

## ДО МЕТОДИКИ ВИЯВЛЕННЯ УЩІЛЬНЕНИХ ВУГЛЕВОДНЬОНАСИЧЕНИХ ПОРІД (НА ПРИКЛАДІ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)

В даній статті приведені припущення до методики виявлення ущільнених вуглеводньонасичених порід в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Проведення досліджень нетрадиційних джерел вуглеводнів зумовлені необхідністю збільшення видобутку вуглеводнів та розширення мінерально-сировинної бази України. До основних методів досліджень відносяться: аналіз матеріалів пошуково-розвідувальних і геолого-геофізичних робіт; промислово-геофізичних робіт; стратиграфічна та тектонічна вивченість району; петрофізичні особливості порід; попередні, оперативні, детальні дослідження керну та шлама свердловин; переінтерпретація матеріалів ГДС та інші. Приведені умови утворення газовмісних порід, структурні особливості залягання, літологічна характеристика та ін. Метою даної роботи являється доповнення до основних методів виявлення та особливості можливого розповсюдження вуглеводнів щільних порід на прикладі родовищ південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Розглянуто головні фактори, що характеризують газонасичений потенціал ущільнених вуглеводньонасичених порід. Стисло наведена інформація з найперспективніших басейнів вуглеводнів провідних держав світу, а саме: США, Німеччина, Австралія, Аргентина, Китай, Польща. При написанні роботи основна увага приділялась аналізу геофізичних досліджень та геолого-геохімічний аналіз керна матеріалу свердловин.

**Ключові слова:** вуглеводньонасичені породи, ущільнені породи, родовища, ДДЗ, геолого-технологічні дослідження (ГТД).

**В. В. Хроль. К МЕТОДИКЕ ВЫЯВЛЕНИЯ УПЛОТНЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ).** В данной статье приведены предположения к методике выявления уплотненных углеводородонасыщенных пород в пределах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ). Проведение исследований нетрадиционных источников углеводородов обусловленные необходимостью увеличения добычи углеводородов и увеличением минерально-сырьевой базы Украины. К основным методам исследований относятся: анализ материалов поисково-разведочных и геолого-геофизических работ; промышленно-геофизических работ; стратиграфическая и тектоническая изученность района; петрофизические особенности пород; предыдущие, оперативные, детальные исследования керна и шлама скважин; переинтерпретация материалов ГИС и т. д. Приведены условия образования газосодержащих пород, структурные особенности залегания, литологическая характеристика и др. Целью данной работы является дополнение к основным методам выявления и особенности возможного распространения углеводородов плотных пород на примере месторождений южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. Рассмотрены основные факторы, характеризующие газонасиченый потенциал уплотненных углеводородонасыщенных пород. Кратко приведена информация самых перспективных бассейнов углеводородов ведущих государств мира, а именно: США, Германия, Австралия, Аргентина, Китай, Польша. При написании работы основное внимание уделялось анализу геофизических исследований и геолого-геохимическому анализу керна материала скважин.

**Ключевые слова:** углеводородонасыщенные породы, уплотненные породы, месторождения, ДДВ, геолого-технологические исследования (ГТИ).

**Постановка проблеми.** Методика виявлення ущільнених вуглеводньонасичених порід доволі різноманітна і передбачає застосування набутих практичних та теоретичних знань. Вивченість ущільнених вуглеводньонасичених порід в межах ДДЗ до недавнього часу мала обмежений характер і, по суті, не обґрунтовувалась фактичним матеріалом.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Останні 5-7 років в Україні почали приділяти пильну увагу проблемі видобутку нетрадиційної вуглеводневої сировини. Вектор розвитку галузі переорієнтовано на дорозвідку існуючих родовищ з впровадженням та залученням новітніх, удосконалених, технологій. Останнім часом багато науковців України зацікавились вирішенням проблеми вивченню, виявленню об'єктів За останні декілька років з'явилося немало публікацій, навчальних посібників, монографій присвячених даному питанню. Серйозно зацікавились та почали досконало вивчати нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини вчені, які зробили вагомий внесок у розвиток нафтогазовій промисловості.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** В даному випадку необхідно акцентувати увагу не тільки на виявленні та вивченні традиційних колекторів, але й знаходити перспективні поклади вуглеводнів нетрадиційного типу в ущільнених породах, які раніше не розглядалися як джерела вуглеводнів. Беручи приклад з країн, які успішно видобувають газ та нафту з ущільнених порід можна з упевненістю сказати, що обраний напрямок найбільш актуальний та перспективний для нашої держави.

