

УДК 556.3:[553.9(622.3)]
DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.106.11>

Олександр НІМЕЦЬ¹, наук. співроб.
e-mail: muhtarok14@gmail.com

Дмитро НІМЕЦЬ¹, канд. геол. наук, провід. наук. співроб.
e-mail: dmitrynemets@gmail.com

Дмитро ЧОМКО², канд. геол. наук, доц.
ORCID ID: 0000-0001-8454-5531
e-mail: Chomko@knu.ua

Ігор УДАЛОВ³, д-р геол. наук, проф.
ORCID ID: 0000-0003-3844-6481
e-mail: Igorudalov8@gmail.com

¹Український науково-дослідний інститут природних газів, Харків, Україна

²Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна

³Харківський національний університет ім. В. Н. Каразіна, Харків, Україна

ОСОБЛИВОСТІ ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ І ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ВАЛЮХІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.Є. Кошляковим)

Вступ. Нині практичними завданнями нафтогазової геології є пошуково-розвідувальні роботи, освоєння надр, розробка нафтових і газових родовищ та багато інших, пов'язаних з великим колом суміжних наук, таких як техногенне навантаження на геологічне середовище, екологічні та гідрогеологічні питання впливу нафтогазових родовищ на питні води тощо. У пропонованій роботі розглянуто гідрогеологічні та термобаричні умови Валюхівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР), що розміщене в зоні зчленування північної прибортвової зони і центральної приосової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Методи. Пропонований методичний підхід ґрунтується на теоретичних уявленнях, що регіональні геотермічні аномалії можуть утворюватися лише вуглеводневими (метановими) газами внаслідок їхньої вертикальної міграції. Отже, пріоритетними є пошуки ділянок у межах нафтогазоносних басейнів, які внаслідок дії певних факторів (неотектонічні рухи тощо) характеризуються підвищеними значеннями геотемпературного поля. На наступному етапі визначаємо гідрогеологічні умови розрізу, досліджуємо їхній зв'язок з нафтогазоносністю регіону. Надалі з'ясовуємо газогеохімічні умови розрізу, встановлюємо зв'язки компонентного складу вільних газів з глибиною і сучасними пластовими температурами.

Результати. Валюхівське НГКР з позиції гідрогеології цікаве тим, що у його розрізі у межах нижнього гідрогеологічного поверху набуває розвитку термодегідратаційна гідрогеологічна зона та пов'язані з нею явища – аномально високі пластові тиски тощо. Крім того, термодегідратаційна зона тут є не тільки величезною зоною міграції вуглеводнів, а ще й містить їхні промислові скупчення у відкладах турнейського та фаменського ярусів.

Висновки. На підставі проведеного аналізу було встановлено, що катагенетичний флюїдоупор (КФУ) в розрізі родовища залягає в інтервалі глибин 4,6–5,0 км та має неоднорідність нижнього гідрогеологічного поверху. Виділено дві гідрогеологічні зони: верхня – елізійна, розповсюджена в частині розрізу над КФУ, нижня зона – термодегідратаційна, набуває розвитку в частині розрізу під КФУ. Продуктивні горизонти Валюхівського НГКР відомі як у межах елізійної гідрогеологічної зони (ЕГЗ), так і в межах термодегідратаційної гідрогеологічної зони (ТДГЗ).

Ураховуючи отримані дані, можемо стверджувати, що геологічна обстановка глибоких горизонтів Валюхівського НГКР родовища сприяє не лише вертикальній міграції вуглеводнів (ВВ) у межах ТДГЗ, а й накопиченню їх у промислових масштабах.

Ключові слова: Валюхівське нафтогазоконденсатне родовище, Дніпровсько-Донецька западина, гідрогеодинамічні системи, елізійна гідрогеологічна зона, термодегідратаційна гідрогеологічна зона, аномально високі пластові тиски, катагенетичний флюїдоупор.

Вступ

Практичними завданнями нафтогазової геології нині є пошуково-розвідувальні роботи, освоєння надр, розробка нафтових і газових родовищ і багато інших, пов'язаних з великим колом суміжних наук. Це і техногенне навантаження на геологічне середовище (Удалов, 2016), й екологічні та гідрогеологічні питання впливу нафтогазових родовищ на питні води (Levoniuk et al., 2019; Решетов, Чомко, Ф., & Чомко, Д., 2004), і, навіть – економічні питання (Чомко, & Рева, 2017 та ін.).

Одним із пріоритетних напрямків нафтогазової геології і гідрогеології є відкриття та застосування нових методичних підходів до пошуку вуглеводневих скупчень. Один з таких підходів був розглянутий у дисертаційній роботі (Німець, Д., 2014), де запропоновано нову методику оцінювання нафтогазоносних басейнів та їхніх окремих структурно-тектонічних регіонів на основі обраного комплексу пошукових критеріїв – гідрогеологічного, термобаричного, газогеохімічного. У світлі синергетичної парадигми, представлена методика спрямована на розвиток загального методологічного напрямку на межі відразу цілого кола геологічних наук – геології нафти та газу, нафтогазової гідрогеології тощо.

Методи

Новий методичний підхід ґрунтується на теоретичних уявленнях, що регіональні геотермічні аномалії можуть утворюватися лише вуглеводневими (метановими) газами внаслідок їхньої вертикальної міграції. Отже, пріоритетними є пошуки ділянок у межах нафтогазоносних басейнів, які внаслідок дії певних факторів (неотектонічні рухи тощо) характеризуються підвищеними значеннями геотемпературного поля. Зважаючи на це, згідно з новою методикою на першому етапі досліджують геотермічні умови обраного регіону, визначають позитивні геотермічні аномалії, що окреслюють горизонтальні ділянки з інтенсивним тепломасоперенесенням вуглеводневих (метанових) газів. Також вивчають геобаричні умови розрізу, при цьому аномально високі пластові тиски, маючи єдиний із геотермічними аномаліями генезис, розглядають як ознаку висхідної міграції вуглеводнів, і – відповідно, як пошуковий критерій.

