

553.98
к 61

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

Колодій Іванна Володимирівна

553,98:551,49(477.7)(043)

УДК 551.490:553.98 (477.9)

к 61

**Гідрогеологічні умовини газонафтоносності
акваторії Північнопричорноморського
водонапірного басейну**

Спеціальність 04.00.17- геологія нафти і газу



АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ – 2003

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана у Львівському відділенні Українського державного геологорозвідувального інституту Міністерства екології і природних ресурсів України.

Науковий керівник: доктор геолого-мінералогічних наук **Павлюк Мирослав Іванович**, Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України та НАК “Нафтогаз України”, в.о. директора, завідувач відділу геології нафти і газу.

Офіційні опоненти: доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Орлов Олександр Олександрович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, професор кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ.

кандидат геологічних наук **Гладун Василь Васильович**, НАК “Нафтогаз України”. Начальник Управління геології та буріння свердловин.

Провідна установа: Інститут геологічних наук НАН України, відділ геології нафти і газу.



Захист відбудеться «28» Березня 2003 р. о 14³⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись в науковій бібліотеці Івано-Франківського університету нафти і газу за адресою 76019, м.

к
І

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність досліджень. Акваторія Північнопричорноморського водонапірного басейну (АПВНБ) належить до високоперспективних для пошуків вуглеводневих (ВВ) скупчень, але слабо вивчених регіонів. До цього часу тут відкрито 6 газових (ГР) і 2 газоконденсатних (ГКР) родовища із сумарними запасами 53,6 млрд. м³ газу і 2,64 млн. т конденсату. В межах АПВНБ, за попередніми даними, налічується понад сто структур, що можуть вміщувати поклади ВВ. Останні встановлені на 8-ми із 16-ти, де велися пошуки. Це дозволяє розраховувати на нові відкриття за умови всебічного з'ясування особливостей газонагромадження в АПВНБ на базі науково обґрунтованої моделі, у якій гідрогеологічні умовини є одними з визначальних. Модель формування, розміщення і збереження ГР і ГКР буде використана при плануванні пошукових робіт в регіоні.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота тісно пов'язана з науково-дослідницькими темами: "Розробити модель геологічної будови півдня та морських акваторій України з позицій сучасних геотектонічних концепцій" (УкрДГРІ, 1998 р., державний реєстраційний № 0196U009677); № 674/3 "Виконати прогноз нафтогазоносності карбонатних відкладів верхньої крейди-палеоцену Криму, Північного Причорномор'я та прилеглої акваторії Чорного моря з метою виділення перспективних об'єктів для пошуків покладів вуглеводнів" (ЛВ УкрДГРІ, 1998-2000 р., державний реєстраційний № 0198U001386); № 825/1 "Обґрунтувати напрямки і плани геологорозвідувальних робіт на основі комплексної оцінки перспектив та аналізу фонду структур (об'єктів) нафтогазоносних регіонів України" (ЛВ УкрДГРІ, 2201-2202 р., державний реєстраційний № 0199U002379) та ін.

Мета і задачі дослідження. Головною метою дослідження є наукове обґрунтування гідрогеологічної моделі формування, розміщення і збереження газових і газоконденсатних родовищ та гідрогеологічних і гідрогеохімічних ознак газонафтоносності АПВНБ.

Цьому підпорядковані *задачі дослідження* – з'ясувати гідрогеохімічні, газо-гідрогеохімічні та термобаричні особливості АПВНБ; визначити природу і умовини формування підземних вод та їх роль у газонагромадженні; виявити специфічні гідрогеологічні і гідрогеохімічні ознаки газових і газоконденсатних родовищ.

Об'єкт дослідження: газонасна АПВНБ.

Предмет дослідження: гідрогеохімічні, геотермобаричні особливості АПВНБ і умовини утворення ГР і ГКР.

Методи дослідження: У дослідженні підземних вод застосовувались методи хімічного, кількісного спектрального і атомно-абсорбційного аналізів в лабораторіях ДАТ "Чорноморнаф" та ДГРІ та ІГГК НАН України. Газова



хроматографія застосовувалась при аналізі ВГ і ВРГ в лабораторії ДАГ “Чорноморнафтогаз”.

Наукова новизна одержаних результатів. На основі узагальнення усього наявного матеріалу вперше: 1) з'ясовані гідрогеохімічні та газо-гідрогеохімічні особливості водоносних комплексів (ВК) і пояснені особливості вертикальної гідро- і газогеохімічної зональності АПВНБ; 2) доведена присутність в продуктивних пластах ГКР природних прісних і солонуватих вод неметеорного походження, витлумачена їх природа, спосіб утворення і генетичний зв'язок з покладами; 3) опрацьовані просторові моделі геотемпературних полів на геологічних зрізах і виявлена їх зумовленість літологічними, тектонічними і флюїдодинамічними факторами; 4) сукупністю геологічних, гідрогеологічних і геотермобаричних матеріалів обґрунтована модель формування ГР і ГКР не раніше пізньоміоценового часу шляхом субвертикальної міграції вільної газопарової системи (суміші) в зонах диз'юнктивної дислокованості пластів.

Основні положення, винесені на захист. 1. Гідрогеохімічна зональність інверсійного типу, що полягає у зменшенні з глибиною мінералізації солянок хлоркальцієвого (ХК) типу і появи менш мінералізованих вод сульфатнатрієвого (СН) і гідрокарбонатнатрієвого (ГКН) типів зумовлена особливостями літифікації теригенних і карбонатних ВК при їх зануренні. 2. Газогеохімічна зональність, виражена послідовною заміною вгору по розрізу жирних (конденсатних) газів середніми, сухими й суперсухими зумовлена диференціюванням їх складів при міграції. 3. В зануреній частині АПВНБ панує гідродинамічний режим елізійних природних водонапірних систем (ЕПВНС). 4. Переважна частина підземних вод має усі гідрогеохімічні ознаки метаморфізованих в прямому і зворотньому напрямках таласогенних вод. 5. Наявний у підшві газів покладів ГКР прошарок слабо мінералізованих, інколи прісних, вод має конденсаційне походження. 6. Система гідрогеохімічних, газогеохімічних, геотермобаричних доказів свідчить, що акумуляція ВВ у пастках передувала пізньоміоценова субвертикальна міграція у вільній газопаровій фазі з високонагрітих (>250-300°C) джерел їх утворення.

Практичне значення одержаних результатів. 1) висновки дисертаційної роботи будуть використані при плануванні і проведенні геолого-пошукових робіт на північно-західному шельфі Чорного моря; 2) запропоновані методики обробки хімічних аналізів вод дозволяють відрізнити пластові води від техногенно змінених в процесі випробування пластів; 3) гідродинамічні і геотермічні карти можуть бути використані для обґрунтування технологічних параметрів буріння, розкриття і випробування пластів; 4) за умови отримання якісних проб пластових вод з успіхом може бути застосований запропонований комплекс гідрогеологічних і гідрогеохімічних ознак газоносності надр АПВНБ.

Особистий внесок здобувача полягає у зборі, систематизації й комплексній інтерпретації гідро- та газогеохімічних, геотермічних і геобаричних матеріалів,

опрацюванні графічних додатків та отриманні основних результатів роботи. У статтях, опублікованих у співавторстві здобувачеві належить опрацювання матеріалів, обґрунтування висновків та написання текстів в частині, яка стосується АПВНБ.