**Мета.** Саме тому, метою статті є подальша теоретична розробка та практичне застосування набутих знань для пошуку, подальшої розвідки та освоєнню нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини.

**Виклад основного матеріалу дослідження.** На початку 70-х рр. ХХст. в США були проведені розвідувальні роботи, під час яких виявлені чотири великих басейнів ущільнених порід: Барнет, Хайнсвилл, Файетвилл і Марселлус площею в десятки тисяч квадратних кілометрів, що містять гігантські запаси.

Промисловий видобуток газу з ущільнених порід розпочала компанія «Devon Energy» на по-

чатку 2000-х років на родовищі Барнетт (Техас), де в 2002 році пробурена перша горизонтальна свердловина з використанням гідророзриву пласта (ГРП).

Завдяки стрімкому зростанню видобутку США стали світовим лідером, де майже 40% газу

складали нетрадиційні джерела (25% – газ ущільнених ВВ порід).

Родовища газу щільних колекторів відомі по всьому світу (рис. 1), державами, з найбільшими запасами вважаються: США, Аргентина, Австралія, Китай, Німеччина, Польща, Оман та інші.



Рис 1. Родовища газу щільних колекторів

Найперспективнішими басейнами в США являються: Пішінс, Юїнта, Гренет-Уош, Кант-Веллі та ін. В Австралії найбільшими родовищами за видобутком газу зі щільних піщано-алевритових порід вважаються родовища Варро, Ечука-Шоалс, Вамбат. Значні запаси відомі в Аргентині, в провінції Неукен. В Польщі одним з перспективних об'єктів вважаються ротлідженські пісковики.

Основні методи досліджень – аналіз матеріалів пошуково-розвідувальних і геолого-геофізичних робіт; промислово-геофізичних робіт; стратиграфічна та тектонічна вивченість району; петрофізичні особливості порід; попередні, оперативні, детальні дослідження керну та шлямпу свердловин; переінтерпретація матеріалів ГДС та інше.

Головними факторами, що характеризують газоносний потенціал ущільнених вуглеводнонасичених порід слід вважати:

- їх потужність, характер та площу розповсюдження;
- тип флюїдонасичення товщі;
- історія осадконакопичення;
- здатність до утворення тріщин;
- природа тріщинуватості.

Другорядними факторами можуть слугувати вміст та тип органічної речовини.

Умови утворення газовмісних порід переважно морські, рідше озерні. Переважають прибережно-морські пластові типи резервуарів, виражені у вигляді поодиноких пластів або потужних шаруватих товщ, часто зустрічаються лінзоподібні тіла, що виклинюються по простяганню, з покращеними колекторськими властивостями.

При пошукових роботах необхідно звернути увагу на структурні особливості залягання. Характерними ознаками служить наявність системи тріщинуватості, що сприяє здійсненню гідророзриву і вивільненню газу, міграції вуглеводнів з традиційних пластів-колекторів та ін. Наявність підвищеної тріщинуватості являється позитивним фактором, але одночасно низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень (високий ступінь їх розвитку знижує перспективність території). Важливим критерієм перспективності щільних колекторів є маловодність. У традиційних покладах основна частина колектору зайнята водою, а газ знаходиться лише в пастках. Однак, при зростанні глибини і ступеня катагенезу інтенсивна газогенерація і ущільнення витісняють воду з ущільнених порід, які характеризуються маловодністю продуктивної товщі, газ в них не підпорядкований структурним умовам, не має традиційних газо-водняних контактів і

утримується катагенетичними малопродуктивними екранами та капілярними силами.

Для ущільнених колекторів велике значення має літологічний склад – алевроліт та пісковик. Пористість, як правило, в середньому становить 2-5%, в деяких випадках збільшується до 8-10%; проникність переважно менше 0,1мД, хоча може змінюватись в достатньо широкому інтервалі від 0,005 до 500мД. Показники пористості від фракційного і мінералогічного складу порід, визначаються такими діагенетичними процесами, як ущільнення, карбонатизація, окремлення тощо. Нижня межа пористості перспективних порід відповідає значенню 0,5-1,0%. Певна кількість газу може міститися й у вільному стані в ізольованих порах і тріщинах. Резервуари, які залягають на значних глибинах і являються ущільненими породами внаслідок діагенетичних та катагенетичних перетворень, а пористість і проникність у них переважно вторинна.