На наступному етапі визначають гідрогеологічні умови розрізу, досліджують їхній зв'язок з нафтогазоносністю регіону. Вивчення хімічного складу підземних вод дає змогу встановити неоднорідність гідрогеологічної будови обраного регіону і виділити самостійні гідрогеологічні зони. Першочергової уваги потребує гідрогеологічна

© Німець Олександр, Німець Дмитро, Чомко Дмитро, Удалов Ігор, 2024

зона розвитку седиментогенних розсолів із прямою гідрогеологічною зональністю, що пояснюється багатьма позитивними моментами. Тут розвинена система регіональних флюїдоносних комплексів і флюїдоупорів. Гідрогеологічна закритість розрізу сприяє збереженню вуглеводневих покладів, що часто залягають на відносно невеликих глибинах. Вивчення основного та мікрокомпонентного складу підземних вод залежно від глибини та сучасних пластових температур дає змогу прослідити зв'язок гідрогеологічних умов зі встановленою промисловою нафтогазоносністю регіону.

Надалі з'ясовують газогеохімічні умови розрізу, встановлюють зв'язки компонентного складу вільних газів із глибиною і сучасними пластовими температурами. Визначають глибинні та температурні межі існування вуглеводнів, досліджують структуру розміщення вуглеводневих покладів у геотемпературному полі. Такий методичний підхід дає змогу виділити вертикальні частини розрізу, приурочені до певних інтервалів глибин і пластових температур, у межах яких доцільно сконцентрувати зусилля з подальшого пошуку скопчень вуглеводнів.

Зазначений методичний підхід будемо використовувати для аналізу великого структурно-тектонічного регіону – північного борту та північної прибортової зони ДДЗ, виділення в його розрізі температурних інтервалів і частин розрізу, що є перспективними з позиції пошуків скопчень вуглеводнів. Отже, надана у пропонованій статті гідрогеологічна та термобарична оцінка Валюхівського нафтогазоконденсатного родовища є початком досить тривалої наукової роботи, яку будуть виконувати наукові співробітники УкрНДІгазу.

Отже, пріоритетними цілями цієї статті є:

- дослідити гідрогеологічні та термобаричні умови Валюхівського НГКР;

- на підставі вивчення гідрогеологічних і термобаричних умов встановити неоднорідність нижнього гідрогеологічного поверху, визначити глибинні інтервали залягання КФУ, виділити елізійну та термодегідратаційні гідрогеологічні зони.

Наукова та практична проблема полягає в тому, щоб охопити такими дослідженнями всю ДДЗ, як у площинному, так і в глибинному сенсі. Подібні роботи для південного борту та південної прибортової зони були проведені Д. Німцем (Німець, Д., 2014). Майбутні дослідження для північного борту та північної прибортової зони будуть частиною загальної наукової проблеми.

Нагадаємо, що за сучасними гідрогеологічними уявленнями про гідрогеологічну будову осадових басейнів дослідниками (Карцев, 1963; 1980; Колодій, & Нудик, 1980; Капченко, 1983; Терещенко, 1987, 2001; Заріцький, & Зіненко, 1991 та ін.) переважно виділяються гідрогеологічні (гідродинамічні) поверхи за ознаками розвитку у їхніх межах гідродинамічних систем (ГГДС). Одним з перших генетичну класифікацію ГГДС запропонував О. Карцев, який виділив інфільтраційні й елізійні системи, що було основою вивчення осадових басейнів у 60–70-ті роки ХХ ст. (Карцев, 1963). Накопичення даних глибинного буріння показало, що за своєю будовою нижній гідрогеологічний поверх є неоднорідним, тому В. Терещенко (Терещенко, 1987) та деякі інші дослідники для давніх палеозойських платформ і внутрішніх прогинів (до яких належить і ДДЗ) виділили постелізійні (вироджені) ГГДС, а В. Колодій запропонував виокремлювати, крім двох згаданих, ще й термодегідратаційну гідродинамічну систему (Колодій, 1980; Колодій, В., Колодій, І., & Маєвський, 2009).

Отже, за сучасними вертикальними гідрогеологічними зональностями виділяють два гідрогеологічні поверхи – верхній і нижній. У межах першого поверху розвинена

інфільтрогенна ГГДС. У межах нижнього гідрогеологічного поверху виокремлюють ЕГЗ та ТДГЗ, що отримали назви згідно з розвиненими у їхніх межах ГГДС.

Зауважимо, що автори пропонованої статті займаються широким колом гідрогеологічних питань, зокрема і нафтогазової гідрогеології. Це знаходить відображення як у їхніх наукових дослідженнях у межах тематики УкрНДІгазу, Харківського національного університету ім. В. Н. Каразіна, Київського національного університету імені Тараса Шевченка, так і в наукових публікаціях (Петін та ін., 2013 та ін.). О. Німець неодноразово брав участь у програмах Малої академії наук України (Німець, 2013; Німець, О., 2014), його науково-дослідні роботи також були пов'язані з гідрогеологією ДДЗ.

Результати

Скорочено розглядаючи гідрогеологічні умови Валюхівського НГКР, зазначимо, що в межах верхнього гідрогеологічного поверху виділяють ряд водоносних горизонтів, що містять прісні води з мінералізацією до 1,0 г/дм³, які використовують для питного та господарського водопостачання. Серед них можна виокремити палеогенові межигірсько-обухівський і буцацький водоносні горизонти, а також сеноман-нижньокрейдяний водоносний горизонт. Глибини залягання палеогенових горизонтів становлять, відповідно, 100,0–170,0 м та 215,0–255,0 м. Дебіти свердловин цих горизонтів досягають 120,0–240,0 м³/добу. Сеноман-нижньокрейдяний водоносний комплекс залягає на глибинах 1245,0–1316,0 м. За складом це переважно гідрокарбонатні натрієві води з мінералізацією до 1,0 г/дм³. Ця частина розрізу підлягає ретельній охороні від можливого забруднення у процесі буріння свердловин і розробки родовища.