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи були представлені на: 1. Науково-практичній конференції “Нафта і газ України-96”, Харків, травень 1996 р.; 2. 2nd International Symposium of the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Sea Area. Sile, Turkey, September, 1996; 3. 6-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України-2000”, Івано-Франківськ, жовтень-листопад 2000 р.; 4. Міжнародній конференції “Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов”, Гурзуф, Крим, вересень, 2000 р.; 5. Молодіжній науковій конференції “Наука про Землю-2001”, Львів, вересень 2001 р.; 6. 3-й Міжнародній конференції “Крим-2001”, Гурзуф, вересень, 2001 р.; 7. Міжнародній конференції “Геологія горючих копалин України”, Львів, листопад, 2001р.; 8. XVII Конгресі Карпато-Балканської Геологічної Асоціації, Братислава, вересень 2002 р.; 9. 4-й Міжнародній конференції “Крим-2002”, Гурзуф, вересень 2002 р.

Публікації. Матеріали дисертації опубліковані в 5-ти наукових статтях у фахових виданнях та 12-ти доповідях і тезах доповідей на всеукраїнських конференціях та міжнародних конгресах, конференціях і симпозіумах.

Обсяг і структура роботи. Дисертація, із вступу, 8-ми розділів, висновків (137 стор.) і списку використаних джерел із 151 найменування на 14-ти сторінках, включає 74 рисунки на окремих сторінках та 34 таблиці (23 в тексті і 11 окремо на 30 сторінках).

В її основу лягли дослідження, проведені підчас навчання в аспірантурі ІГГГК НАН України (1995-1998) та роботи у відділі регіональної геології Львівського відділення УкрДГРІ (з 1998 р).

Наукове керівництво роботою здійснював доктор геолого-мінералогічних наук М.І.Павлюк, якому автор щиро вдячний.

Автор вважає приємним обов'язком висловити подяку співробітникам ЛВ УкрДГРІ та ІГГГК НАН України і НАК “Нафтогаз України” к.геол.-мін.н. В.О.Федишину, к. геол.-мін. н. Б.М.Полухтовичу, к. геол.-мін.н. С.М.Захарчуку, к.геол.-мін. н. А.П.Медведєву, О.Б.Денезі, І.П.Копачу, А.І.Олійник, О.Я.Пальчиковій, М.Р.Татарко за консультації, підтримку й допомогу при оформленні роботи, працівникам ДАТ “Чорноморнафтогаз”: П.М. Мельничуку, С.М. Окуловському, Т.І.Мельничук, Ю.А. Гембару, Н.М. Герасименко, Л.В. Григоренко, Р.П. Манюк, Л.О. Скляр, Я.А. Соболев, У.У.Харахади за сприяння й допомогу у зборі первинного фактичного матеріалу.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПІВНІЧНОПРИЧОРНОМОРЬСЬКОГО ВОДОНАПІРНОГО БАСЕЙНУ

АПВНБ, площею біля 50 тис. км² на сході обмежена Євпаторійсько-Скадовським розломом. Поза перикратоном в її межах виділяють Михайлівську западину, Каркінітський, Чорноморський і Каламітський блоки. Найзануреніша частина ПВНБ із потужністю осадової товщі понад 8-10 км за В.В.Соллогубом і Н.В.Соллогуб (1982) утворює Одесько-Джанкойський рифтоген.

В літолого-стратиграфічному розрізі АПВНБ виділені потужні ВК, розділені водотривкими породами: *базальний* в основі осадової товщі і породах ложа, *нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоценовий, еоценовий, майкопський та неогеновий*. Нижньокрейдовий, майкопський і, частково, неогеновий ВК складені теригенними, а верхньокрейдовий, палеоценовий і, здебільша, еоценовий – карбонатними породами. Породам-колекторам K_1 властива значна мінливість пористості (3-47%) та проникності $(0,1-302) \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Припливи води 3,4-8,0 м³/добу іноді зростали до 264. За водністю породи K_2 поступаються K_1 ; дебіти не перевищували перших куб.метрів за добу, але зрідка зростали до 48-216. Припливи води на глибинах 1,8-2,9 км в P_1 змінювалися від 0,36 до 99,4 м³/добу, причому тільки в 16% випробувань вони перевищили 20 м³/добу. ВК у P_2 також відзначалися невисокими припливами вод: на ГР і розвідувальних площах вони коливалися в межах 0,3-17,0 м³/добу. Водозбагаченість P_3, N_1 є локальною і невеликою – 4,0-4,5 м³/добу. ВК в N складений вапняками, мергелями, пісковиками й пісками. Водозбагаченість змінюється від одиниць до десятків і сотень куб. метрів води за добу.

НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ АКВАТОРІЇ БАСЕЙНУ

В АПВНБ відкрито 17 газових і 5 газоконденсатних покладів на 8-ми родовищах. Поклади газу встановлені на глибинах від 500-до 1600 м в неогенових, майкопських, еоценових і палеоценових відкладах. З 5-ти газоконденсатних покладів 4 приурочені до нижньопалеоценового пласта П-ХІ і один – до маастрихтського ярусу K_2 . Запаси газу тільки Голицинського і Штормового ГКР складають 25,6 млрд.м³ в інтервалі глибин 1800-2900 м. В K_1 і давніших утвореннях промислових скупчень газу в акваторії поки що не виявлено, але невеликі поклади газоконденсату і нафти розкриті на Тарханкутському півострові.

ГІДРОГЕОХІМІЧНІ УМОВИНИ АКВАТОРІЇ ПІВНІЧНОПРИЧОРНОМОРЬСЬКОГО ВНБ

Гідрогеологічні дослідження С.В.Альбова, А.Є.Бабинця, О.Т.Богайця, Л.Д.Галаян, С.М.Захарчука, В.В.Колодія, В.А.Куришка, І.М.Ліхоманової, К.І.Ма-

кова, А.Ф.Романюка, Т.П.Сиван, А.С.Тердовідова, О.Д.Штогрин стосувалися майже виключно сухопутної частини басейну. Деякі питання гідрогеохімії шельфу розглянуті в роботі О.О.Орлова, М.А.Волкової і Г.О.Жученко (1991).

Нами проаналізовані підземні води практично усіх випробуваних об'єктів з метою визначення їх відповідності природним водам, з огляду на низьку водо-віддачу колекторів (1-10 м³/добу), застосування технологій буріння і розкриття пластів на морській воді та застосування солянокислотних обробок свердловин (СКО). При випробуванні свердловин у багатьох випадках отримували морську воду або її суміш з пластовою за переважання першої. Такі проби вибраковувалися, як і проби з об'єктів, підданих СКО. Всього проаналізовані підземні води 22 родовищ і площ, усього з понад 160-ти об'єктів. Левова їх частка (40,8%) припадає на нижньопалеоценовий ВК, решта на майкопський (21%), верхньокрейдодовий (19%) і неогеновий (8,4%). З нижньокрейдодового і базального ВК отримані поодинокі проби.

Серед проб підземних вод АПВНБ переважають ХК за В.О.Суліним (47%) та ХМ – (30%). Води СН та ГКН типів зустрічаються значно рідше, відповідно у 8 і 15% проб.

Води *глинистих мулів* шельфу Чорного моря, як і води моря, належать до сульфатно-хлоридних магнієво-натрієвих (ХМ). На відміну від них *підземні води* цього ж типу мають хлоридний магнієво-натрієвий склад. Згідно класифікації за переважними компонентами найпоширенішими є хлоридні води (71% проб), серед яких домінують натрієві (31%) і магнієво-натрієві (24%). Другою поширеною групою є сульфатно-хлоридні води (23% проб), приблизно порівну поділені між кальцієво-натрієвими, магнієво-натрієвими та натрієвими. Решту складають гідрокарбонатно-хлоридні натрієві та кальцієво-натрієві і сульфатно-гідрокарбонатно-хлоридні магнієво-натрієві води.

Серед вод неогенового ВК зустрічаються, головним чином, ХК, ХМ води. Таких же типів води залягають у майкопському і еоценовому ВК. У південній частині АПВНБ з останнього отримані води СН типу. В палеоценовому ВК вперше поряд із згаданими вище з'являються води ГКН типу. Такі ж води отримані і з верхньокрейдодового ВК. За поодинокими даними у ВК, що залягають нижче, розповсюджені СН, ХМ та ХК води.

