

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.98

DOI: 10.31471/1993-9973-2021-1(78)-7-16

ПРОГНОЗУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

С. С. Куровець, Е. О. Чорний

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727130,
e-mail: sergiy.kurovec@gmail.com

Здійснено регіональне прогнозування пластових вуглеводневих систем для газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Установлено залежності поширення різних типів вуглеводневих систем, що уможливує їх прогнозування на великих глибинах в області високих температур і тисків на початкових стадіях пошукових робіт. За результатами проведених аналізів існує значна розбіжність у складі вільних газів, що робить малоефективним застосування класичної статистичної обробки наявних матеріалів. Проте, за домінуючим масивом точок вдається визначити тенденції до зміни вмісту в газі окремих компонентів, які в сумі характеризують повний (100 % об'ємних) склад флюїду на різних рівнях глибин залягання покладів для двох частин Зовнішньої зони – північно-західної та південно-східної. Побудовано графіки та виведено відносно глибин залягання покладів рівняння регресії прогнозних параметрів, які входять у формулу підрахунку запасів вуглеводнів об'ємним методом. Виведені рівняння регресії для прогнозування в поєднанні з лабораторними дослідженнями термобаричних умов (тиску і температури) з глибиною, оскільки відомості про них потрібні для обчислення окремих параметрів вуглеводневих систем.

Ключові слова: вуглеводневі системи, термобаричні умови, склад газу, коефіцієнт аномальності, конденсат.

Произведен региональный прогноз пластовых углеводородных систем для газовых месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба. Установлены зависимости распространения различных видов углеводородных систем, что позволило их прогнозирование на больших глубинах при высоких температурах и давлениях на начальных стадиях разведочных работ. По результатам проведенных анализов существует значительное расхождение в составе свободных газов, что делает малоэффективным применение классической статистической обработки имеющихся материалов. Однако, по доминирующим массивом точек удаётся определить тенденции к изменению содержания в газе отдельных компонентов, которые в сумме характеризует полный (100% объёмных) состав флюида на разных уровнях глубин залегания залежей для двух частей Внешней зоны – северо-западной и юго-восточной. Построены графики и выведены уравнения регрессии прогнозных параметров, которые включены в формулу расчета запасов объёмным методом, относительно глубины залегания залежей. Установлены уравнения регрессии для прогнозирования совместно с лабораторными исследованиями термобарических условий (давления и температуры) с глубиной, так как эти данные необходимы для расчёта отдельных параметров углеводородных систем.

Ключевые слова: углеводородные системы, термобарические условия, состав газа, коэффициент аномальности, конденсат.

The regional forecast of reservoir hydrocarbon systems for gas fields of the Outer Zone of Pre-Carpathian Depression has been made. The dependences of the distribution of different types of hydrocarbon systems have been established, which give one the opportunity to predict them at great depths in the region of high temperatures and pressures at the initial stages of exploration works. According to the results of the carried-out analyses, there is a significant discrepancy in the composition of free gases, which makes the application of classical statistical processing of available materials inefficient. However, the dominant array of points can determine the individual component trends of the gas content, which in total characterize the full (100% by volume) composition of fluid at different levels of deposit depths for two parts of the Outer Zone – northwest and southeast. In relation to the deposits' depth the graphs have been constructed and the regression equations of expected parameters have been established. The graphs and equations are included in the formula for calculating hydrocarbon reserves by the volumetric method. The regression equations for prediction have been derived; laboratory studies of thermobaric conditions (pressure and temperature) with depth have been conducted, because information about the latter is needed to calculate individual parameters of hydrocarbon systems.

Key words: hydrocarbon systems, thermobaric conditions, gas content, anomaly coefficient, condensate.

Прогнозування на пошуковому етапі за термобаричними параметрами типів вуглеводневих систем і узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчить про можливість зберігання нафтових, нафтогазоконденсатних і газових покладів на великих глибинах.

Параметри пластової вуглеводневої системи – це комплекс фізико-хімічних властивостей, що характеризують окремий (індивідуальний) тип пластової вуглеводневої системи. А саме: фазову поведінку та фазові перетворення пластової системи при ізотермічному розширенні (стисненні) в діапазоні тисків $P_{пл}-P_n(P_{пк})-P_{ат}$ при $T_{пл}=\text{const}$, динаміку (зміну) фізичних параметрів системи в зазначеному діапазоні тисків і пластовій температурі, основні фізико-хімічні властивості стабільної рідини та газів за стандартних умов ($P_{ст}=760$ мм.рт. ст., $T_{ст}=293,2$ К).

Прогнозування термодинамічної, термобаричної гідрогеологічної обстановки і фазового стану вуглеводнів у Передкарпатському прогині дасть можливість нарощення потенційних ресурсів і запасів нафти і газу.

