1. Лукинов В.В. Типизация углегазовых месторождений Донбасса и прогноз зон локальных скоплений метана / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко, К.А. Безручко та ін. // Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко. – К. : Наук.думка, 2008. – Розд. 6. – С. 280–318, 328–332.

2. Забигайло В.Е. Соотношение влажность-пористость как показатель выбросоопасности горных пород / В.Е. Забигайло, В.В. Лукинов, К.А. Безручко // Уголь Украины. – 1991. – № 2. – С. 28–29.

3. Безручко К.А. О методике отбора проб песчаников для определения показателя весовой влажности / К.А. Безручко // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1991. – № 76. – С. 77-81.

4. Безручко К. А. Влияние условий осадконакопления на естественную влажность песчаников / К. А. Безручко // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1991. – № 77. – С. 33–39.

5. Лукінов В.В. Газоносність та газонасиченість пісковиків Донбасу різного ступеня постдіагенетичних перетворень / В.В. Лукінов, К.А. Безручко // Геологія та геохімія горючих копалин. – 1993. – № 1 (82). – С. 56–60.
6. Лукинов В.В. Влияние степени заполнения пор в песчаниках влагой на глубину проявления выбросов / В.В. Лукінов, К.А. Безручко // Уголь Украины. – 1993. – № 6. – С. 45–46.
7. Лукінов В.В. Вплив тектонічного фактору на ущільнення гірських порід Донбасу / В.В. Лукінов, Л.Л. Шкуро, К.А. Безручко // Геологія та геохімія горючих копалин. – 1993. – № 4 (85). – С. 62–65.
8. Безручко К.А. Газонасыщенность и пористость выбросоопасных песчаников / К.А. Безручко // Уголь Украины. – 1994. – № 1. – С. 48–49.
9. Лукинов В.В. Влияние тектонических условий на формирование физических свойств пород / В.В. Лукінов, Л.Л. Шкуро, К.А. Безручко // Уголь Украины. – 1995. – № 11. – С. 33–35.
10. Безручко К. А. Изменение газонасыщенности пород при разуплотнении горного массива / К. А. Безручко // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2007. – Вып. 73. – С.220–223.
11. Безручко К.А. Оценка пористости горных пород в локальных антиклинальных структурах / К.А. Безручко // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2008. – Вып. 80. – С. 77-83.
12. Лукінов В.В. Формування проникності гірських порід у локальних антиклінальних структурах / В.В. Лукінов, К.А. Безручко // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2009. – № 1–2. – С. 106–110.
13. Лукінов В.В. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід. Стаття I Вплив розміру фільтрувальних каналів на проникність низькопористих теригенних порід / В.В. Лукінов, К.А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 2 (147). – С. 5–18.
14. Безручко К.А. Остаточная водонасыщенность низкопористых терригенных коллекторов угленосной толщи Донбасса / К.А. Безручко // Геолог України. – 2009. – № 3. – С. 18–22.
15. Лукінов В.В. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід. Стаття II Обґрунтування фільтраційних параметрів межі колектор–екран низькопористих теригенних порід / В.В. Лукінов, К.А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 3–4 (148–149). – С. 5–17.
16. В.В. Лукинов Влияние техногенного фактора на физические свойства песчаников / В.В. Лукінов, Л.Л. Шкуро, К.А. Безручко // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2010. – № 5. – С. 12–15.
17. Безручко К.А. Влияние катагенеза на внутреннюю удельную поверхность горных пород / К.А. Безручко // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2010. – Вып. 85. – С.161–168.

18. Безручко К.А. Взаємодія фаз системи «вода-газ» у гірських породах та формування покладів природного газу / К.А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2010. – № 2 (151). – С. 5–22.

19. Безручко К.А. Условия формирования и сохранения газовых залежей в локальных антиклинальных структурах Донбасса / К.А. Безручко // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2010. – Вып. 87. – С.126–137.

20. Безручко К.А. Фільтраційно-ємнісні параметри межі колектор-екран пісковиків Донбасу/К.А. Безручко // Геотехническая механика : Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2010. – Вып. 88. – С.46–53.

21. Лукинов В.В. Формирование проницаемости горных пород под действием техногенного фактора / В.В. Лукинов, К.А. Безручко // Уголь Украины. – 2010. – № 6. – С. 39–42.

22. Лукинов В.В. Умови формування межі колекторів газу в пісковиках локальних антиклінальних структур Донбасу / В.В. Лукинов, К.А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2010. – № 3–4 (152–153). – С. 5–18.

23. Лукинов В.В. Генетические и структурные особенности малоамплитудных нарушений листрического типа на пласте m_3 шахты им. А.Ф. Засядько / В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко, К.А. Безручко, Д.П. Гуня, А.В. Ткаченко // Наукові праці ДонНТУ. – 2011. – № 15 (192). – С. 141–147.