Піщано-алевритові породи при традиційному, вертикальному бурінні свердловини дають незначні, а іноді і зовсім не дають, припливи газу. Для вирішення питання застосовують методи стимуляції, які дозволяють одержувати стабільні припливи вуглеводнів.

Даний тип порід має як регіональне так і зональне поширення на відміну від традиційних пластів колекторів, які приурочені до літологічних, стратиграфічних, тектонічних пасток (інколи комбінованих). Завдяки тому, що на значних глибинах в процесі діагенезу та катагенезу, пісковики зазнають значного ущільнення. Під дією високих температур та пластових тисків традиційні колектори ущільнюються. Піщано-алевритова товща не являється газогенеруючою. В процесі утворення вторинної тріщинуватості, коли тріщини стають дуже тонкими, відбувається витиснення води та заміщення газовою складовою, яка надходить з газогенеруючих порід.

Отже, завдяки дії капілярних сил, на відміну від традиційних колекторів, нетрадиційні не потребують пластів покришок. Пори в щільних пісковиках розподіляються нерівномірно, з'єднуються вузькими капілярами, що обумовлює низьку проникність. На відміну від традиційних колекторів, ущільнені піщано-алевритові товщі залежні від вторинної пористості.

Як зазначалося вище, визначаються такі типи резервуарів: прибережно-морські пластові (пісковики та алевроліти), в яких реакція на гідророзрив неоднозначна; дрібнозалегаючі морські (пісковики, алевроліти та крейда), які також добре реагують на гідророзрив. Мінералого-геохімічні особливості полягають у підвищеній кількості SiO<sub>2</sub>, піриту і різноманітних мікроелементів (Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V,

Zn, U, Th, Ra<sup>226</sup>, Ra<sup>228</sup>, Rn). Зі ступенем термічної зрілості порід (катагенезом) тісно пов'язані стадійні перетворення органічної речовини і вертикальна зональність розподілу вуглеводнів. Газ щільних порід поширений у породах, які за ступенем катагенезу відповідають верхам зони МК<sub>2</sub> (Г) або середині (головній зони нафтоутворення ГЗН) і до АК<sub>1</sub> (головній зоні газоутворення ГЗГ). Газ щільних порід поширений у породах зі ступенем катагенезу (термальна зрілість вітриніту) від 0,7% R<sub>o</sub> (78 од. 10R<sup>a</sup>), тобто це верхи зони МК<sub>2</sub> (Г), або середня ГЗН і до 1,3% R<sub>o</sub> (114 од. 10R<sup>a</sup>) і більше, тобто до ГЗГ.

Основною особливістю щільних колекторів є те, що для них дуже важко визначити геолого-промислові параметри за допомогою ГДС, що в значній мірі обумовлено наявністю в них як породоутворюючих, так і порозаповнюючих глин. Можливо, з цієї ж причини щільні колектори характеризуються невеликими коефіцієнтами газовіддачі при розробці їх у природних режимах.

Методика виявлення ущільнених вуглеводньоенасичених порід одночасно тісно пов'язана з методикою виявлення сланцевих товщ. Виявлення нетрадиційних покладів вуглеводнів мають схожість за характером утворення. При вивченні можуть застосовуватись майже однотипні методики, найголовнішими з яких мають бути геофізичні дослідження та геолого-геохімічний аналіз керна матеріалу свердловин.

Важливим фактором, іноді, при петрофізичних дослідженнях являється значний вміст керогену в шламi. Звичайно, проведення досліджень повинно супроводжуватись безперервно впродовж буріння свердловини. Макро та мікроскопічний аналіз шламу та керну в польових умовах необхідно проводити дотримуючись стандартів та методик. Найпершим кроком являється візуальний огляд керна матеріалу, в процесі якого фіксується наявність та кількість тріщин, неоднорідність та орієнтація порід, наявність стілолітових швів та ін.

Найбільшу вірогідність виявлення ущільнених вуглеводнів можна очікувати при ритмічному перешаруванні піщано-алевритових порід. В такому випадку їх доцільно розглядати комплексно при подальшому вивченні та вважати потенційно газонасиченою товщею. Слід зауважити, що ущільнені вуглеводньоенасичені породи дуже часто знаходяться в зонах АВПТ або АНПТ.

Вивчається літологічний склад породи, її щільність, структурно-текстурні особливості, оцінюються склад і зрілість органічної речовини, вміст залишкової води, геохімічні особливості порід.