Під час прогнозування параметрів вуглеводневих систем геологи спирались головним чином на теоретичні уявлення про вертикальну зональність нафтогазоутворення, що були широко розповсюджені в 60–70-ті рр. ХХ ст. завдяки публікаціям А. Леворсена [1], С. Г. Неручева [2, 3], Г. Н. Доленка [4]. Згідно з їх уявленнями, зі збільшенням глибини залягання і, відповідно, термобаричних умов нафтоматеринські породи спочатку генерують вуглеводні, які формують поклади важкої нафти, потім легкої, пізніше газоконденсатні і, нарешті, газові. Проте інформація, що була отримана при глибокому бурінні, на думку Б. Й. Маєвського, В. Р. Хомина, С. С. Куровця та ін. [5, 6, 7], показала невідповідність глибинної зональності розподілу покладів вуглеводнів згідно з вказаними теоретичними уявленнями.

Зони акумуляції нафти і газу в розрізі літосфери в різних геологічних умовах давніх та молодих платформ, складчастих територій приурочені до різних глибин. На більших глибинах переважно відкривають скупчення газоконденсату і газу. У той же час спостерігається, що на однакових або близьких глибинах і температурних рівнях в одних областях розміщені газові родовища (Зовнішня зона), а в інших – нафтові родовища (Внутрішня зона) [5].

У Зовнішній зоні переважну більшість становлять газові поклади, тому цю зону прогину називають зоною газонакопичення. Основні газоносні горизонти приурочені до міоценових відкладів. До них приурочено більшість газових родовищ північно-західної частини Зовнішньої зони, де продуктивними є відклади нижнього сармату. За даними фондових і опублікованих робіт, основною складовою частиною газів є метан, вміст якого змінюється в межах 92–99 %. Винятками є Макунівське і Красноільське родовища, де вміст CH_4 в окремих горизонтах знижується лише до 89 % [8]. Концентрація етану коливається від 0,01 до 3,65 %. Вміст пропану і бутану становить від слідів до 0,74–0,84 %, на деяких родовищах (Пинянське, Залужанське, Сусолівське) – 0,95–1,42 %. Максимальний вміст пентанів спостерігається в газах Макунівського, Грудівського, Летнянського і Новосільського родовищ (0,40–0,70 %).

У зв'язку з низькою концентрацією гомологів метану гази родовищ відносяться до “сухих”. Вміст азоту переважно невисокий – до 3 %. У газі Макунівського родовища (гор. НД-15) він складає 5 %, а в газі Красноільського родовища (гор. IV) досягає 9 % [8]. Кількість двооксиду вуглецю не перевищує 1,86 %, гелію – 0,001–0,016 %. У поодиноких випадках зустрічався сірководень в кількості від тисячних до десятих часток відсотка. Кондиційні значення вмісту гелію відсутні.

Слід звернути увагу на наявні розбіжності вмісту в газі окремих компонентів у групах горизонтів і навіть у покладах окремо взятих горизонтів. Кількість метану відрізняється на 2–5 %, інколи навіть на 5–11 % об'ємних, а інших компонентів – навіть на порядок. Це пов'язане як з природними змінами складу газу в покладах, так і з умовами відбирання і лабораторного дослідження його проб. Тому для виявлення закономірностей (тенденцій) зміни складу газів відносно глибини залягання покладів здійснено усереднення усіх індивідуальних компонентів за статистичними рядами вибірки в межах кожних 500 м інтервалів глибин.

Параметри газів розглядаються окремо для північно-західної і південно-східної частин Зовнішньої зони, оскільки ці частини дещо відрізняються за геологічними особливостями (різні відклади, глибини, тиски, температури тощо). Із наявних матеріалів [8], одержаних на основі дослідження свердловин, відібрані найбільш вірогідні виміри пластових тисків і температур і на цій основі побудовані їх епюри (рис. 1, 2). Від цих параметрів найбільше залежать величини стисливості газу Z , менше – від складу газу.

У південно-західній глибоко опущеній (Крукеницько-Лопушнянській) частині району до глибини приблизно 1800–2000 м пластові тиски практично дорівнюють умовним гідростатичним. Нижче спостерігається поступове збільшення відношення пластового тиску до умовного гідростатичного, так званого коефіцієнта аномальності, який на глибині 4 км досягає 1,4, на глибині 5 км збільшується до 1,5–1,7 (рис. 1А). Аналітичні розрахунки можна виконувати за рівнянням регресії:

$$P_{пл} = 100,6153 - \sqrt{10123,44 - 1988 \cdot H}, \quad (1)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;
 H – глибина, км.

Для встановлення достовірності обчисленого нами лінійного коефіцієнта кореляції використовують критерій Стюдента (t -критерій) та середню похибку коефіцієнта кореляції.

У нашому випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n - 1}} = \frac{1 - 0,9722}{\sqrt{51 - 1}} = \frac{0,0278}{7,0711} = 0,004.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки відповідно

$$t_r = \frac{0,986}{0,004} = 246,5.$$

Отже, це дає підставу вважати, що обчислені коефіцієнти кореляції точно характеризують щільність зв'язку між досліджуваними густинами менілітових і еоценових нафт та глибиною залягання їх покладів на Долинському родовищі.