Верхньокрейдяна глиниста товща є регіональним флюїдоупором, що розділяє верхній і нижній гідрогеологічні поверхи. Товщина флюїдоупору становить 350,0 м.

Як видно з розрізу, нижче залягають келовейський і байоський водоносні горизонти. Глибина залягання останнього з них досягає 1721,0–1800,0 м. Тут розвинені за хімічним складом хлоридні натрієві води. Показник їхньої мінералізації коливається в межах 50,0–80,0 г/дм³. Припливи з горизонту досягають 300,0 м³/добу і більше.

Верхня частина тріасових відкладів сформована переважно глинистими породами і є регіональним флюїдоупором. Нижче, на глибинах 2080,0–2460,0 м, залягає найбільш високодебітний тріасовий водоносний комплекс. Припливи води з нього досягають 600,0–1000,0 м³/добу. За хімічним складом пластові води – хлоридні натрієві, їхня мінералізація змінюється у межах 80,0–140,0 г/дм³. Тріасовий водоносний комплекс використовують для повернення супутньо-пластових вод.

Регіональний пермський флюїдоупор у межах Валюхівського родовища охоплює глинисту пересажську світу верхньої пермі, хомогенну товщу та картамишську світу нижньої пермі і має загальну товщину 400,0–450,0 м.

Водоносні горизонти, що є приуроченими до пісковиків верхнього карбону і московського ярусу середнього карбону, утворюють у розрізі родовища єдиний водоносний комплекс, який залягає в інтервалі глибин 3180,0–3666,0 м і вміщує окремі горизонти потужністю від 7,0–10,0 до 25,0–35,0 м. Припливи води із цих горизонтів коливаються від 2,0 до 250,0 м³/добу. Пластові води представлені розсолами хлоридного натрієвого складу, їхня мінералізація досягає 170,0–210,0 г/дм³.

Відклади башкирського ярусу представлені щільними породами.

Нижче за розрізом залягає нижньокам'яновугільний водоносний комплекс. На глибинах від 4180,0 до 4510,0 м

водоносні горизонти можна зустріти у верхньосерпховських відкладах. Товща, що містить водоносний горизонт, представлена шаруванням пісковиків, алевролітів й аргілітів. На Гадяцькому родовищі із цих горизонтів були отримані припливи води від 100,0 до 200,0 м³/добу. Пластові води за хімічним складом є хлоридні натрієві, їхня мінералізація досягає 190,0–220,0 г/дм³.

Продуктивні відклади верхньовізейського під'ярусу залягають в інтервалі глибин від 4600,0 до 5150,0 м і вміщують багато водоносних горизонтів, приурочених до пісковиків й алевролітів. Води цих горизонтів є законтурними щодо газових покладів. Найбільший приплив води був отриманий під час випробування свердловини 2 на Гадяцькому родовищі, він досяг 523,0 м³/добу за динамічного рівня 450,0 м. Мінералізація пластових вод верхньовізейських відкладів становить 197,0–281,0 г/дм³, за складом вони хлоридні натрієві.

Згадані водоносні комплекси і горизонти належать до елізійної гідрогеологічної зони нижнього гідрогеологічного поверху. Нижче за розрізом залягає перехідна зона, так званий катагенетичний флюїдоупор (КФУ), який у

ДДЗ зазвичай приурочений до температурного інтервалу 110,0–120,0 °С.

На існування такого флюїдоупору у ДДЗ першим звернув увагу В. Терещенко (Терещенко, 1987). Подальшого розвитку цей науковий погляд набув у наукових працях авторів моделі вертикальної зональності – О. Заріцького й І. Зіненка (Заріцький, & Зіненко, 1991). Розроблена вченими модель вертикальної гідрогеологічної зональності ґрунтується на тому, що чотири основні елементи осадової товщі – гірські породи, підземні води, розсіяна органічна речовина і вуглеводні – взаємодіють одне з одним під впливом єдиного літогенетичного процесу, тому визначальним фактором є пластова температура, представлена в земній корі конвективним теплопереносом.

За геотермічними умовами (рис. 1), представленими термограмою св. 1 Валюхівського нафтогазоконденсатного родовища, КФУ тут залягає приблизно в інтервалі глибин 4600,0–5000,0 м у нижній частині верхньовізейських відкладів. Під КФУ набуває розвитку ТДГЗ.