Води ХМ типу домінують в неконсолідованих четвертинних осадах, але вже у неогеновому, майкопському і еоценовому ВК серед проб переважає ХК тип (75-90% проб). ГКН води переважають в палеоценовому ВК (32% проб).

Для з'ясування гідрогеохімічних особливостей АПВНБ весь масив даних опрацьований за програмою SYSAN. Визначені середні значення мінералізації і вмістів окремих складників підземних вод ВК та генетичних типів за В.О. Суліним, стандартні відхилення, кореляційні зв'язки між мінералізацією, вмістами компонентів, глибиною залягання вод і віком ВК.

Показник концентрації водневих іонів pH змінюється в межах 6,5-9,4 (винаток – проби з об'єктів підданих СКО). Значення pH закономірно зменшуються з глибиною, характеризуючи перехід від слабко лужного до слабко кислого середовища в інтервалі глибин 2400-3000 м.

Ступінь мінералізації вод з глибиною загалом зменшується з високим коефіцієнтом кореляції $R = -0,60$. Середні значення мінералізації вод з глибиною змінюються так: 500 м – 38 г/л, 1500 – 36, 2500 – 25, 3500 – 23, 4260 – 16. Максимальні мінералізації зменшуються від 96-108 г/л у міоценовому і майкопському ВК до 75 у палеоценовому, 56 у верхньокрейдовому і 25 у базальному. Отже АПВНБ загалом властива т.зв. *гідрогеохімічна інверсія* вже починаючи від глибин 300-400 м.

Своєрідною є зміна з глибиною коефіцієнта метаморфізації вод rNa/rCl , який зростає від 0,85 на глибині 100 м до 1,24-1,40 (1450-2400 м), і зменшується до 0,69-0,75 на глибинах 3800-4250 м. Серед вод, у яких $rNa > rCl$ відношення rNa/rCl з глибиною зменшується від 1,15-1,40 на глибинах 1100-1500 м до 1,02-1,05 на 3700 м, що пов'язане із заляганням в інтервалі 1400-2500 м в еоценовому і палеоценовому ВК вод СН і ГКН типів.

Відношення rCa/rMg , що також є мірою перетворення морської води з $rCa/rMg \ll 1$ у бік формування ХК солянок, зростає з глибиною від 0,13 до 19,3.

Абсолютні вмісти основних інгредієнтів іонно-сольового складу вод, подібно мінералізації, з глибиною зменшуються, за винятком rSO_4 , вміст якого, як і відношення $rSO_4 \cdot 100/rCl$, зростає.

Хлорид-іон визначає загальну мінералізацію вод в усіх їх генетичних типах. Його відносний середній вміст у водах ХК типу становить 96,4, ХМ типу – 87,9, ГКН типу – 84,2 і СН типу – 82,3%. Зі стратиграфічною глибиною відносний вміст Cl дещо зменшується. Натомість збільшується частка SO_4 – від 2,5 до 9,4% екв. Дещо менше зростає вміст HCO_3 – від 0,5 до 2,0-2,8% екв. в ХК до 5,0 – 7,0% екв. в ГКН водах. Загалом з глибиною зменшуються відносні вмісти Mg і збільшуються Ca , як у ХК, так і ГКН і СН водах. Відповідним чином змінюються значення гідрогеохімічних відношень: rNa/rCl в ХК і ХМ водах майже не змінюються, rCa/rMg та $rSO_4 \cdot 100/rCl$ збільшуються, а $rSO_4/rHCO_3$ зменшується.

Найбільша середня мінералізація (г/л) характеризує ХК води – 49,3, а найменша ХМ – 19,3, що практично співпадає з мінералізацією води цього ж типу у Чорному морі (17,5-18,1). Води СН і ГКН займають проміжне положення (23,6 і 24,9). Найбільші відносні вмісти SO_4 у вод СН типу, а найменші – ХК, а HCO_3 – відповідно у водах ГКН і ХМ типів. Води ГКН типу найбільше відносно збагачені Na (96,6% екв.), ХК – Ca (11,9% екв.), а ХМ – Mg (14,0% екв.). Найбільше середнє відношення rCa/rMg (3,12) в ГКН, а найменше (0,38) в ХМ водах. Відносна сульфатність зменшується у ряді типів вод ХК < ГКН < ХМ < СН, відношення $rSO_4/rHCO_3$ – у ряді ХК < ХМ < СН < ГКН. Найближчими до вод Чорного моря за Cl/Br є води ХК (299) і ГКН (301) типів, найдалшими – СН (882).

Із мікроелементів і мікрокомпонентів (МЕ і МК) в підземних водах найповніше вивчені вмісти J , Br , B , NH_4 в окремих пробах K , Li , Rb , Cs , Fe , Mn , Sr та ін. Нагромадження в водах J і Br відбувається в процесі перетворення ХМ на ХК тип, в той час, коли B накопичується переважно у ГКН водах, а на концентрацію NH_4 тип вод і їх мінералізація суттєво не впливають. Про це ж свідчить розподіл вмістів J і Br , а саме зростання від пліоценових до досягнення максимуму в майкопських відкладах з наступним зменшенням до верхньокрейдових і старших. Відповідно до цього найбільші вмісти B у водах палеоценового ВК.

Кореляційний аналіз виявив сильні прямі зв'язки між віком (глибиною залягання) ВК і абсолютним та відносним вмістами SO_4 і обернені – із вмістами Cl , J , Br , NH_4 . Сильні прямі зв'язки з мінералізацією і вмістом Cl мають Br , NH_4 , обернені – SO_4 , HCO_3 , B . Із вмістом SO_4 прямо зв'язані rNa/rCl , rCa/rMg , обернено – J , Br , NH_4 , а з HCO_3 – прямо Na , SO_4 , B і обернено – Ca , Mg . Вмісти Br , NH_4 , Ca мають сильні прямі зв'язки з Mg і обернені з B . Вмісти Mg мають обернені зв'язки з Na , J і B , а два останні – сильні прямі зв'язки з Na .

Підшовні і законтурні води покладів газу порівняно з водами гідрогеохімічного фону збагачені органічним вуглецем з хлороформових екстрактів ($C_{орг.хл}$), важкоокислюваними компонентами (що визначаються величиною йодатної окиснюваності (O_{2iod}), органічними кислотами, фенолами, бензолом (за О.Д.Штогрин та ін.).

Вертикальна гідрогеохімічна зональність АПВНБ полягає у заміні зверху вниз близьких за складом до вод Чорного моря ХМ вод у пліоцен-антропогенових відкладах (середня глибина до 100 м), ХК водами міоцену, майкопу та верхів еоцену (глибина до 1600 м), появі у палеоценових і верхньокрейдових відкладах (на глибині до 3250 м) ГКН, рідше СН вод, а в нижньокрейдовому і базальному ВК до глибини 3340 м – наявності вод СН типу. Латеральна зональність проявляється у наявності вод меншої мінералізації на прирозломних структурах рифтогену. Факторний аналіз генеральної сукупності за 30-ма газо- і гідрогеохімічними параметрами дозволив локалізувати в полях спостережень Y_1 - Y_2 - Y_3 чотири сукупності, що характеризують окремі водоносні комплекси.

Вільні (ВГ) і водорозчинені (ВРГ) гази АПВНБ належать до метанових, рідко азотно-метанових (60,0-99,7% об.), з різними вмістами гомологів (0,005-19,4% об.) та неуглеводневих компонентів (0,3-36,5% об.).