У північно-східній припіднятій частині району пластові тиски, в усьому вивченому інтервалі глибин, практично дорівнюють умовному гідростатичному тиску, тобто зростають приблизно по 10 МПа на 1 км глибини (рис. 2А):

$$P_{пл} = 10 \cdot H. \quad (2)$$

Епюри температур для обох частин Зовнішньої зони подібні між собою (див. рис. 1Б та 2Б) і лише незначно відрізняються за величинами геотермічних градієнтів. У північно-західній частині усереднений градієнт складає 2,6 °С на 100 м, збільшуючись на північно-західній окраїні до 3–3,5 °С на 100 м. У північно-східній частині цей градієнт дорівнює 2,2 °С на 100 м і незначно змінюється, дещо зростаючи у напрямі північного заходу. Розрахунки пластової температури t в °С відносно глибини H в км для названих двох частин району можна здійснювати за такими рівняннями кореляції:

для південного заходу

$$t_{пл} = 15 + 25,8 \cdot H; \quad (3)$$

для північного сходу

$$t_{пл} = 14 + 21,6 \cdot H. \quad (4)$$

Як зазначалось вище, за результатами аналізів існує значна розбіжність у складі вільних газів, що робить малоефективним застосування класичної статистичної обробки наявних матеріалів. Проте, за домінуючим масивом точок вдається визначити тенденції до зміни вмісту в газі окремих компонентів, які в сумі характеризують повний (100 % об'ємних) склад флюїду на різних рівнях глибин залягання покладів для двох частин Зовнішньої зони – північно-західної (рис. 3–5) та південно-східної (рис. 6–8).

Склад газу зручніше розраховувати за пакетом рівнянь, які пов'язують вміст кожного компонента в об'ємних процентах з глибиною H в км. Для північно-західної частини району це рівняння:

$$CH_4 = 98,5 - 0,8 \cdot H; \quad (5)$$

$$C_2H_6 = 0,035 + 0,24 \cdot H; \quad (6)$$

$$C_3H_8 = 0,045 + 0,13 \cdot H; \quad (7)$$

$$C_4H_{10} = 0,02 + 0,077 \cdot H; \quad (8)$$

$$C_5H_{12+v} = 0,057 + 0,044 \cdot H; \quad (9)$$

$$CO_2 = 0,13 + 0,25 \cdot H; \quad (10)$$

$$N_2 = 0,8 + 0,21 \cdot H. \quad (11)$$

Для південно-східної частини району подібні рівняння мають вигляд:

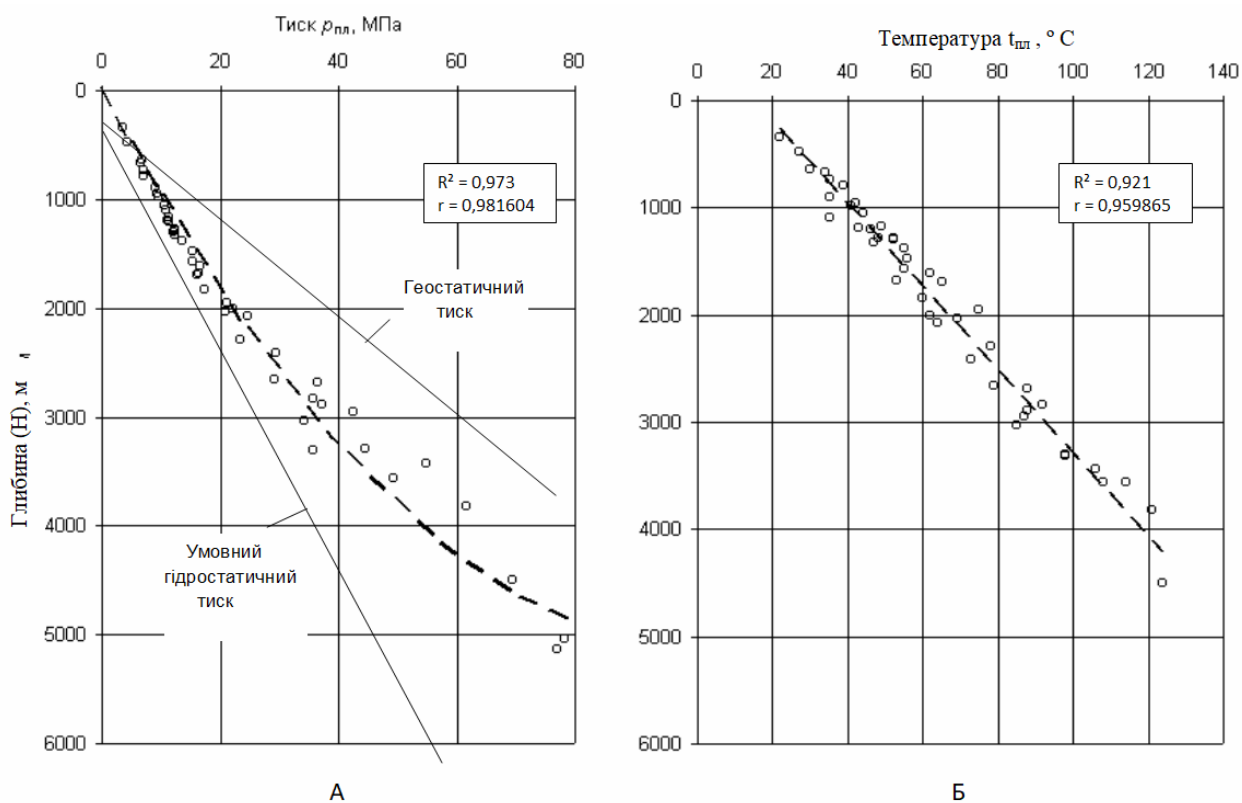


Рисунок 1 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території північно-західної частини Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

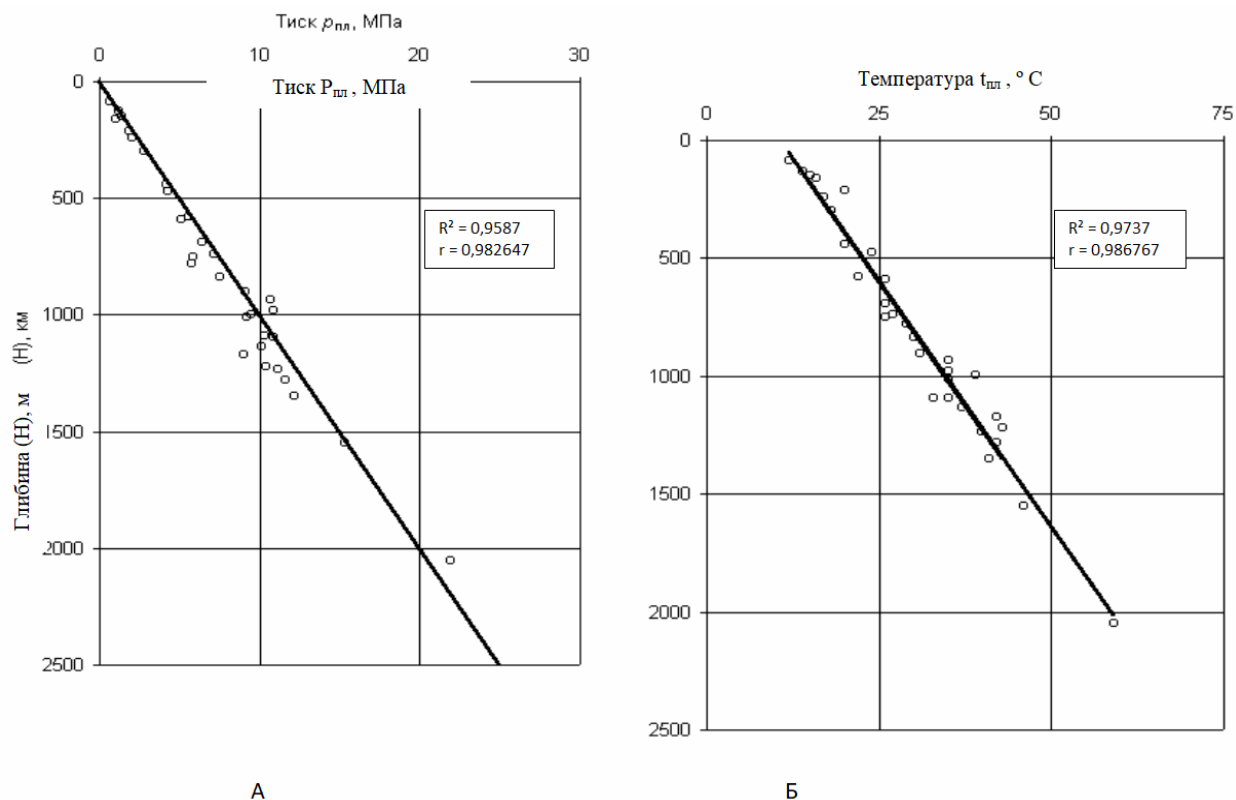


Рисунок 2 – Залежність пластових тисків (А) і температур (Б) від глибини на території південно-східної частини Зовнішньої зони (Склад Чорний Е. О. за матеріалами УкрДГРІ)