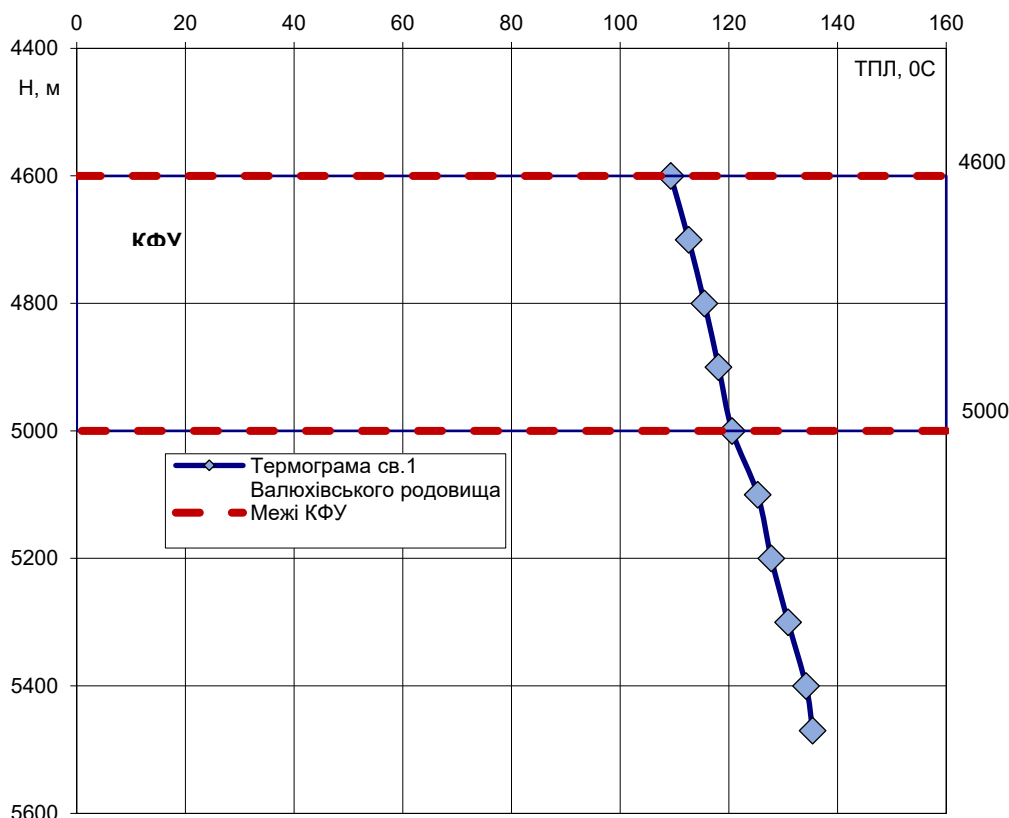


Рис. 1. Розподіл пластових температур у розрізі Валюхівського НГКР

Скорочено характеризуючи ТДГЗ, зауважимо, що тут в умовах пізнього катагенезу (стадії МК₃₋₅ і вище) докорінно змінюється структура порового простору колекторів, процеси елізійного віджимання глин закінчуються і змінюються процесами термодегідратації вже не порід, а мінералів – монтморилоніт переходить у гідрослюди (іліт). Вивільнення в процесі термодегідратації міжшарової води ("відродженої" за термінологією Л. Капченка (Капченко, 1983)), агресивної в хімічному сенсі, призводить до руйнування, розчинення, вилугування, а потім зі зниженням парціального тиску в розчині – вторинного перевідкладання, перекристалізації порід і мінералів

(насамперед карбонатів), наслідком чого є погіршення колекторських властивостей порід (Капченко, 1983). З вивільненням відроджених вод пов'язане існування гідрохімічних інверсій. Це явище зафіксоване на багатьох площах і родовищах ДДЗ – на Мачуській, Родниківській та ін. У межах північної прибортової зони існування гідрохімічної інверсії встановлено у водоносних горизонтах нижнього карбону Березівського родовища та деяких ін.

Даних про хімічний склад нижньовізейських пластових вод недостатньо, тому їхню характеристику наводимо з урахуванням даних щодо сусідніх площ. Статичні рівні у свердловинах встановлювали на глибинах 40,0–210,0 м;

спостерігалось винесення пластових хлоридних натрієвих вод густиною $1129,0 \text{ кг/м}^3$, мінералізацією $186,7 \text{ г/дм}^3$. Високометаморфізовані розсоли цих горизонтів збагачені мікрокомпонентами: йодом, бором, залізом, амонієм тощо. Пластові води також високонасичені вуглеводневими газами до $1200,0\text{--}1900,0 \text{ см}^3/\text{л}$. У компонентному складі водорозчиненого газу домінує метан.

Девонські відклади випробувані у свердловині 1, з якої одержано приплив води $43,0 \text{ м}^3/\text{доб}$. Мінералізація води становить $223,7 \text{ г/дм}^3$, густина – $1152,0 \text{ кг/м}^3$. За складом вона хлоридна натрієва.

Валюхівське нафтогазоконденсатне родовище, серед інших, цікаве декількома обставинами. По-перше, його структурне розташування зумовлює відносно неглибоке залягання фундаменту – $6,2\text{--}6,8 \text{ км}$. Це дає нагоду

оцінити можливий максимальний рівень аномально високого пластового тиску (АВПТ), пов'язаного з ТДГЗ. За нашими розрахунками, залишкова товща (різниця між глибинами залягання фундаменту і КФУ) дорівнює приблизно $1,5 \text{ км}$. Субвертикальне вуглеводневе скупчення такої висоти може мати під КФУ за густини води 1150 кг/м^3 надлишковий тиск, що дорівнює $13,43 \text{ МПа}$. Він додається до фонового гідростатичного тиску на рівні підшови КФУ ($53,05 \text{ МПа}$) і збільшує його до $66,48 \text{ МПа}$. Відношення $P_{\text{пл}}/P_{\text{г}}$ для цього значення становить $1,36$. Воно є максимально можливим для Валюхівського НГК родовища. На рис. 2 наведено значення пластового тиску у свердловині 3, з якої за допомогою пластовипробувача одержано приплив газу з пластовим тиском на глибині $5083,0 \text{ м}$, що дорівнює $65,7 \text{ МПа}$, а $P_{\text{пл}}/P_{\text{г}} = 1,32$.