Велике значення мають геохімічні методи дослідження, які неможливо відокремити від за-

гального комплексу пошуково-розвідувальних робіт. Результати високоточних аналізів на сучасній хроматографічній апаратурі дозволяють виявити та встановити загальні закономірності розподілу вуглеводнів в осадовій товщі.

Інтервали з підвищеними (аномальними) значеннями виділяються вже в процесі буріння на основі даних геолого-технологічних досліджень (ГТД) та газового каротажу (ГК). Таким чином, невід'ємною складовою при бурінні перспективних товщ є залучення геолого-технологічної станції та газового каротажу (ГТС ГК). Неодноразово було доведено, що наявність станції на свердловині в разі збільшує вірогідність виявлення та визначення перспективних товщ. Дослідження газового складу, літологічне вивчення та швидкість проходки дають найперші відомості відносно пластового потенціалу. Слід зауважити, що доволі часто в промивну рідину додають нафтопродукти, що призводять до спотворення результатів дослідження. Актуальним є залучення ГТД ГК після буріння, що дозволяє встановити інтервали виходу газових пачок, компонентний склад, тривалість виходу та ін. Результати інтерпретації геохімічних досліджень, які проводяться за допомогою хроматографії, дозволяє встановити сумарну кількість газу та суму вуглеводнів. При наявності інтервалів з підвищеними газопоказами їх достовірність визначається за допомогою геолого-технологічних методів, які являються комплексними ГТД ГК. Уточнення отриманих даних виконується за допомогою сумарного газоаналізатора, який дає змогу встановити об'ємний вміст і склад газів в промивній рідині, що виходить з свердловини. Хроматографічний аналіз включає компонентне розділення вуглеводнів ( $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5$ ), являється основним експрес-аналізом при встановленні характеру насичення пласта.

Важливими факторами при інтерпретації ГДС є підвищення гамма-активності, питомого опору порід, зниження щільності порід, зменшення повздовжніх і поперечних хвиль на кривих акустичного каротажу (АК), підвищена діелектрична проникність порід. Дані особливості добре прослідковуються на геофізичних діаграмах. Слід зазначити, що оцінка коефіцієнта пористості порід за допомогою ГДС виконується за отриманих результатів АК. Однак, застосування методик, що використовуються при інтерпретації традиційних колекторів не завжди можна вважати коректними при дослідженні глинистих або глинизованих порід.

Для успішного пошуку та виявленню необхідно провести переінтерпретацію отриманих раніше результатів геофізичних досліджень свердловини для глинистих порід. В першу чергу

переінтерпретація необхідна при визначенні загальної пористості, коефіцієнту абсолютної проникності, карбонатності, густини, вмісту твердої органічної речовини. Для цього необхідно застосувати методику стандартизації і подання кривих, що дає можливість встановити зони аномального розходження кривих в інтервалах, які можуть містити вільний газ або рідкі вуглеводні; здійснити кореляцію між вмістом органічної речовини і відповідною функцією кількох кривих. Однак достовірність цих матеріалів доволі низька, в основному інтерпретаційні моделі створювались для традиційних порід-колекторів.

При вивченні потенційності газонасиченості ущільнених порід необхідно врахувати:

- розподіл органічної складової;
- тип керогену;
- температурна зрілість;
- наявність ГЗГ та ГЗН;
- тип газу, що важливо для технології вилучення;
- причини міграції чи адсорбції (кількість генерованого газу);
- тип резервуару, а саме: наявність тріщинуватості в сланцях, ущільнені літологічні різновиди в сланцях або в традиційних колекторах, міграція в товщі, комбіновані резервуари.

На прикладі результатів дослідження Перещепинського та Ульяновського родовищ, що знаходяться в південній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) можна припустити, що перспективні товщі ущільнених порід пов'язані з традиційними антиклінальними пастками та знаходяться в безпосередньому контакті з інтервалами продуктивних пластів. Територія має перспективи на отримання промислових припливів газу з ущільнених колекторів. Найбільшу вірогідність виявлення вуглеводнів ущільнених порід можна очікувати при ритмічному перешаруванні піщано-алевритових товщ. При подальшому вивченні їх необхідно розглядати комплексно та вважати потенційно газонасиченою товщею (при проведенні перфораційних робіт повинен враховуватись даний фактор). Характерним прикладом являється Шебелинське газоконденсатне родовище на якому, разом із традиційними колекторами, почали працювати газонасичені ущільнені пісковики та алевроліти, які до цього вважались не перспективними і слугували так званими "перемичками".