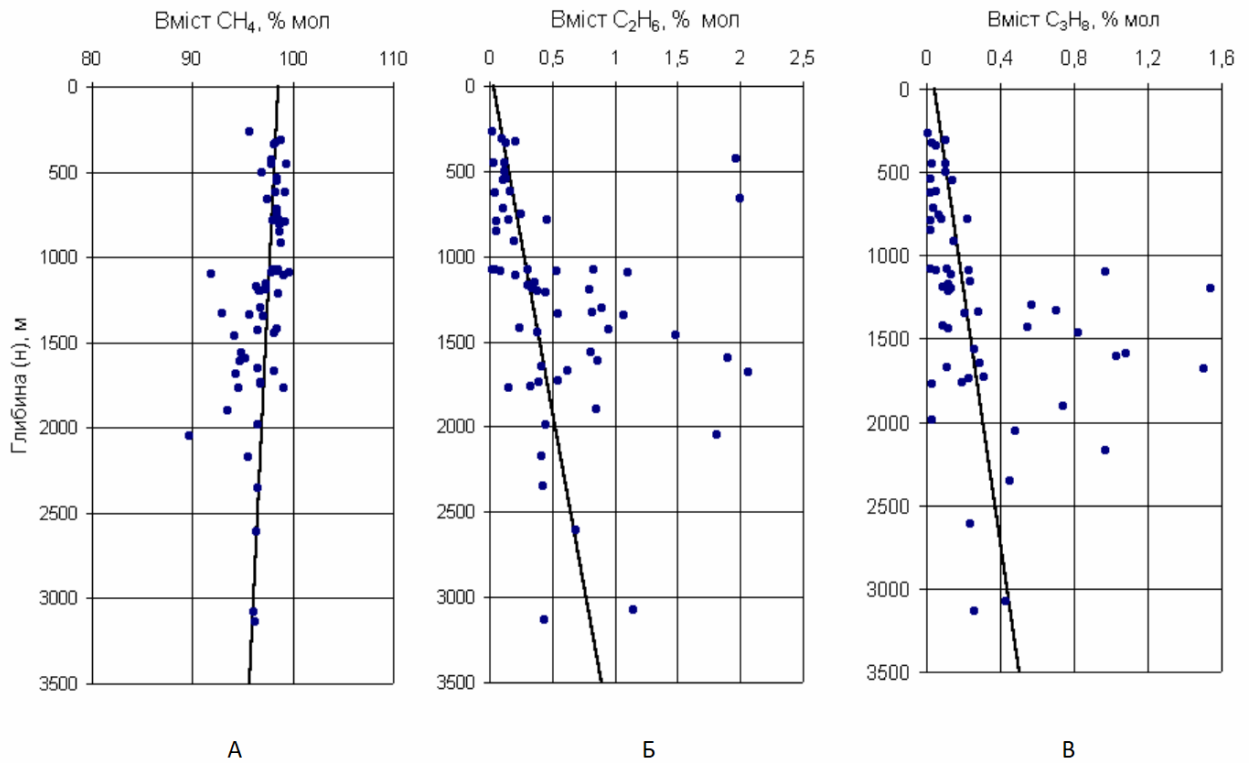


Рисунок 3 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

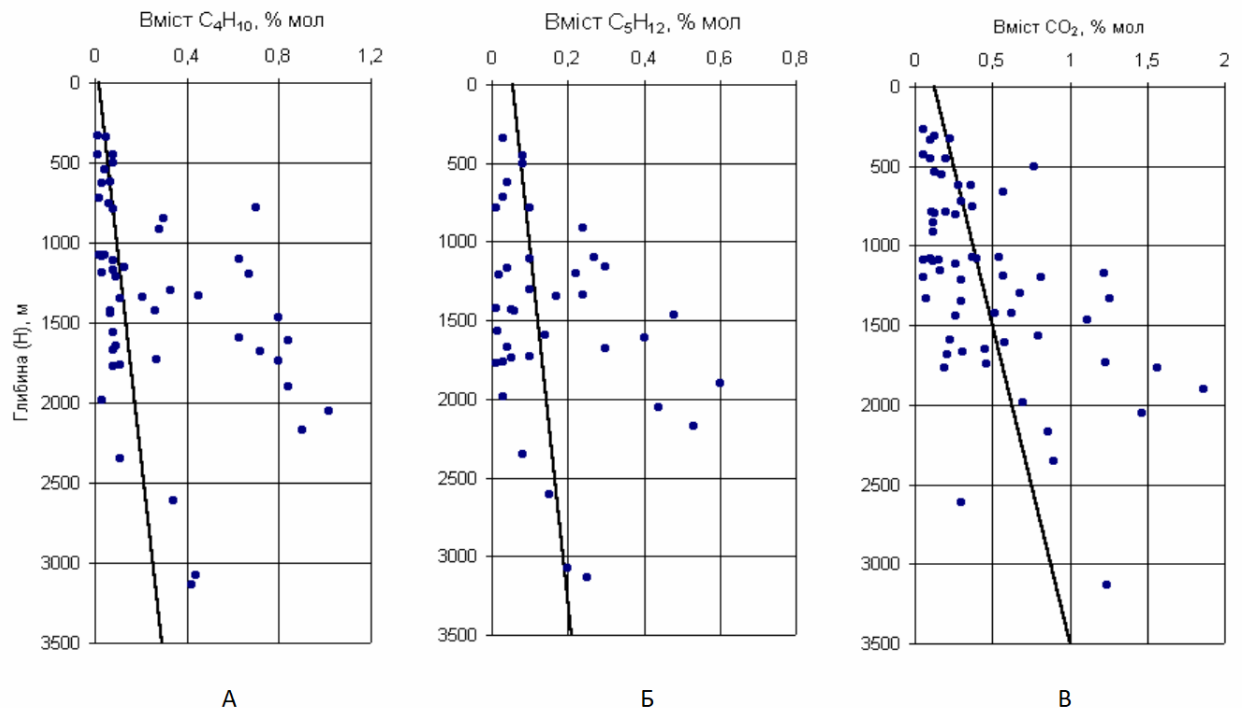


Рисунок 4 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