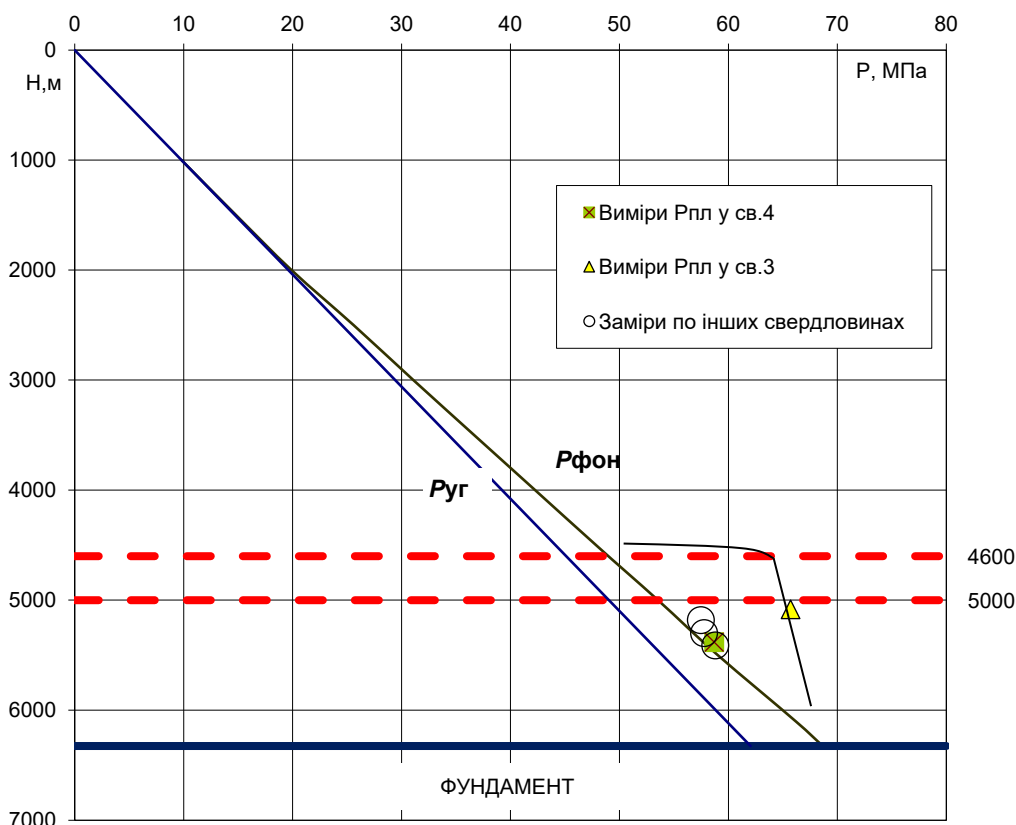


Рис. 2. Розподіл пластових тисків у розрізі Валюхівського НГКР

Отже, максимальний геобаричний потенціал надр Валюхівського родовища підтверджений фактичним виміром АВПТ у свердловині 3.

Автори статті не ставили собі за ціль вдаватися до проблеми генезису АВПТ. Цьому питанню були присвячені сотні публікацій у другій половині ХХ ст. (Карцев, 1980; Колодій, & Нудик, 1980; Терещенко, 1987; Новосілецький, 1969; Орлов, 1980; Осадчий, 1976 та ін.), зокрема і багатьох відомих українських науковців.

У роки існування України як незалежної держави питання генезису глибинних АВПТ, хоч і не так гостро, як раніше, але порушували в науковій літературі, зокрема й автори цієї роботи (Німець, О., 2014; Петін та ін., 2013; Німець, 2013; Німець, Д., 2014; Німець, 2008; Орлов та ін., 2007а; 2007б; Бенько та ін., 2013; Лукін, 2008; Кабишев та ін., 2011).

Необхідно підкреслити, що, по-перше, АВПТ як геологічне явище постійно перебувало і перебуває тепер у

центрі уваги закордонних геологів як у минулому сторіччі (Hast, & Nilson, 1958; Ferran, 1973; Hanson et al., 1990 та ін.), так і в нинішньому (Trick, 2003; Aplin, & Larter, 2005; Wu, & Bai, 2009; Song, 2015 та ін.).

По-друге, Валюхівське родовище цікаве ще й тим, що продуктивні горизонти в його розрізі встановлені, як у межах ЕГЗ (гор. В-15, глибини $4545,0\text{--}4673,0 \text{ м}$), так і в межах ТДГЗ (Т-1, глибини $5238,0\text{--}5412,0 \text{ м}$; Фм-1, глибини $5269,0\text{--}5486,0 \text{ м}$).

Можемо стверджувати, що геологічна обстановка глибоких горизонтів Валюхівського НГК родовища сприяє не лише вертикальній міграції ВВ у межах ТДГЗ, а й накопиченню їх у промислових масштабах.

Дискусія і висновки

У пропонованій роботі авторами були висвітлені особливості гідрогеологічних і термобаричних умов Валюхівського НГКР. На підставі проведеного аналізу

з'ясовано, що катагенетичний флюїдоупор у розрізі родовища залягає в інтервалі глибин 4,6–5,0 км.

Було встановлено також неоднорідність нижнього гідрогеологічного поверху. Виділено дві гідрогеологічні зони: верхня – елізійна – розповсюджена в частині розрізу над КФУ, нижня – термогедідратаційна – набуває розвитку в частині розрізу під КФУ.

Звертає на себе увагу той факт, що продуктивні горизонти родовища відомі як у межах ЕГЗ, так і в межах ТДГЗ. Це, на наш погляд, є дуже важливим, тому що нині у ДДЗ для пошуків вуглеводневих скупчень дедалі більше уваги приділяють глибокозануреним горизонтам (Бенько та ін., 2013; Лукін, 2008; Кабишев та ін., 2011), пов'язаним із ТДГЗ. Як наслідок, це призводить до виникнення завдань із прогнозування АВПТ. Наприклад, у межах північної прибортової зони, на Коломацькому газоконденсатному родовищі, на глибинах понад 5,0 км залягають верхньосерпуховські горизонти з АВПТ, а на глибинах понад 6,0 км – візейські горизонти, геобаричні умови яких поки ще зовсім не досліджені.

Майбутні наукові плани пов'язані з охопленням такими дослідженнями всієї території північного борту та північної прибортової зони ДДЗ.

Досвід вивчення глибокозанурених горизонтів у ДДЗ, які розташовані у термогедідратаційній гідрогеологічній зоні, показує, що залишкова осадова товща, виконуючи газогенерувальну роль, часто постає величезною зоною субвертикального транзиту вуглеводнів, серед яких переважає, безсумнівно, метан.

Отже, у зоні пізнього катагенезу часто зустрічаються локальні, обмежені за розмірами зони розушільнення, ускладнені АВПТ, високими температурами, які практично не мають промислового значення. Розробка або навіть просто розкриття таких покладів може супроводжуватися швидким зниженням пластових тисків.