За результатами ГДС в свердловині 26 (пл. Ульяновська) було виділено 10 пластів різного насичення. Після проведення перфорації в інтервалі 2624-2633м отримано приплив вуглеводнів (ВВ) ( $Q_g = 9,3 \text{ м}^3/\text{добу}$ ). При проведенні ГТД інтервал серпухівського ярусу характеризується



пісковиком сірим, світло-сірим, різнозернистим, кварцово-слюдистим, вуглефікованим. Алевролітом від світло-сірого до темно-сірого, міцним, слюдистим. Сума вуглеводнів склала 0,3% при фонових значеннях 0,02-0,08%. В даному інтервалі був відібраний kern безпосередньо геологом ГТС. При проведенні макроскопічного аналізу, в інтервалі, що складений алевролітом та доломітом, спостерігався характерний запах газу, під час видалення бурового розчину водою відбувалося «пузиріння» зразків керну. Kern представлений такими різновидами порід:

(L<sub>1</sub>) – 0,80м. Аргіліт, темно-сірий, шаруватий, алевритистий, міцний.

(L<sub>2</sub>) – 0,80м. Алевроліт темно-сірий, масивний, слюдистий, міцний.

(L<sub>3</sub>) – 0,25м. Доломіт коричневий, кременистий, приховано кристалічний, міцний.

(L<sub>4</sub>) – 1,10м. Аргіліт темно-сірий, шаруватий, з включенням вуглистою матеріалу, міцний. Спостерігається присутність флори та фауни.

(L<sub>5</sub>) – 1,65м. Пісковик сірий, різнозернистий, міцний, на карбонатно-глинистому цементі з прошарками та включеннями вуглистою матеріалу.

При відборі керну в інтервалі 1839,6-1847,3м спостерігалися аналогічні процеси, а саме: присутність запаху газу при видаленні бурового розчину; підвищення суми вуглеводнів за хроматографом; схожість літологічного характеру з попередньою свердловиною. Не зважаючи на підвищення газового фону в процесі буріння та ГДС, при інтерпретації отриманих результатів було виділено C<sub>2b</sub> як газонасичений інтервал, припливу вуглеводнів під час випробування не отримано.

Під час проведення ГТД ГК спостерігалися значно підвищені газові показники напроти пластів, які за геофізичними характеристиками відмічались як не колектори. Можна припустити, що в даному випадку піщано-алевритова товща не розділяє поклад, а виступає як проникний горизонт. Наведені дані свідчать про ймовірну наявність газу в пластах, які вважаються ущільненими.

За результатами геофізичних досліджень свердловини 310 (пл. Перещепинська) було виділено 9 пластів різного насичення. Після прове-

дення перфорації в інтервалах 1796-1800м (C<sub>2b</sub>) та 2182-2189м (C<sub>1s1</sub>) отримано приплив ВВ (Q<sub>г</sub> – 1,8м<sup>3</sup>/добу та Q<sub>г</sub> – 2,4м<sup>3</sup>/добу відповідно). Останні характеризувались як водо насичені або «сухі». В літологічному відношенні перфоровані інтервали складені переважно пісковиками.

Під час буріння свердловини в інтервалі 3015-3025м ГТД ГК зафіксовано підвищення фонових газових показників. Максимальна сума вуглеводнів за хроматографом склала 0,5% (фонові значення 0,05%). Внаслідок даного факту буріння було припинено до стабілізації промивної рідини. Вихід пачки тривав 20хв., питома вага залишилася незмінною, по компонентні показники відносяться до метанового ряду та склали: C<sub>1</sub>відн. – 92,5%, C<sub>2</sub>відн. – 4,9%, C<sub>3</sub>відн. – 1,4%, C<sub>4</sub>відн. – 0,7%, C<sub>1</sub>відн. – 0,2%. За даними шламодіаграми інтервал виходу газової пачки представлений піщанистим алевролітом світло-сірого забарвлення, на карбонатному цементі, міцним. В стратиграфічному відношенні приурочений до візейського ярусу. Підвищення газопоказів в даному інтервалі свідчить про потенційну наявність вуглеводнів в піщано-алевритовій товщі розрізу.