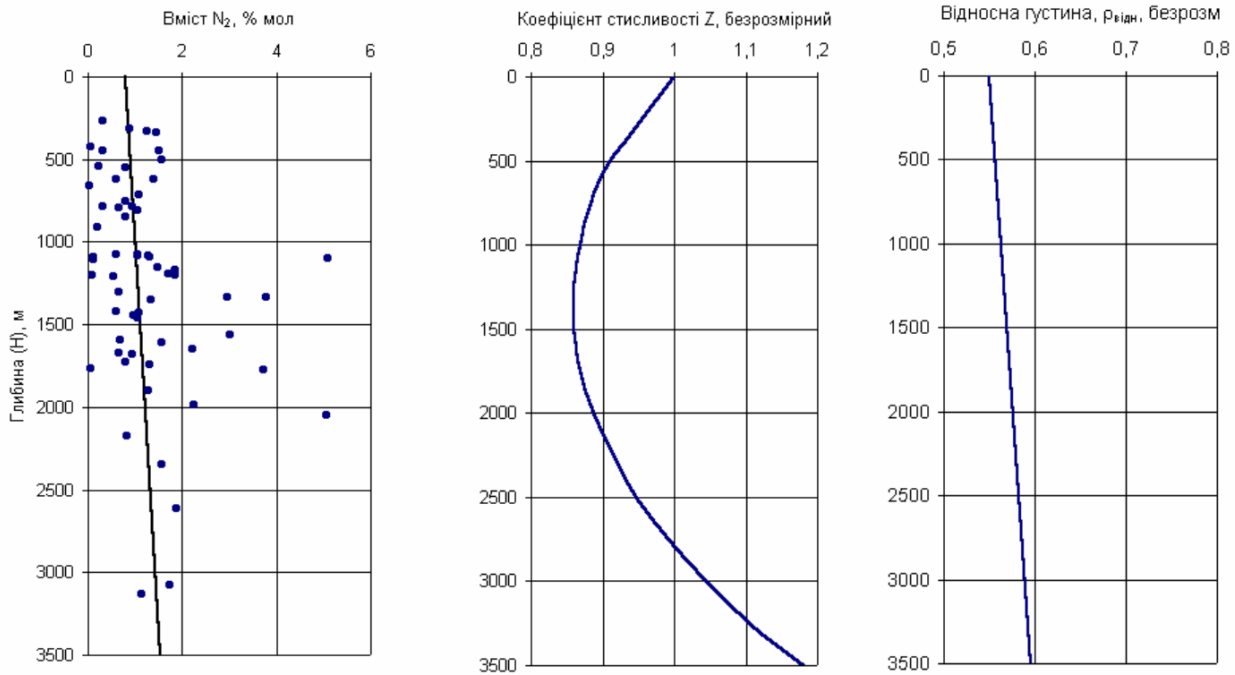


Рисунок 5 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у північно-західній частині Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