Підсумовуючи, наголосимо, що нинішні потреби нафтогазової геології і гідрогеології вимагають разом з розв'язанням теоретичних питань (генезису АВПТ тощо) швидких рішень конкретних практичних завдань, пов'язаних із пошуково-розвідувальним бурінням і розкриттям ТДГЗ.

Внесок авторів: Олександр Німець – формальний аналіз, написання (оригінальна чернетка); Дмитро Німець – написання (оригінальна чернетка), методологія; Дмитро Чомко – валідація даних, написання (перегляд і редагування); Ігор Удалов – концептуалізація, валідація даних.

Список використаних джерел

- Бенько, В. М., Маєвський, Б. Й., Лагутін, А. А., & Хомин, В. Р. (2013). *Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини*. ІФНТУНГ.
- Заріцький, О. П., & Зінченко І. І. (1991). Взаємозв'язок гідрогеологічної зональності з газоносністю Дніпровсько-Донецької западини. У *Нові матеріали по водонапірних системах надвеликих газових та газоконденсатних родовищ* (с. 69–80). ВНИІГаз.
- Кабишев, Ю., Вакарчук, С., Стрижак, В., Довжок, Т., Зейкан, А., Гладун, В., & Чепіль, П. (2011). Сучасний стан досліджень газу центральнобасейнового типу у Дніпровсько-Донецькій западині. *Геолог України*, 2, 120–125.
- Капченко, Л. Н. (1983). *Гідрогеологічні основи теорії нафтогазонакоплення*. Надра.
- Карцев, О. О. (1963). *Гідрогеологія нафтових і газових родовищ*. Держоптдрок.
- Карцев, О. О. (1980). Гідрогеологічні умови проявлення надгідростатичних тисків у нафтогазоносних районах. *Геологія нафти і газу*, 4, 40–43.
- Колодій, В. В., & Нудик, Б. І. (1980). Гідрогеохімічні і геотермобаричні умови у глибоко занурених горизонтах карбону південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія нафти і газу*, 8, 41–48.
- Колодій, В. В., Колодій, І. В., & Маєвський, Б. Й. (2009). *Нафтогазова відрогеологія*. Факел.
- Лукін, О. Ю. (2008). Девонські рифогенно-карбонатні комплекси Дніпровсько-Донецької западини і перспектива їх нафтогазоносності. *Геологічний журнал*, 3, 7–27.
- Німець, Д. К. (2008). Гідродинамічна і гідрогазохімічна зональність південної прибортової зони і прилягаючої до неї монокліналі. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія "Рациональне природокористування"*, 804, 128–138.

Німець, Д. К. (2011). Гідрохімічні умови південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія "Рациональне природокористування"*, 986, 51–56.

Німець, Д. К. (2014). Гідрогеологічні умови центральної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю [Автореферат дис. канд. геол. наук, Харківський національний університет ім. В. Н. Каразіна]. ENPUIR. https://irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis64r_81/PA406264

Німець, О. Д. (2013). Гідрогеологічні умови південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Тези науково-дослідницьких робіт учнів-членів Харківського територіального відділення Малої академії наук України* (с. 230–231). Харків.

Німець, О. Д. (2014). Термобаричні умови південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Тези науково-дослідницьких робіт учнів-членів Харківського територіального відділення Малої академії наук України* (с. 181–182). Харків.

Новосілецький, Р. М. (1969). *Пластові тиски флюїдів у надрах України*. Техніка.

Орлов, О. О., Євдошук, М. І., Омельченко, В. Г., & Трубенко, О. М. (2007а). Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці Земної кори. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(1), 18–22.

Орлов, О. О., Євдошук, М. І., Омельченко, В. Г., & Трубенко, О. М. (2007б). Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 4(2), 30–40.

Орлов, О. О. (1980). *Аномальні пластові тиски у нафтогазоносних об'єктах України*. Видавництво Львівського університету.

Осадчий, В. Г., Лур'є, А. І., Єрофієв, В. Ф. (1976). *Геотермічні критерії нафтогазоносності*. Наукова думка.

Петін, А. М., Німець, К. А., Німець, Д. К., & Німець, О. Д. (2013). До методики прогнозування скупчень вуглеводнів по результатах геотермічних і гідрогеологічних досліджень. *Сучасні проблеми науки та освіти*, 6, 6–11.

Решетов, І. К., Чомко, Ф. В., & Чомко, Д. Ф. (2004). Супутньо-промислові води нафтових родовищ – джерело забруднення бучацько-канівського горизонту. *Вісник Українського будинку економічних та науково-технічних знань*, 53–57.

Терещенко, В. О. (1987). Гідродинамічна структура нижнього гідрогеологічного поверху Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. *Вісник Харківського університету. Серія "Рациональне природокористування"*, 306, 48–50.

Терещенко, В. О. (2001). Гідродинамічна модель Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. *Вісник Харківського університету. Серія "Рациональне природокористування"*, 521, 102–105.

Удалов, І. В. (2016). Трансформація геологічного середовища під впливом техногенних процесів в умовах Північно-Східного Донбасу. ХНУ ім. В. Н. Каразіна.

Чомко, Д. Ф., & Рева, М. В. (2017). Супутньо-пластова вода, як важлива економічна складова функціонування нафтовидобувних підприємств України. *Вісник Київського університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 77, 93–98.

Aplin, A. C., & Larter, S. R. (2005). Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks. *Evaluating fault and cap rock seals*, 1–12. American Association of Petroleum Geologists.

Ferran, L. M. (1973). *Evolution of abnormally high and low pressured Morrow sands in north-western Oklahoma using well logs and water simple data*. Univ. of Tulsa.

Hanson, P., Trigg, T., Rachal, G., & Zamora, M. (1990). Investigation of Barite Sag in Weighted Drilling Fluids in High Deviated Wells. *SPE paper 20423 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition. New Orleans*, 23–26.

Hast, N., & Nilson, T. (1958). Resept rock pressure in mines. *Sver. Geol. undersökn. ser. Arsbok*, Stookholm, 52, 3.