Газонасиченість глибинних проб вод, отриманих на ГР і ГКР та перспективних площах свідчить про дефіцит пружності, який у 75% проб становить понад 30, а у 20% – 60-85%. Найменшими є дефіцити 8-12%, а максимальні газонасиченості вод досягають 4480-4760 $см^3/л$ в палеоценовому ВК. Середня абсолютна газонасиченість вод зростає з глибиною, а відносна (з урахуванням глибини) найбільшою є у майкопському і палеоценовому ВК (таблиця). Найбільші газонасиченості властиві ХК водам (731-3148, середня 1207 $см^3/л$), значно менші – СН (790-1178, середня 875) і ХМ (середня 628 $см^3/л$).

Вниз за розрізом склад ВРГ і ВГ змінюється від суперсухих (коефіцієнт сухості $K_c = C_i/C_j + > 10000$, через сухі (K_c 10000-400), середньої сухості (K_c 400-50) до жирних ($K_c < 50$). Суперсухі гази поширені в неогеновому, сухі – в майкопському, рідше еоценовому, середні – в еоценовому і палеоценовому, жирні – в палеоценовому, верхньокрейдовому, базальному (юра) ВК. Серед жирних газів у 26% проб $K_c < 10$. Такі гази, де присутні гомологи включно до C_3 властиві газоконденсатним покладам із потенціальними вмістами стабільного конденсату $(39-139) \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Найменші середні вмісти неуглеводневих газів у промислово газонасних майкопському і палеоценовому ВК – 0,8 і 1,7% об. У інших ВК вони змінюються хаотично від 2,4 до 3,1.

Вуглець метану палеоценових відкладів Голицинського родовища є ізотопно доволі важким і характеризується $\delta^{13}C \approx 36,2\text{‰}$.

Таблиця

Середні газогеохімічні характеристики АПВНБ.

ВК	Глибина, м	$CH_4\%$ об	$C_2H_6\%$ об	CO_2+N_2	K_c	$\Gamma, \text{см}^3/\text{л}$	$\Gamma \cdot 10^3/\text{H}$	$\Gamma/\Gamma_{\text{мін}}$
N_1	570	97,1	0,03	2,9	3270	477	792	0,44
P_3-N_1	800	98,7	0,5	0,8	197	1018	1584	0,63
P_2	1500	96,3	1,3	2,4	74	936	269	—
P_1	2200	93,2	5,1	1,7	18	1749	924	0,59
K_2	2960	90,6	6,3	3,1	16	1243	496	0,52
K_1	3500	92,4	4,8	2,8	19	1855	346	—
J-PZ-PR	4000	92,4	4,8	2,8	19	2395	672	0,60

Примітки: Γ – газонасиченість вод; $\Gamma_{\text{мін}}$ – максимальна газонасиченість вод при гідростатичному тиску і мінімальній на даній глибині температурі; H – глибина.

Між газ онасиченістю вод, вмістом у ВРГ гомологів метану, віком та глибиною залягання ВК наявні тісні прямі кореляційні зв'язки. Такі ж зв'язки встановлені між відносною газонасиченістю вод та $Br \cdot 10^3/\text{M}$, $NH_4 \cdot 10^3/\text{M}$. Між вмістами CO_2+N_2 та відносною газонасиченістю вод залежність є оберненою. Підвищені відносні вмісти CH_4 властиві малосульфатним, збагаченим Br , J , NH_4 солянкам, притаманним неогеновому, еоценовому і майкопському ВК, а його гомологів, навпаки, до вод меншої мінералізації, відносно збагачених SO_4 та HCO_3 . Ця особливість ВРГ свідчить про *парастерезис* гідрогеохімічних і газогеохімічних полів акваторії, а не про їх генетичну обумовленість. На загалом сформовану гідрогеохімічну зональність наклалися збагачені гомологами CH_4 вуглеводневі гази. Генетично обумовлений характер мають наявні тісні кореляційні зв'язки між SO_4 і HCO_3 в водах та CO_2 і N_2 у ВРГ.

ГЕОТЕРМОБАРИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА АКВАТОРІЇ БАСЕЙНУ

На підставі геотермічних вимірювань у 22 свердловинах, 112 вимірювань температури при випробуванні пластів та 72 термограм, отриманих при геофізичних дослідженнях свердловин охарактеризовані геотемпературні поля. Опрацьовані геологічні і геотемпературні карти-зрізи на глибинах -1000, -2000 і -3000 м та карта геотермічних градієнтів в інтервалі 2000-3000 м. За даними Р.І.Кутаса і В.В.Гордієнка, складена схематична карта теплових потоків басейну.

АПВНБ належить до високотемпературних ділянок з геотермоградієнтами до $4,66^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (що властиве переважно газоносним районам) та значною диференційованістю теплового (ΔQ до $40\text{ мВт}/\text{м}^2$) і температурного полів. Ступінь диференційованості останнього зростає від 62 на зрізі -3000 м до 77 на 2000 м і 86% на -1000 м. На найбільших глибинах залягання ВК (при зануренні ложа на 5-8 км) розрахункові температури становлять: для майкопського – 67-110, палеоценового – 99-164, верхньокрейдового – 152-222 і нижньокрейдового та базального – 184-297°C.

Дислокації, що облямовують Михайлівську западину характеризуються термомаксимумами. З цими дислокованими зонами пов'язані найбільші ГКР акваторії. Просторовий розподіл ізотерм свідчить про суттєве значення конвективного тепломасопереносу в зонах розвантаження флюїдів у формуванні геотемпературних полів.

Встановлено, що надгідростатичні пластові тиски (НГПТ) з $K_z = (P_{nz}/P_{yz})$ від 1,05 до 1,74 розповсюджені практично по усій акваторії в усіх ВК та властиві як газоносним, так і водоносним об'єктам. K_z зростає з гіпсометричною і стратиграфічною глибинами, незалежно від літології ВК, але дуже змінюється по площі – від 0,98 до 1,74. Об'єкти з найбільшими K_z зосереджені по периферії Михайлівської западини і Каркінітського блоку у диз'юнктивно дислокованих зонах. Причинами НГПТ, найімовірніше, є дегідратація порід і мінералів на різних стадіях катагенезу і початкового метагенезу та відтискання вод у колектори з низькими фільтраційними властивостями, отже обмеженими можливостями розвантаження вод. Іншими тискотвірними факторами можуть бути вторгнення глибинних (катагенних і мантийних) газів, тектонічне стискування резервуарів в зонах колізії блоків. Загалом до утворення НГПТ причетні усі процеси, що викликають вторгнення флюїдів у слабо проникні резервуари або зменшення ємності останніх.

Гізометричне поле нижньокрейдового ВК характеризується максимумами в районі підняття Голицина і Гамбурцева і зменшенням K_z на північ, південь і захід до периферії АПВНБ. Аналогічним є розподіл K_z у палеоценовому ВК. Його значення змінюються в межах 1,04-1,66 з максимумами на площах Голицина, Архангельського, Штормовій, Міжводненській. Подібним є гізометричне поле майкопського ВК, з тією різницею, що максимальні значення K_z тут суттєво менші – до 1,22.

Таким чином, на більшій частині АПВНБ розвинуті ПВНС елізійного типу з $K_p \gg 1$, які не мають зовнішніх (інфільтраційних) областей живлення і створення тисків (напорів). Ці системи є природними гідродинамічними бар'єрами на можливих шляхах латерального переміщення вод з боку Південноукраїнської монокліналі та Гірського Криму. Інфільтраційні ПВНС розвинуті поза акваторією – на схилі УЩ, прибережжі Каламітського блоку і, можливо, ще недостатньо вивченої Алюмінінській западині. На глибинах, де пластові температури в осадовій товщі перевищують 200°C (Михайлівська западина) у нижньокрейдовому ВК прогнозується термогідродинамічна ПВНС за Г.В. Богомолвим та ін. (1973).

ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ І ГІДРОГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

Законтурні води газових покладів неогенового горизонту N-I та пластів M-III-M-V майкопського ВК *Архангельського* родовища належать до ХК типу з мінералізацією 20-50 г/л. Підшовні води палеоценового ВК (П-ХІ) здебільша ГКН типу з мінералізацією до 27 г/л, що зростає від покладу на периферію складки. Серед них присутні слабо мінералізовані або й прісні (0,5-2,8 г/л) води конденсаційного походження (І.Колодій, 1998, 2001). Відомо, що в зоні сатурації завдяки дистиляції води в газ останній насичується, залежно від тиску, температури і хімічного складу певною кількістю водяної пари, утворюючи однофазну газопарову систему. При зменшенні температури частина пари конденсується. В момент утворення рідка фаза практично не містить солей, але згодом, взаємодіючи з геологічним середовищем (дифузія, вилуговування тощо), осолонюється. При цьому під покладом утворюється облямівка вод, мінералізація яких поступово змінюється від прісних через слабо солені до солених вод фону. При експлуатації покладу спочатку у струмені газу на поверхню виносяться найменше мінералізовані води, причому їх кількість (водногазовий фактор – ВГФ) відповідає дебітові газу (конденсати парогазової суміші), але згодом збільшується разом із зростанням мінералізації води і зміною її типу з ГКН на ХК. Характерно, що слабо мінералізовані конденсаційні води містять NH_4 в тих же абсолютних кількостях, що й на порядок більше мінералізовані солянки. Слабо мінералізовані води містять у своєму складі МЕ і МК: $Fe > NH_4 > Br > Sr > Ba > J > Mn > Si > Ti > Mo >> La > Y > Zr > Cu > Ag >> Cr$.

Виходячи із розрахованої вологонасиченості водногазових систем на глибинах 8-10 км та термобарних умов реальних покладів визначено, що з кожного нормального кубічного метра системи при її остиганні в покладах могло сконденсуватися 88,5-94 г води, що для *Голицинського* ГКР сумарно становить $0,8 \cdot 10^6$ т, а для *Штормового* – $1,56 \cdot 10^6$ т. У той же час в газах цих покладів в паровій фазі залишилися відповідно 58,8 та 16,4 тис. тонн води, що конденсуватиметься при експлуатації в стовбурах свердловин, сепараторах.

Особлива увага звернута на найповніше вивчене, найбільше за запасами *Штормове* ГКР ($16,574 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ газу та $1,272 \cdot 10^6 \text{ т}$ газового конденсату в покладі П-ХІ). Особливістю покладу є нахилени до західної центрикліналі складки поверхня ГВК і п'єзометрична поверхня з градієнтом пластового тиску $0,0625 \text{ МПа/км}$. Це спонукало нас визначити потенціальну можливість гідромеханічного руйнування покладу виходячи з припущення, що причиною зміщення масивного покладу є рух підземних вод. Кути нахилу покрівлі горизонту П-ХІ α та поверхні ГВК θ становлять відповідно $3^\circ 25'$ та $0^\circ 43'$, отже пастка надійно утримує поклад перед гідромеханічним руйнуванням, тому, що $\alpha = 4,77 \cdot \theta$, а умовою його збереження згідно О.Карцева (1972) є $\alpha > \theta$.

Зважаючи, що поклад підстелюється водою, яка містить, в середньому, $1,8 \text{ г/л } SO_4^{2-}$, існує можливість біохімічного його руйнування (окиснення CH_4). За даними В.Соколова для окиснення $10^9 \text{ м}^3 CH_4$ потрібно біля $6 \cdot 10^6 \text{ т } SO_4^{2-}$, а для повного окиснення газу Штормового ГКР – $99,6 \cdot 10^6 \text{ т}$. За градієнту пластового тиску $0,0625 \text{ МПа/км}$, в'язкості води $0,8 \text{ сПз}$, проникності пласта-колектора $7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і пористості 20% істинна швидкість руху води в пласті за формулою Дарсі становитиме близько $0,1 \text{ м/рік}$. При ширині потоку $2,5 \text{ км}$ і товщині водоносної частини пласта 150 м та пористості 20% за 1 рік привноситься $13,5 \text{ т } SO_4^{2-}$, а уся потрібна для повного окиснення його кількість може бути привнесена за $7,38 \cdot 10^6$, заокруглено $10 \cdot 10^6$ років. Цей час орієнтовно відповідає найбільшій тривалості існування покладу і вказує на пізньоміоценовий час завершення його формування.

ПРИРОДА І УМОВИНИ ФОРМУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ВОД АКВАТОРІЇ

На базі системного аналізу й узагальнення даних про макро- і мікроелементний та газовий склади підземних вод АПВНБ нами з'ясоване походження і процеси формування підземних вод, що є суттєвим при реконструкції умовин формування та збереження вуглеводневих покладів.

Встановлено, що серед підземних вод АПВНБ присутні різні за походженням води за переважання літогенних (седиментогенних). Простежені послідовні зміни складу вод з віком ВК і процеси, що їх зумовили.

Води неогенового й майкопського ВК є літогенними таласогенними, причому перші найменше відрізняються від води сучасного Чорного моря. Подальше зростання їх мінералізації (від близько 20 до максимуму біля 100 г/л) спричинене фільтраційним ефектом за Д.С.Коржинським. Перетворення іонно-сольового складу у напрямі зменшення rNa/rCl , $rSO_4/100rCl$, $r(Na+Mg)/rCa$ та збільшення rCa/rMg і $r(Cl-Na)/rMg$ відбувалося за високої гідрогеологічної закритості без участі метеогенних вод, про що свідчить Cl/Br , близький до морської води. Збагачення вод Ca і збіднення Mg завдячує катіонному обмінові і доломітизації вапняків, в тому числі диспергованих серед теригенних порід. Разом з відновленням SO_4 ці процеси ведуть до формування вод ХК типу.

В карбонатних ВК при зворотньому метаморфізмі (за зростання відносних вмістів Na і HCO_3) ХМ води трансформуються в СН і ГКН. В продуктивних пластах цьому процесові сприяє вплив слабо мінералізованих конденсаційних вод, часто збагачених HCO_3 .

Води СН типу в базальному і нижньокрейдовому ВК можуть бути давньоінфільтрогенними, сформованими на передранньокрейдовому і ранньокрейдовому інфільтраційних етапах, що узгоджується з підвищеними, часом понад 1000, значеннями Cl/Br . Крім цього існує експериментально підтверджена можливість неінфільтраційного утворення СН вод малої мінералізації внаслідок високотемпературної дегідратації порід при низькотемпературному метагенезі.

ГІДРОГЕОЛОГІЧНА МОДЕЛЬ ФОРМУВАННЯ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ В АКВАТОРІЇ ВОДОНАПІРНОГО БАСЕЙНУ

Геологічні, гідрогеологічні та газогеохімічні особливості ГР і ГКР розглянуті під кутом зору обґрунтування моделі їх формування. При цьому важливою характеристикою газоносного водонапірного басейну є ступінь газонасиченості підземних вод і склад ВРГ. На думку частини дослідників утворення скупчень ВГ зумовлюється дегазацією підземних вод при їх латеральній міграції від зон газоутворення до пасток, де сепарація ВРГ зумовлює утворення покладів газу. Такий спосіб міг би бути ефективним тільки за граничного насичення вод газом і наступного різкого зменшення тиску в системі. АПВНБ властивий дефіцит насичення вод газом, що становить, в середньому 54% (на промислово газоносних площах – 49, непродуктивних – 60%). На перших $K_{np} = P_{газ} / P_{на} > 0,70$ охоплюють 26% усіх визначень, а на непродуктивних – тільки 6. $K_{np} > 0,75$ зустрічаються тільки на продуктивних структурах (21% визначень). Найчастішими на продуктивних структурах є K_{np} 0,5-0,7 (37% визначень), а на непродуктивних – від 0,3 до 0,5 (35%). Особливості розподілу K_{np} по розрізу і латералі свідчать про те, що збагачення вод ВРГ відбувається за рахунок його дифузії з покладів, а не навпаки. Пряма залежність між запасами газу і їх щільністю з одного боку та K_2 з іншого (зв'язок з п'езомаксимумами) свідчить про вторгнення газів в пастки під тиском, що в більшості випадків набагато перевищував гідростатичний.