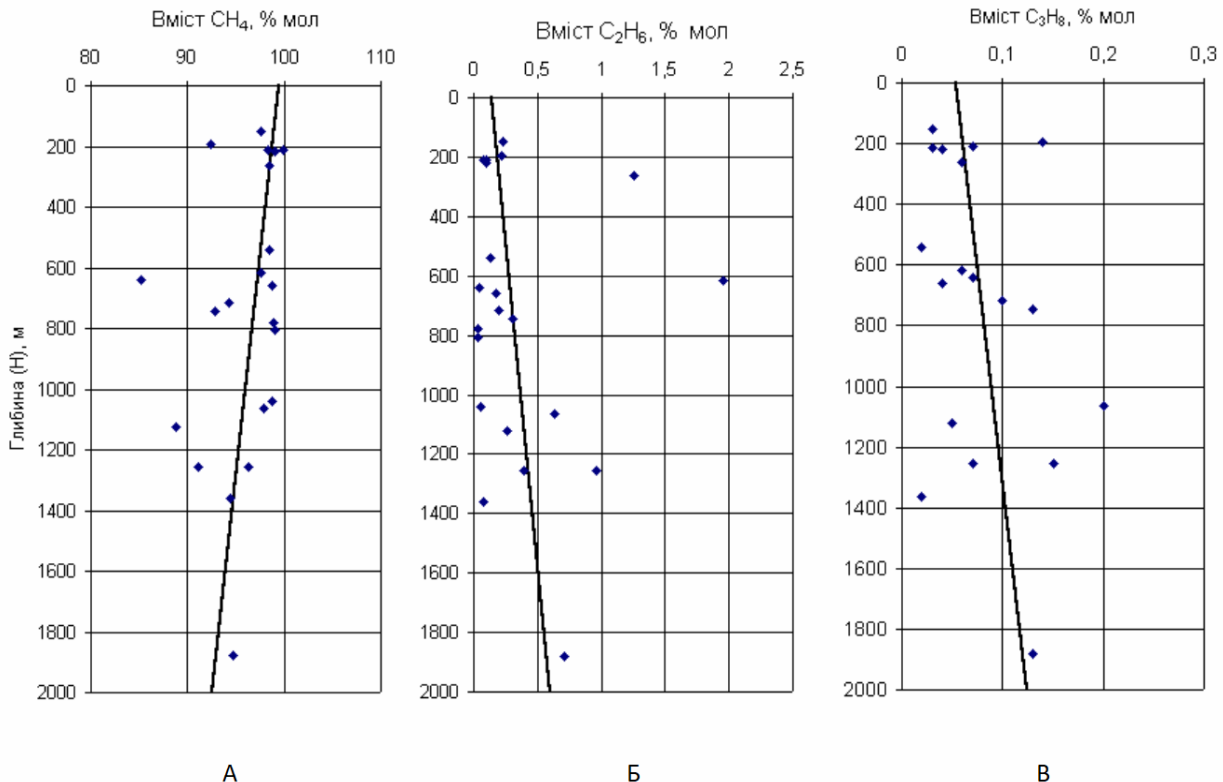


Рисунок 6 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту метану, етану і пропану) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склад Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

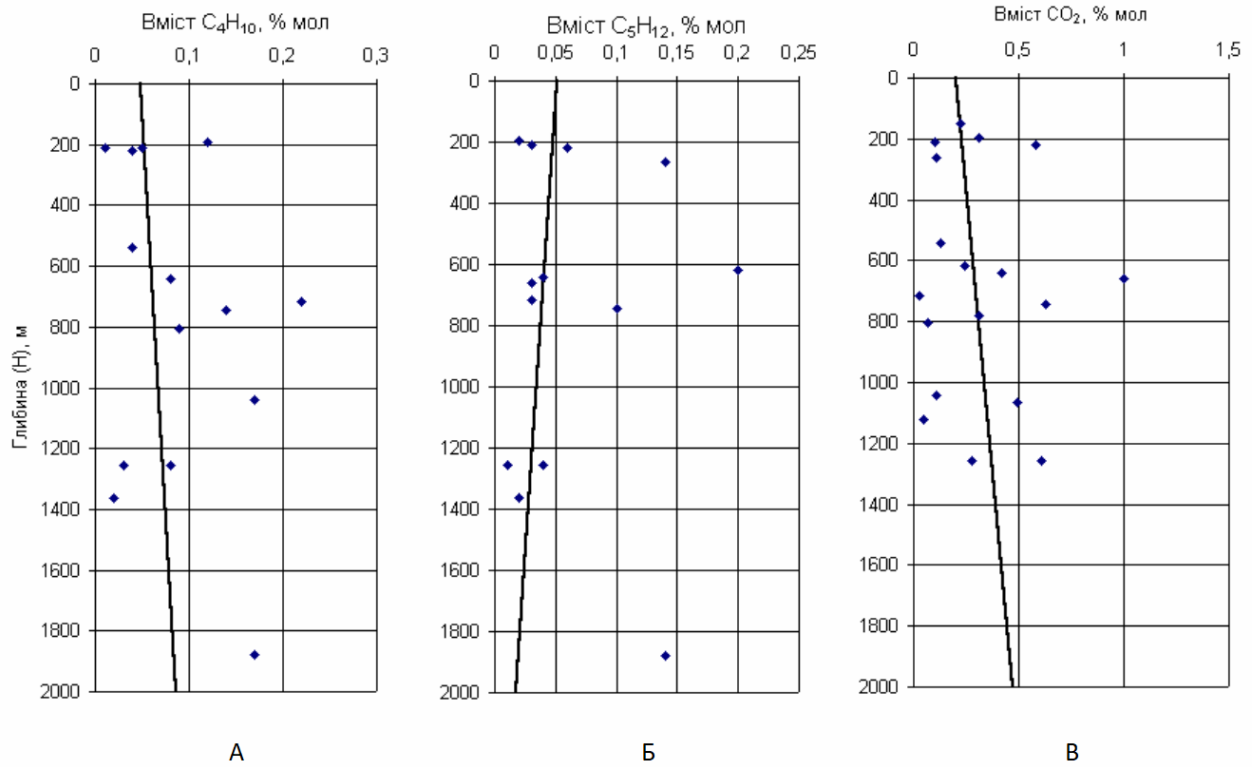


Рисунок 7 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту бутану, пентанів+вищі та двооксиду вуглецю) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