Levoniuks, S. M., Samoilov, V. V., Udalov, I. V., & Petik, V. O. (2019). Ecological and hydrogeological factors of qualitative composition destabilization of drinking groundwater within the central part of DDAB. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія "Геологія. Географія. Екологія"*, 51, 207–220.

Song, Ge. (2015). *Coupling model of transient temperature and pressure in gas wells*. Chengdu

Trick, M. D. (2003). Comparison of Correlations For Predicting Wellbore Pressure Losses in Gas-Condensate and Gas-Water Wells. *1 Canadian international petroleum conference*, 3–19

Wu, Y., & Bai, B. (2009). Efecient Simulation for Low-Salinity Water-Eooding in Porous and Fractured Reservoirs. *SPE 118830-SPE Reservoir Si mulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA*.

References

- Aplin, A. C., & Larter, S. R. (2005). Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks. *Evaluating fault and cap rock seals*, 1–12. American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.
- Benko, V. M., Mayevsky, B. J., Lagutin, A. A., & Khomyn, V. R. (2013). *Features of the geological structure and prospects of oil and gas content of the deeply zoned horizons of the Dnipro-Donetsk Depression*. IFNTUOG [in Ukrainian].
- Chomko, D. F., & Reva, M. V. (2017). Associated reservoir water as an important economic component of the functioning of oil producing enterprises

in Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 77, 93–98 [in Ukrainian].

Ferran, L. M. (1973). *Evolution of abnormally high and low pressured Morrow sands in north-western Oklahoma using well logs and water simple data*. Univ. of Tulsa.

Hanson, P., Trigg, T., Rachal, G., & Zamora, M. (1990). Investigation of Barite Sag in Weighted Drilling Fluids in Higlu Deviated Wells. *SPE paper 20423 presented at the SPE Annual Conference and Exhibition. New Orleans*, 23–26.

Hast, N., & Nilson, T. (1958). Resept rock pressure in mines. *Sver. Geol. undersökn, ser. Arsbok*, Stookholm, 52, 3.

Kabyshch, Y., Vakarchuk, S., Strizhak, V., Dovzhok, T., Zeikan, A., Gladun, V., & Chepil, P. (2011). Current state of research on central basin type gas in the Dnipro-Donetsk depression. *Ukrainian Geologist*, 2, 120–125 [in Ukrainian].

Kapchenko, L. N. (1983). *Hydrogeological bases of the theory of oil and gas accumulation*. Nadra [in Ukrainian].

Kartsev, O. O. (1963). *Hydrogeology of oil and gas fields*. Derzhoptdruk [in Ukrainian].

Kartsev, O. O. (1980). Hydrogeological conditions of manifestation of superhydrostatic pressures in oil and gas bearing areas. *Geology of Oil and Gas*, 4, 40–43 [in Ukrainian].

Kolodii, V. V., & Nudik, B. I. (1980). Hydrogeochemical and geothermobaric conditions in deeply submerged Carboniferous horizons of the southeastern part of the Dnipro-Donetsk depression. *Geology of Oil and Gas*, 8, 41–48 [in Ukrainian].

Kolodiy, V. V., Kolodiy, I. V., & Mayevskiy, B. J. (2009). *Oil and gas hydrogeology*. Fakel [in Ukrainian].

Levoniuk, S. M., Samoilov, V. V., Udalov, I. V., & Petik, V. O. (2019). Ecological and hydrogeological factors of qualitative composition destabilization of drinking groundwater within the central part of DDAB. *Bulletin of V. N. Karazin Kharkiv National University. Series "Geology. Geography. Ecology"*, 51, 207–220.

Lukin, O. Y. (2008). Devonian rifogenic-carbonate complexes of the Dnipro-Donetsk Basin and the prospect of their oil and gas content. *Geological Journal*, 3, 7–27 [in Ukrainian].

Nimets, D. K. (2008). Hydrodynamic and hydrogas-chemical zonation of the southern nearshore zone and the adjacent monocline. *V. N. Karazin Kharkiv National University Bulletin. Series "Rational Nature Management"*, 804, 128–138 [in Ukrainian].

Nimets, D. K. (2011). Hydrochemical conditions of the southern coastal zone of the Dnipro-Donetsk depression. *V. N. Karazin Kharkiv National University Bulletin. Series "Rational Nature Management"*, 986, 51–56 [in Ukrainian].

Nimets, D. K. (2014). Hydrogeological conditions of the central part of the southern coastal zone of the Dnipro-Donetsk depression in connection with oil and gas bearing capacity [Thesis for the degree of Candidate of Geological Sciences, V. N. Karazin Kharkiv National University]. ENPUIR [in Ukrainian]. https://irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis64r_81/PA406264

Nimets, O. D. (2013). Hydrogeological conditions of the southern coastal zone of the Dnipro-Donetsk depression. *Theses of research works of students-members of the Kharkiv territorial branch of the Minor Academy of Sciences of Ukraine* (p. 230–231). Kharkiv [in Ukrainian].

Nimets, O. D. (2014). Thermobaric conditions of the southern coastal zone of the Dnipro-Donetsk depression. *Theses of research works of students-members of the Kharkiv territorial branch of the Minor Academy of Sciences of Ukraine* (p. 181–182). Kharkiv [in Ukrainian].

Novosiletsky, R. M. (1969). *Reservoir fluid pressures in the subsoil of Ukraine*. Technics [in Ukrainian].

Orlov, O. O. (1980). *Anomalous reservoir pressures in oil and gas bearing objects of Ukraine*. Lviv University Press [in Ukrainian].

Orlov, O. O., Evdoshchuk, M. I., Omelchenko, V. G., & Trubenko, O. M. (2007a). The concept of geodynamic origin of anomalous reservoir pressures in the Earth's crustal shell. *Exploration and Development of Oil and Gas Fields*, 3(1), 18–22 [in Ukrainian].