24. Безручко К.А. Формирование газовых залежей как результат взаимодействия отдельных фаз системы «влага-газ» в массиве горных пород / К.А. Безручко // Форум гірників – 2009 : Матеріали міжнарод. конф., 30 верес. – 3 жовт. 2009 р. – Дніпропетровськ : НГУ, 2009. – С. 150–158.

25. Лукинов В.В. Оценка газонасыщенности пород в локальных антиклинальных структурах при разуплотнении горного массива за счёт трещинообразования / В.В. Лукинов, К.А. Безручко // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент- техника и технология его изготовления и применения : Сб. науч. тр. / ИСМ НАН Украины. – К., 2009. – Вып. 12 – С. 59–62.

26. Безручко К.А. Умови формування і збереження скупчень метану в низькопористих вугленосних відкладах / К.А. Безручко // Наукові праці УкрНДМІ НАН України : Зб. наук. пр. / УкрНДМІ. – Донецьк, 2011. – Вип. 9, Т. 2. – С. 18–28.

Особистий внесок автора в роботах, які написані в співавторстві: 1, 23 – збір даних, аналіз результатів досліджень; 2, 5, 6, 12, 21, 22, 25 – ідея, аналіз результатів досліджень і висновки; 7, 9 – аналіз і узагальнення результатів досліджень; 13, 15, 16 – аналітичний огляд, узагальнення результатів, висновки.

АНОТАЦІЯ

Безручко К.А. Умови формування та збереження скупчень газу у низькопористих вугленосних відкладах. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук за спеціальністю 04.00.16 – «Геологія твердих горючих копалин». – ДВНЗ «Національний гірничий університет», Дніпропетровськ, 2011.

Робота присвячена обґрунтуванню умов формування і збереження скупчень вуглеводнів у вуглепородному масиві, з метою вирішення актуальної наукової проблеми – прогнозової оцінки перспективності низькопористих терригенних відкладів у локальних антиклінальних структурах вугленосної товщі. Доведено, що при розтягуванні, яке перебільшило межу гранично допустиму для порушення суцільності та спричинило мінімальні крихкі деформації розриву, у низькопористих пісковиках формуються, за рахунок тріщинуватості, фільтраційні властивості, які відповідають промисловим колекторам IV класу, сприятливі для скупчення метану. На засадах запропонованої моделі взаємного впливу та взаємодії окремих фаз системи «вода-газ» у масиві гірських порід показано, що формування скупчень газу відбувається як результат перерозподілу фаз внаслідок прагнення системи до рівноваги. Обґрунтовані умови формування та збереження скупчень газу та визначені параметри фільтраційних та ємнісних властивостей, які характеризують породи-колектори, межу колектор-екран та екрани (покришки) у вугленосних відкладах. З'ясовано, що зростання природного вологонасичення пісковиків Донбасу у процесі катагенезу обумовлено зростанням залишкової водонасиченості, переважно за рахунок мікрокапілярної вологи та супроводжується зменшенням внутрішньої питомої поверхні пісковиків, як об'ємної, так і масової. Розроблені геологічні основи прогнозової оцінки перспективності локальних антиклінальних структур для пошуків скупчень вільного метану у вугленосних відкладах.

Ключові слова: вугленосні відклади, локальні антиклінальні структури, система «вода-газ», газові скупчення.

АННОТАЦІЯ

Безручко К.А. Условия формирования и сохранения скоплений газа в низкопористых угленосных отложениях. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени доктора геологических наук по специальности 04.00.16 – «Геология твердых горючих ископаемых». – ГВУЗ «Национальный горный университет», Днепропетровск, 2011.

Диссертация содержит теоретическое обоснование условий формирования и сохранения скоплений газа в углепородном массиве, в ней дано решение актуальной научной проблемы прогнозной оценки перспективности локальных антиклинальных структур низкопористых терригенных отложений угленосной толщи, что открывает новые перспективы добычи и использования метана угольных месторождений. Доказано, что минимальные деформации растяжения, которые превысили предельно допустимую для нарушения сплошности величину и привели к хрупким деформациям разрыва, формируют в низкопористых песчаниках угленосной толщи фильтрационные свойства, которые соответствуют промышленным коллекторам IV класса с абсолютной газопроницаемостью не менее $5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ и могут быть благоприятными для скопления свободных углеводородов. Предложена модель взаимного влияния и взаимодействия отдельных фаз системы «вода-газ» в массиве горных пород, состояние которой определяется количественным соотношением фаз. Отмечается, что система «вода-газ» может иметь несколько равновесных