Найсуттєвішим гідрогеологічним феноменом, властивим тільки карбонатним палеоценовим і верхньокрейдовим продуктивним резервуарам є наявність природних конденсаційних вод у підшві покладів. Найчастіше вони утворюють суміші з водами геохімічного фону. Окрім низької мінералізації їм притаманний специфічний іонно-сольовий склад – часто підвищені вмісти HCO_3 , NH_4 , інших МЕ. Збереженість до цього часу водних конденсатів газопарових сумішей свідчить про значну швидкість субвертикальної міграції останніх з високотемпературних джерел, однофазний (газовий) стан мігруючих ВВ і геологічно недавній час міграції.

Про високотемпературну генезу газопарових систем свідчить і ізотопний склад газу горизонту П-ХІ Голицинського родовища, що відповідає температурі утворення метану між 270 і 330°C (глибини 8-10 км). На цих глибинах джерелами газу можуть бути породи нижньокрейдової чорносланцевої субформації, збагачені $C_{ор_2}$ (до 1,48% за даними О. Діденко, 2000 р.). За нашими підрахунками тільки в межах рифтогену (20 тис. км²) поховано близько $4 \cdot 10^{14}$ т $C_{ор_2}$. Згідно експериментальних даних при 270-300°C 4% цієї кількості витрачається на утворення метану, що становить $16 \cdot 10^{12}$ км³. За В. Корценштейном (1984) із наявного у водонапірному басейні газу в родовищах концентрується не більше 10%. Для АПВНБ це становить $1,6 \cdot 10^{12}$ км³, що перевищує розвідані до цього часу запаси у 30 разів.

Разом з гіпотетичною кількістю газу, яка генерувалася у нижньокрейдовому ВК, звідти могло бути винесено від 176 до 560 млн. м³ практично прісної води. Така її кількість не могла не викликати суттєвого зменшення мінералізації підштовних вод покладів, що й підтверджується фактичним матеріалом.

Отже конденсаційні води є гідрогеологічними доказами при обґрунтуванні різних аспектів формування покладів. В помітній кількості вони можуть дистилюватися у ВВ гази тільки у високотемпературних зонах і зберегтися у пастках завдяки швидкоплинній вертикальній міграції з джерел генерації до пасток, де температури є суттєво меншими.

Оскільки облямівки слабо мінералізованих вод при контакті з водами фону досить швидко осолонюються, тому вже сама їх наявність свідчить про геологічно недавній час утворення покладу. Конденсаційні води засвідчують також факт заповнення пасток вільною газопаровою фазою, а не водними розчинами газів. Зрештою, на геологічно коротку (біля 10 млн. років) тривалість існування в надрах газоконденсатних покладів вказують наведені вище можливі терміни окиснення газу Штормового ГКР. Про це ж свідчать НГПТ, тривалість яких також обмежена в часі (В. Лінецький, 1965 та ін.).

Аналіз наведених для обґрунтування моделі утворення покладів газу в АПВНБ даних дозволяє стверджувати, що:

1. Газові поклади утворилися шляхом акумуляції в пастках *газопарових систем* (сумішей), які сформувалися у високотемпературних умовах з газів термокаталітичної і мантийної генези і літогенних вод.

2. Міграція газопарових систем реалізувалася у *вільній високотемпературній фазі*, що проходила достатньо швидко у субвертикальному напрямі, а її шляхами були "труби" підвищеної проникності порід у дислокованих зонах.

3. Наслідком остигання в пастках газопарових систем була конденсація пари з утворенням конденсаційних слабо мінералізованих вод, що спричинили локальні зміни у гідрогеохімічному середовищі газоконденсатних покладів.

4. Вік покладів газу у палеоценових відкладах не перевищує 10 млн. років (пізній міоцен).

Про високотемпературну генезу газопарових систем свідчить і ізотопний склад газу горизонту П-ХІ Голицинського родовища, що відповідає температурі утворення метану між 270 і 330°C (глибини 8-10 км). На цих глибинах джерелами газу можуть бути породи нижньокрейдової чорносланцевої субформації, збагачені $C_{ор_2}$ (до 1,48% за даними О. Діденко, 2000 р.). За нашими підрахунками тільки в межах рифтогену (20 тис. км²) поховано близько $4 \cdot 10^{14}$ т $C_{ор_2}$. Згідно експериментальних даних при 270-300°C 4% цієї кількості витрачається на утворення метану, що становить $16 \cdot 10^{12}$ м³. За В. Корценштейном (1984) із наявного у водонапірному басейні газу в родовищах концентрується не більше 10%. Для АПВНБ це становить $1,6 \cdot 10^{12}$ м³, що перевищує розвідані до цього часу запаси у 30 разів.

Разом з гіпотетичною кількістю газу, яка генерувалася у нижньокрейдовому ВК, звідти могло бути винесено від 176 до 560 млн. м³ практично прісної води. Така її кількість не могла не викликати суттєвого зменшення мінералізації підосновних вод покладів, що й підтверджується фактичним матеріалом.

Отже конденсаційні води є гідрогеологічними доказами при обґрунтуванні різних аспектів формування покладів. В помітній кількості вони можуть дистиллюватися у ВВ гази тільки у високотемпературних зонах і зберегтися у пастках завдяки швидкоплинній вертикальній міграції з джерел генерації до пасток, де температури є суттєво меншими.

Оскільки облямівки слабо мінералізованих вод при контакті з водами фону досить швидко осолонюються, тому вже сама їх наявність свідчить про геологічно недавній час утворення покладу. Конденсаційні води засвідчують також факт заповнення пасток вільною газопаровою фазою, а не водними розчинами газів. Зрештою, на геологічно коротку (біля 10 млн. років) тривалість існування в надрах газоконденсатних покладів вказують наведені вище можливі терміни окиснення газу Штормового ГКР. Про це ж свідчать НГПТ, тривалість яких також обмежена в часі (В. Лінецький, 1965 та ін.).

Аналіз наведених для обґрунтування моделі утворення покладів газу в АПВНБ даних дозволяє стверджувати, що:

1. Газові поклади утворилися шляхом акумуляції в пастках *газопарових систем* (сумішей), які сформувалися у високотемпературних умовах з газів термокаталітичної і мантийної генези і літогенних вод.

2. Міграція газопарових систем реалізувалася у *вільній високотемпературній фазі*, що проходила достатньо швидко у субвертикальному напрямі, а її шляхами були "труби" підвищеної проникності порід у дислокованих зонах.

3. Наслідком остигання в пастках газопарових систем була конденсація пари з утворенням конденсаційних слабо мінералізованих вод, що спричинили локальні зміни у гідрогеохімічному середовищі газоконденсатних покладів.

4. Вік покладів газу у палеоценових відкладах не перевищує 10 млн. років (пізній міоцен).

ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ОЗНАКИ ГАЗОНАФТОНОСНОСТІ АКВАТОРІЇ ВОДОНАПІРНОГО БАСЕЙНУ

Розглянуті інгредієнти хімічного складу підземних вод, набуті ними внаслідок тривалого контакту із скупченням ВВ. Вони вважаються прямими ознаками газонафтоносності, на відміну від побічних, наявність яких зумовлена перетвореннями іонно-сольового складу вод у відновному середовищі тобто характеризує тільки умовини, сприятливі для збереження вуглеводневих покладів.

До прямих ознак відносять ВРОР вуглеводневого походження, зокрема феноли, ароматичні вуглеводні, а особливо ВРГ вуглеводневого складу з високим тиском насичення, що у напрямі покладу зростає, наближаючись до пластового.