Orlov, O. O., Evdoshchuk, M. I., Omelchenko, V. G., & Trubenko, O. M. (2007b). The concept of geodynamic origin of anomalous reservoir pressures in the crustal shell. *Exploration and Development of Oil and Gas Fields*, 4(2), 30–40 [in Ukrainian].

Osadchii, V. G., Lurie, A. I., & Erofiyev, V. F. (1976). *Geothermal criteria of oil and gas bearing capacity*. Scientific thought [in Ukrainian].

Petin, A. M., Nemets, K. A., Nemets, D. K., & Nemets, O. D. (2013). To the methodology of hydrocarbon accumulation forecasting based on the results of geothermal and hydro-geological studies. *Modern problems of science and education*, 6, 6–11 [in Ukrainian].

Reshetov, I. K., Chomko, F. V., & Chomko, D. F. (2004). Associated industrial waters of oil fields – a source of pollution of the Buchach-Kaniv horizon. *Bulletin of the Ukrainian House of Economic and Scientific and Technical Knowledge*, 53–57 [in Ukrainian].

Song, Ge. (2015). *Coupling model of transient temperature and pressure in gas wells*. Chengdu.

Tereshchenko, V. O. (1987). Hydrodynamic structure of the lower hydrogeological floor of the Dnipro-Donetsk artesian basin. *Bulletin of Kharkiv University. Series "Rational Nature Management"*, 306, 48–50 [in Ukrainian].

Tereshchenko, V. O. (2001). Hydrodynamic model of the Dnipro-Donetsk artesian basin. *Bulletin of Kharkiv University. Series "Rational Nature Management"*, 521, 102–105 [in Ukrainian].

Trick, M. D. (2003). Comparison of Correlations For Predicting Wellbore Pressure Losses in Gas-Condensate and Gas-Water Wells. *1 Canadian international petroleum conference*, 3–19.

Udalov, I. V. (2016). *Transformation of the geological environment under the influence of anthropogenic processes in the conditions of the North-Eastern Donbass*. V. N. Karazin Kharkiv National University [in Ukrainian].

Wu, Y., & Bai, B. (2009). Eficient Simulation for Low-Salinity Water-Eoo ding in Porous and Fractured Reservoirs. *SPE 118830-SPE Reservoir Si mulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA*.

Zaritsky, O. P., & Zinenko, I. I. (1991). Interrelation of hydrogeological zonation with gas content of the Dnipro-Donetsk depression. In *New materials on water pressure systems of super large gas and gas condensate fields* (p. 69–80). VNIIGaz [in Ukrainian].

Отримано редакцією журналу / Received: 16.02.24

Прорецензовано / Revised: 28.06.24

Схвалено до друку / Accepted: 30.08.24

Olexandr NIMETS¹, Researcher,
e-mail: muhtarok14@gmail.com

Dmytro NIMETS¹, PhD (Geol.), Leading Researcher
e-mail: dmitrynemets@gmail.com

Dmytro CHOMKO², PhD (Geol.), Assoc. Prof.
ORCID ID: 0000-0001-8454-5531
e-mail: Chomko@knu.ua

Igor UDALOV³, DSc (Geol.), Prof.
ORCID ID: 0000-0003-3844-6481
e-mail: igorudalov8@gmail.com

¹Ukrainian Research Institute of Natural Gases, Kharkiv, Ukraine

²Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv, Ukraine

³V. N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv, Ukraine

FEATURES OF HYDROGEOLOGICAL AND THERMOBARIC CONDITIONS OF THE VLACHIVSKE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Background. Today, the practical tasks of oil and gas geology include prospecting and exploration, subsoil development, development of oil and gas fields and many others related to a wide range of related sciences, such as anthropogenic impact on the geological environment, environmental and hydrogeological issues of the impact of oil and gas fields on drinking water, etc. This paper deals with the hydrogeological and thermobaric conditions of the Valyukhivske oil and gas condensate field (OGCF), which is located in the junction zone of the northern coastal zone and the central axial zone of the Dnipro-Donetsk Basin (DDB).

Methods. The proposed methodological approach is based on the theoretical notion that regional geothermal anomalies can be formed only by hydrocarbon (methane) gases due to their vertical migration. Therefore, the priority is to search for areas within oil and gas basins that are characterised by elevated geothermal field values as a result of certain factors (neotectonic movements, etc.). At the next stage, the hydrogeological conditions of the section are determined, and their relationship with the oil and gas content of the region is investigated. Subsequently, the gas-geochemical conditions of the section are determined, and the relationship of the component composition of free gases with depth and current reservoir temperatures is established.

Results. *The Valikhivske OGCF is interesting in hydrogeological terms because in its section within the lower hydrogeological floor a thermo-dehydration hydrogeological zone and related phenomena, such as abnormally high reservoir pressures, are developing. In addition, the thermo-dehydration zone here is not only a huge area of hydrocarbon migration, but also contains their commercial accumulations in the sediments of the Tournai and Famienian stages.*

Conclusions. *Based on the analysis, it was found that the catagenetic fluidic stop (CFS) in the field section lies in the depth range of 4.6–5.0 km and has heterogeneity of the lower hydrogeological floor, two hydrogeological zones were identified. The upper one is elision zone, which is widespread in the section above the CFC, and the lower one is thermo-dehydration zone, which becomes extensive in the section below the CFC. The productive horizons of the Valyukhivske OGCF are known both within the EGD and TDGD.*

Taking into account the data obtained, we can state that the geological setting of the deep horizons of the Valyukhivske OGCF field contributes not only to the vertical migration of HC within the TDGF, but also to their accumulation on an industrial scale.

Keywords: *Valyukhiv oil and gas condensate deposit, Dnipro-Donetsk basin, hydrogeodynamic systems, Elysian hydrogeological zone, thermodehydration hydrogeological zone, abnormally high reservoir pressures, catagenetic fluid resistance.*

Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів. Спонсори не брали участі в розробленні дослідження; у зборі, аналізі чи інтерпретації даних; у написанні рукопису; в рішенні про публікацію результатів.

The authors declare no conflicts of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses, or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.