**Висновки.** Якщо брати до уваги дослідження Перещепинської площі та Ульяновської площі в цілому, можна припустити, що скоріше за все відклади карбону необхідно розглядати регіонально. Розповсюдження прослідковується як горизонтально так і вертикально. Не виключено, що при майбутній деталізації ділянки товщина та кількість продуктивних горизонтів збільшиться за рахунок відкладів карбону. При підтвердженні вуглеводнонасичення в товщі ущільнених порід її можна розглядати та рекомендувати як потенційне джерело газу ущільнених піщано-алевритових порід. При проведенні польових досліджень схожі випадки зустрічались неодноразово, але за літологічним розчленуванням розрізу переважна більшість характеризувалась ритмічними, малопотужними (до 20 м) перешаруваннями піщано-алевритової формації з різними коефіцієнтами пористості. Такі випадки не поодинокі, поширені в карбоні, зокрема в московському, башкирському, серпухівському та візейському ярусах.

#### Література

1. Височанський, І.В. До проблеми пошуків покладів вуглеводнів у не склепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини [Текст]: учеб. / І.В. Височанський; під ред. Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 25с.
2. Вакарчук, Г.И. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия [Текст] / Г.И. Вакарчук, Г.Л. Винниченко, Л.П. Кононенко и др. – К.: Наук. думка, 1989. – 112с.
3. Зарицкий, А.П. Соотношение основной и глубинной зон нефтегазоаккумуляции Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / И.И. Зиненко, А.В. Лизанец // Геол. журнал. — 2007. - №1. – 28с.
4. Лукин, А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена [Текст] / А.Е.Лукин // Геол. журнал. - 2011. - №1. – С. 21-41.

5. Методическое руководство по исследованию шлама и керна [Текст]: учеб. пособие / под. ред. П.В. Макаренко. – М.: 1990. – С. 7-20.
6. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України [Текст]: монографія у 8 книгах / за ред. О.Ю.Лукіна та Д.С.Гурського. – К.: Ніка-центр, 2013. – С. 17-45.
7. Михайлов, В.А. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / В.А. Михайлов, В.В. Огар, О.Ю. Зейкан та ін. // Геолог України. – 2011. – №2. – С. 55-59.
8. Михайлов, В.А. Перспективи сланцевих відкладів України [Текст] / В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан, В.В. Гладун та ін. // Нафтогазова промисловість. – 2012. – №2. – С. 42-43.
9. Вишва, С.А. Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону [Текст] / С.А. Вишва, В.А. Михайлов, Д.І. Онищук // Геоінформатика. – 2013. – №3. – С. 1-3.
10. Лукін, О.Ю. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону України (перспективи освоєння) [Текст] / О.Ю. Лукін, Т.М. Пригарін, В.В. Гладун // Нафтова і газова промисловість. - 2011. - №4. – 7с.
11. Лукин, А.Е. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) [Текст] / А.Е. Лукин // Геол. журнал. - 2010. - №3. – 42с.
12. СОУ 09.1-30019775-271:2016 Геолого-геохімічні та газокаротажні дослідження [Текст]. – Увед. 2017-01-25. – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2016. – С. 4-16.
13. СОУ 11.2-30019775-187:2011 Свердловини на нафту і газ. Геофізичні дослідження та роботи в газових та нафтових свердловинах. Порядок проведення [Текст]. – Увед. 2011-12-21. – К.: ПАТ «Укргазвидобування», 2011. – С. 5-12.
14. Білик, А.О. Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / А.О. Білик, Г.І. Вакарчук, В.А. Іванишин. – Чернігів, 2002. – 111с.
15. Суярко, В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів [Текст] / В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко. – К.: Салютіс, 2010. – С. 147-148.
16. Євдоцук, М.І. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів [Текст] / М.І. Євдоцук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш та ін. – К., 2001. – С. 200-210.
17. Терещенко, В.О. Нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини. [Текст]: навчальний посібник / В.О.Терещенко. – Х.: Вид-во ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2016. – С. 52-60.
18. Харченко, М.В. Пріоритетні напрями освоєння ресурсів вуглеводнів Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / М.В. Харченко, Т.Л. Попова, Л.С. Пономаренко // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №3. – С. 6-9.
19. Shvydkyy, O. Famennian-Tournaisian-Lower Visean shal gas plays for the Dnieper-Donets basin, Ukraine [Text] / O. Shvydkyy, T. Dovzhok, S. Vakarchuk et.al // Brisbane, Australia, 2012. – 5 p.
20. Waldo, D. A Review of Three North American Shale Plays: Learnings from Shel Gas Exploration in the Americas [Text] / D. Waldo // Search and Discovery Article. – 2012. – 25p.