До побічних ознак традиційно відносили безсульфатність вод, наявність підвищених відносних вмістів деяких МЕ і МК, H_2S , високу мінералізацію вод, їх ХК тип. В гідрогеохімічних умовинах АПВНБ такі ознаки, як висока мінералізація вод, їх ХК тип не є навіть побічними ознаками газоносності. Натомість як прямі ознаки тут можуть бути використані прояви слабко мінералізованих конденсаційних вод та їх сумішей з первинними пластовими. Високоінформативними є ВРГ ($K_{np} \text{ ВРГ} > 0,75$ або $\Gamma \cdot 10^3 / H = 1500-2000$) та компоненти ВРОВ. Крім ознак наявності покладів виділені гідродинамічні ознаки умовин, сприятливих для їх формування та для збереження від руйнування.

За гідрогеологічними ознаками в АПВНБ визначені підняття, перспективні для організації пошуків або їх продовження: Тендрівське, Скадовське, Дністровське, Прадніпровське, З'їздівське, Молодіжне, Флангове, Очаківське, Прометей, Північноголицинське, Південнозахідноголицинське, Південноголицинське, Каркінітське, Північношмідтівське, Гамбурцева, Анчоус, Прирозломне-1, Прирозломне-2, Бойка та ін.

ВИСНОВКИ

В дисертації на основі комплексного аналізу геолого-гідрогеологічних і газогеохімічних даних на прикладі АПВНБ вирішена наукова і практична задача геології нафти і газу – формування і розміщення газових і газоконденсатних родовищ.

З метою вирішення важливої теоретичної і практичної проблеми геології нафти і газу – формування ГР і ГКР створена геолого-гідрогеологічна модель цього процесу, яка дозволяє прогнозувати особливості їх розміщення і збереження.

Встановлено, що гідрогеохімічна зональність АПВНБ нижче майкопського ВК є інверсійною: середні і слабкі солянки ХМ і ХК типів заміняються менш мінералізованими, серед яких води ГКН та СН, що зумовлене літологічними особливостями, геотемпературними умовинами та газоносністю розрзу.

Газогеохімічна зональність полягає у послідовній зміні знизу вверху по розриву жирних, з ($C_1/C_2 + <50$) та середньої жирності ($C_1/C_2 + 50-400$) газів сухими ($C_1/C_2 + 400-10000$) та суперсухими ($C_1/C_2 > 10000$), що відбиває диференціацію складу газів при їх міграції.

В підосві газоконденсатних покладів сформувалися суміші вод первинного фону з водами, які конденсувалися при остиганні в пастках газопарових систем, на що вказує низька, до 10 г/л, мінералізація, відносна збагаченість HCO_3 і деякими МЕ.

На більшій частині АПВНБ розташовані сучасні елізійні ПВНС з НГПТ, коефіцієнти гідростатичності яких $K_z = P_{на} / P_{ге}$ зростають з глибиною та наближенням до Одесько-Джанкойського рифтогена.

Акумуляції вуглеводневих газів в палеоценовому ВК передувала їх субвертикальна міграція з високотемпературних (250-300°C) джерел утворення, що відбулася не раніше пізньоміоценового часу. Міграція ВВ реалізувалася в гомогенній парогазовій фазі, сегрегація якої на газову і рідинну (водну) фази відбулася, головним чином, в пастках при остиганні суміші.

Гідрогеохімічні, газогідрогеохімічні, геотермічні і гідродинамічні особливості АПВНБ можуть бути використані як ознаки локальної газоносності надр.



СПИСОК ПРАЦЬ, ОПУБЛІКОВАНИХ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. **І.В.Колодій.** Конденсаційні води Голицинського родовища (північно-західний шельф Чорного моря) // Геологія і геохімія горючих копалин, 1998.– №2 (103).– С.36-41
2. **В.В.Колодій, М.В.Лебединець, І.В.Колодій.** Водорозчинені гази Північно-Причорноморського водонапірного нафтогазоносного басейну // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, 1999.– №36. Том 1. Серія: геологія і розвідка нафтових і газових родовищ. Розвідувальна і промислова геофізика. Івано-Франківськ, 1999.– С.3-11 (Особистий внесок – опрацювання матеріалів і висновки стосовно акваторії басейну).
3. **В.В.Колодій, М.В.Лебединець, І.В.Колодій.** Геотермобаричні умови Північнопричорноморського водонапірного нафтогазоносного басейну // Геологія і геохімія горючих копалин, 2000. – №1.– С. 72-82 (Особистий внесок – опрацювання геотермічних карт-зрізів і висновки).
4. **В.В.Колодій, М.В.Лебединець, І.В.Колодій.** Гідрогеохімічна характеристика Північнопричорноморського водонапірного басейну // Геологія і геохімія горючих копалин, 2000. – №2. – С. 54-67 (Особистий внесок – методика обробки і систематизація гідрогеохімічних даних).

5. **І.В.Колодій.** Гідрогеологічні особливості Голицинського і Штормового газоконденсатних родовищ на північно-західному шельфі Чорного моря // Геологія і геохімія горючих копалин, 2001. – № 4 – С.29-37.

6. В.В.Колодій, М.В.Лебединець, **І.В.Колодій.** Геобаричні умови Північно-Причорноморського водонапірного басейну // Сб. научн. трудов Национальной горной академии Украины. – № 6. Том 4. Бурение скважин, гидрогеология и экология. – Днепропетровск, 1999. – С.139-142 (Особистий внесок – розрахунки геобаричних характеристик, коефіцієнтів, складання геобаричних карт).

7. М.І.Павлюк, О.З.Савчак, **І.В.Колодій.** Проблема класифікації нафтогазоносних пасток (на прикладі Азово-Чорноморського шельфу) // Нафта і газ України-96. Матеріали науково-практичної конференції (Харків, 14-16 травня 1996 р.). Т.1 – геологія нафти і газу. С.227 (Особистий внесок – класифікування нафтогазоносних пасток північно-західного шельфу).

8. Kolodiy V.V., Zabigailo V.Yu., Boiko G.Yu., **Kolodiy I.V.** Peculiarities of the structure and oil-gas bearing of the North-Western part of the Ukrainian Black Sea offshore // Proceedings of the 2nd International Symposium of Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of Black Sea Area / 22-24 September 1996. Sile-Istanbul, Turkey. Turkish Assoc. of Petroleum Geologists, Special Publication 4. -- P. 233-236 (Особистий внесок – з'ясування гідрогеологічних умовин шельфу).

9. В.В.Колодій, М.В.Лебединець, **І.В.Колодій.** Водорозчинені гази північно-західного шельфу Чорного моря // Нафта і газ України-2000. 36.наук.праць. Матер. 6-ої міжнар. науково-практичної конференції “Нафта і газ України-2000” Т.1. Івано-Франківськ, 2000. – С. 230 – 231 (Особистий внесок – встановлення газеохімічної зональності шельфу).

10. В.В.Колодій, **І.В.Колодій,** М.В.Лебединець. Гідрогеологічні умови формування газових родовищ на північно-західному шельфі Чорного моря // Матеріали Международной конференции. Крым, Гурзуф, 5-8 сентября. Симферополь, 2000. – С.120 – 121 (Особистий внесок – аналіз умовин формування Голицинського і Штормового ГКР).

11. В.В.Колодій, **І.В.Колодій.** Зв'язок нафтогазоносності з гідрогеохімічною зональністю акваторійної частини Північнопричорноморського водонапірного басейну// Матеріали конференції. Крым, Гурзуф, 17-21 сентября. Симферополь, 2001. – С. 72-74 (Особистий внесок – обґрунтування гідрогеохімічної зональності).