состояний (2 динамических и 4 статических), из которых наиболее распространенным и стабильным состоянием, является состояние равновесного насыщения обеими фазами, когда относительные фазовые проницаемости воды и газа равны между собой, а их суммарная проницаемость минимальна. Состояние равновесного насыщения обеими фазами определяется количеством воды связанной твердой фазой, то есть остаточной водонасыщенностью. Получена аналитическая зависимость степени насыщения обеими фазами и соответствующих ей значений относительных фазовых проницаемостей воды и газа состояния равновесной насыщенности от остаточной водонасыщенности горной породы. Показано наличие в горных породах Донбасса кроме свободной воды, химически связанной воды, которая входит в состав породообразующих минералов, воды адсорбционно-связанной (мономолекулярной и полимолекулярной адсорбции) и капиллярно-связанной (микрокапиллярной в порах размером $\leq 10^{-7}$ м). Для песчаников, алевролитов и аргиллитов определены значения энергии связи (активации) связанной воды. Доказано, что в низкопористых песчаниках с коэффициентом открытой пористости менее 4,4 %, поры заняты преимущественно связанной водой (адсорбционной и микрокапиллярной), содержание которой составляет не менее половины (50 %). Показано, что увеличение естественного влагонасыщения песчаников Донбасса в процессе постдиагенетических изменений при сокращении пористости и уменьшении абсолютного содержания влаги, обусловлено ростом остаточной водонасыщенности, преимущественно за счет микрокапиллярной влаги, что, в свою очередь определяется уменьшением размеров поровых каналов. Обоснованы условия и механизм формирования скоплений газа в угленосной толще в результате перераспределения фаз – составляющих системы «вода-газ», вследствие нарушения равновесия отмеченной системы и ее стремления к приобретению состояния равновесия в новых условиях. Ловушки метана в низкопористых породах угленосной толщи, формируются как резервуар в зоне разуплотнения, которая возникает в сводовой части локальной антиклинальной структуры за счет трещиннообразования при линейных хрупких деформациях растяжения, которые превышают критические на разрыв. При этом покровной залежи служат породы, которые залегают выше, с улучшенными пластичными свойствами, в результате чего они остаются ненарушенными во время смятия в складку, а экраном – непроницаемые слои того же песчаника, вверх по восстанию пласта, деформации растяжения в которых, в результате меньшего изгиба, не достигли предельно допустимой для нарушения сплошности величины. Определены и обоснованы для угленосных отложений параметры фильтрационных и емкостных свойств, которые характеризуют породы-коллекторы, границу коллектор-экран и экраны (покрышки), а именно открытая и эффективная пористость, водо-газонасыщенность, абсолютная и относительная фазовая проницаемости. Предложен порядок определения степени разуплотнения пород в сводовой части локальных антиклинальных складок по их основным параметрам (амплитуде и ширине) и мощности пласта, с последующим расчетом емкостных и фильтрационных характеристик горных пород в зоне разуплотнения, которая сформировалась в результате

трещинообразования при формировании структуры. Разработаны геологические основы прогнозной оценки, по геолого-разведочным данным, перспективности локальных антиклинальных структур угленосной толщи с целью поисков скоплений свободного метана в объемах пригодных для добычи и промышленного использования.

Ключевые слова: угленосные отложения, локальные антиклинальные структуры, система «вода-газ», газовые скопления.

ANNOTATION

Bezruchko K.A. Terms of gas accumulations forming and conservation in low-porous carboniferous deposits. – Manuscript.

Thesis for a Doctor's degree in Geological Sciences by speciality 04.00.16 – «Geology of hard fuels fossils». – National Mining University, Dnipropetrovsk, 2011.

The thesis is devoted to the substantiation of forming and conservation terms of hydrocarbons accumulations in a carboniferous massif, with the purpose of actual scientific problem solving – prognosis estimation of low-porous terrigenous rocks perspective in the local anticlinal structures of carboniferous strata. It was proved that at a tension which has overrided overall significance for violation of wholeness and minimum fragile deformations of break, the filtration properties which correspond the industrial collectors of the IV class, favourable for the methane accumulation, are formed in low-porous sandstones due to crevice deformation. On principles of the offered separate phases interaction and two-way influens model of the system «water-gas» in the rock massif, it is shown that forming of gas accumulations takes a place as a result of phases redistribution in consequence of system aspiring to the equilibrium. The conditions of gas accumulations forming and conservation were substantiated and the parameters of filtration and capacity properties were estimated, which characterize rock-collectors, collector-screen limit and screens in carboniferous deposits. It was found out, that natural water saturation increasing of Donbas sandstones in the catagenesis process is conditioned by growth of residual water saturation, mainly due to microcapillary moisture and accompanies by diminution of sandstones internal specific surface, both volume and mass. The geological bases of prognosis estimation of local anticlinal structures perspective for the searches of free methane accumulations in carboniferous deposits was developed.

Keywords: carboniferous deposits, local anticlinal structures, the system is «water-gas», gas accumulations.