12. **І.В.Колодій** Мікроелементи в підземних водах акваторійної частини Північнопричорноморського нафтогазоносного водонапірного басейну // Матеріали конференції. Крым, Гурзуф, 17-21 сентября. Симферополь, 2001. – С. 74-75.

13. В.В.Колодій, **І.В.Колодій,** М.В.Лебединець. Гідрогеологічні умови формування газових родовищ на північно-західному шельфі Чорного моря (в межах Північнопричорноморського водонапірного басейну) // Матеріали конференції. Крым, Симферополь, 2001. – С. 91-94 (Особистий внесок – встановлена на Штормовому ГКР наявність конденсаційних вод, з'ясовані умови їх формування).

14. В.В.Колодій, І.В.Колодій. Гідрогеологічні і гідрогеохімічні умови нафтогазоносних водонапірних басейнів і систем // Геологія горючих копалин України. Тези доповідей Міжнародної наукової конференції (Львів, 13-15 листопада 2001 р.). – Львів, 2001. – С.115 – 117 (Особистий внесок – опрацювання матеріалу по акваторії Північнопричорноморського ВНБ).

15. І.В.Колодій. Гідрогеохімічні особливості Голицинського газоконденсатного родовища // Матеріали молодіжної наукової конференції “Наука про Землю-2001”. Львів, 19-31 жовтня 2001 р. – Львів, ЛНУ ім. Івана Франка. – 2001. – С. 64-65.

16. В.В.Колодій, І.В.Колодій. Модель формування газових родовищ в акваторії Північнопричорноморського водонапірного басейну // Тезиси докладов на IV Международной конференции “Крым-2002”. Симферополь, 2002. – С. 89-90 (Особистий внесок – зроблені розрахунки часу існування Штормового ГКР).

17. І.В.Колодій. Природа і умовини формування підземних вод акваторії Північнопричорноморського водонапірного басейну // Тезиси докладов на IV Международной конференции “Крым-2002”. Симферополь, 2002. – С. 91-92.

Колодій І.В. Гідрогеологічні умовини газонафтоносності акваторії Північнопричорноморського водонапірного басейну. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – геологія нафти і газу. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ, 2003.

З'ясовані гідрогеохімічні, газогеохімічні та геотермобаричні умовини АПВНБ, зв'язки між інгредієнтами макро- і мікрохімічного складу підземних вод; умовини формування специфічних слабко мінералізованих конденсаційних вод газоконденсатних покладів. Обґрунтовані гідрогеохімічна і газогеохімічна зональність, схема формування підземних вод різних генетичних типів та модель утворення покладів газу, основними процесами якої є генерація газопарових систем у високотемпературних зонах, їх субвертикальна міграція і утворення покладів не раніше пізнього міоцену. На підставі особливостей підземних вод, просторово пов'язаних з покладами газу, запропоновані гідрогеологічні ознаки газонафтоносності надр АПВНБ за складом і пружністю ВРГ, мікроелементами і мікрокомпонентами вод.

Ключові слова: акваторія Причорноморського ВНБ, водонапірна система, вуглеводневі гази, газопарові системи, газові родовища, гідрогеохімія, геобаричні умовини, конденсаційні води, міграція, гідрогеологічні ознаки газонафтоносності.

Колодій И.В. Гидрогеологические условия газонефтеносности акватории Северо-Причерноморского водонапорного бассейна. -- Рукопись.

Диссертация на соискание учёной степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – геология нефти и газа. Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа. Ивано-Франковск, 2003.



Выявлены гидрогеохимические, газогидрогеохимические и термобарические особенности АПВНБ. Гидрогеохимическая зональность инверсионного типа заключается в смене с глубиной средних и слабых рассолов ХК и ХМ типов водами этих же типов, но существенно меньшей солёности и появлением вод ГКН или СН типов, обусловленная литологическими особенностями и геотермической обстановкой разреза.

Газогеохимическая зональность выражена сменой снизу вверх по разрезу жирных газов ($C_1/C_2 + < 50$) средними ($C_1/C_2 + 50-400$), сухими ($C_1/C_2 + 400-10000$) и суперсухими ($C_1/C_2 + > 10000$), обусловленной дифференциацией состава УВ газа, сопровождающей его миграцию.

Макро- и микрохимический составы подземных вод свидетельствуют о соответствии преобладающего их количества признакам седиментогенных талассогенных, в составе которых в восстановительной среде элизионных ПВНС произошло частичное или полное восстановление SO_4 и замена Mg вод на Ca пород. Таким образом были сформированы ХК рассолы, в основном в терригенных ВК. Формированию гидрокарбонатно-хлоридных натриевых или кальциево-натриевых вод способствовало восстановление SO_4 и обогащение их HCO_3 . В продуктивных горизонтах в подошве газоконденсатных залежей образовались смеси "вторичных" вод, сконденсировавшихся при остывании газо-паровых смесей, с первичными пластовыми, часто с преобладанием конденсационной компоненты. Об этом свидетельствуют невысокая их минерализация (0,5-10 г/л) и состав (повышенное, иногда до 45% экв., содержание HCO_3 , чаще ГКН тип, относительная обогащённость некоторыми МЭ и МК).

Гидродинамические особенности АПВНБ заключаются в распространении на подавляющей её части элизионных, а на глубинах более 5000 м – предположительно термогидродинамических ПВНС с СГПД, коэффициенты гидростатичности которых $K_s = P_{на} / P_{гг}$ возрастают с глубиной и приближением к бортам Одесско-Джанкойского рифтогена.

Совокупность гидрогеохимических, газогидрогеохимических, геотермических и гидродинамических доказательств свидетельствует о том, что аккумуляции углеводородных газов в ловушках палеоценового ВК предшествовала их субвертикальная миграция из высокотемпературных (250-300°C) зон образования, произошедшая не ранее позднемиоценового времени. УВ мигрировали в гомогенной газопаровой фазе (смеси), разделение которой произошло, главным образом, в ловушках благодаря остыванию смеси.

Гидрогеохимические, газогидрогеохимические особенности контактировавших с залежами газа подземных вод и гидродинамические условия в период их формирования могут использоваться в качестве гидрогеологических критериев локальной газонефтености АПВНБ.

Ключевые слова: акватория Причерноморского ВНБ, водонапорная система, углеводородные газы, газопаровые системы, газовые месторождения, гидрогеохимия, геобарические условия, конденсационные воды, миграция, гидрогеологические критерии нефтегазоносности.

I.Kolodiy. Hydrogeological conditions of the gas-and-oil- bearingness of the aquatic part of the Northern Black Sea aquiferous basin. – Manuscript.

Thesis for a Candidate's degree of Geological sciences in speciality 04.00.17 – Geology of oil and gas. – The National Technical University of Oil & Gas of Ivano-Frankivsk. Ivano-Frankivsk, 2003.

The hydrogeological, hydro- and gasgeochemical peculiarities of the aquatic part of the Northern Black Sea aquiferous basin, the connections between the components of the macro- and microchemical composition of the formation waters, the conditions of the poorly mineralized condensation waters of gas-condensate deposits are discovered. The hydrogeochemical and gasgeochemical zonation and the scheme of forming formational waters of the various genetic types are motivated. The gas-fields forming model is: the generation of the gas-vapour in high-temperature areas, sub-vertical migration and forming the deposits not earlier than in the Late Miocene is substantiated. Hydrochemical, gas-hydrochemical peculiarities of the formation waters, contacted with gas fields, and hydrodynamic conditions during their forming can be used as hydrogeological criteria of the local oil-and-gas-bearingness of the Northern Black Sea aquiferous basin.

Key words: aquatic part of the Northern Black Sea aquiferous basin, water head system, gas-vapour system, hydrocarbons, gas field, hydrogeochemistry, aquifer pressure head, condensate water, migration, hydrogeological indication of the gas- bearingness.

НТБ
ЮНТУНГ



as425