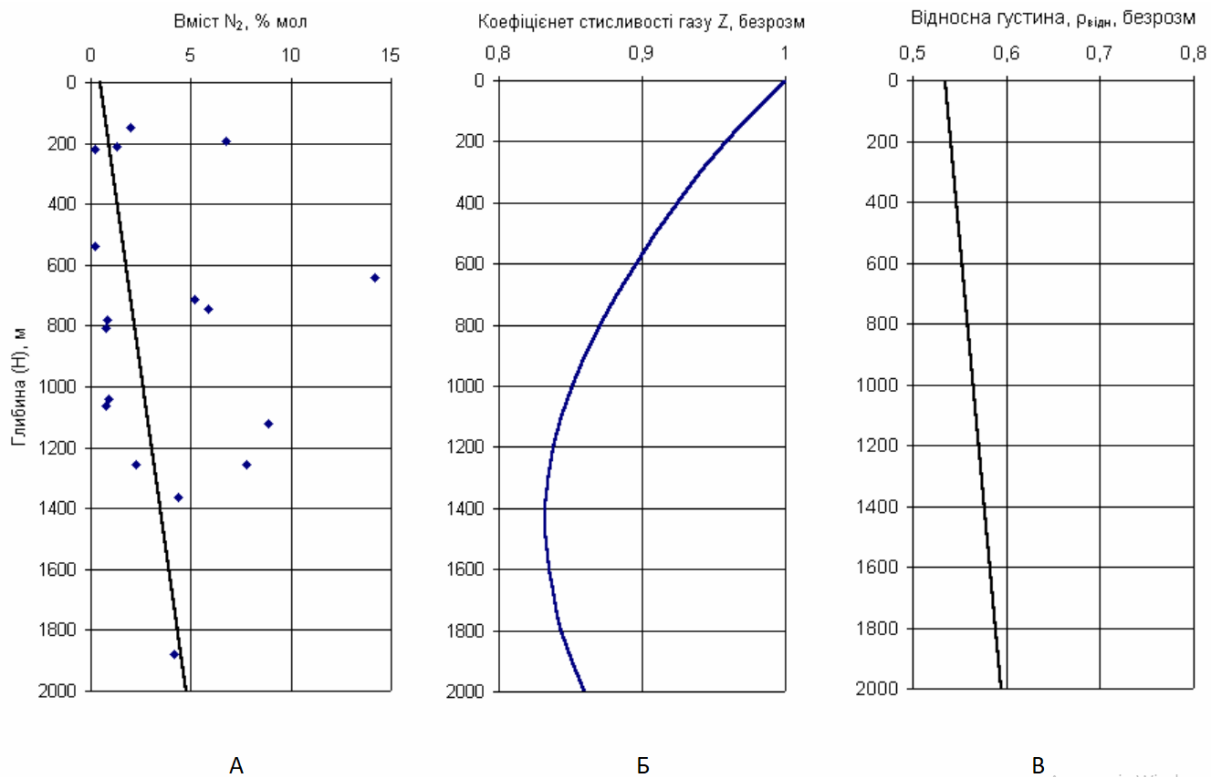


Рисунок 8 – Зміна складу і властивостей газів (вмісту азоту, коефіцієнта стисливості та відносної густини) з глибиною залягання покладів у південно-східній частині Зовнішньої зони (Склав Чорний Е.О. за матеріалами УкрДГРІ)

$$\text{CH}_4 = 99,5 - 3,5 \cdot H; \quad (12)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,138 + 0,23 \cdot H; \quad (13)$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,054 + 0,035 \cdot H; \quad (14)$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,0483 + 0,0193 \cdot H; \quad (15)$$

$$\text{C}_5\text{H}_{12+v} = 0,0513 - 0,017 \cdot H; \quad (16)$$

$$\text{CO}_2 = 0,2 + 0,135 \cdot H; \quad (17)$$

$$\text{N}_2 = 0,45 + 2,2 \cdot H. \quad (18)$$

Коефіцієнт стисливості газу Z , як один з двох (разом з газонасиченим об'ємом покладу) підрахункових параметрів для визначення (оцінки) запасів газу об'ємним методом, був одержаний з відомих графіків Брауна із співавторами за значеннями псевдоприведених тисків і температур (криві на рис. 5Б, 5В, 8Б та 8В). Він розраховувався для різних глибин за властивими цим глибинам складом газу згідно з рис. 3–8 і рівняннями 5–18 та величинами пластових тисків і температур згідно з рис. 1, 2 та рівняннями 1 і 2.

На рис. 5 та 8 зображений характер зміни коефіцієнта стисливості Z з глибиною. Це складні криві з різноспрямованими відрізками (спадними і наростаючими значеннями Z), які можна описати двома окремими рівняннями. Значення безрозмірних коефіцієнтів Z відносно глибини H в км для північно-західної частини Зовнішньої зони можна розрахувати за рівняннями:

в інтервалі глибин 0–1,4 км –

$$Z = 1 - 0,216 \cdot H + 0,083 \cdot H^2; \quad (19)$$

в інтервалі глибин 1,4–3,5 км –

$$Z = 1,003 - 0,203 \cdot H + 0,073 \cdot H^2. \quad (20)$$

Для південно-східної частини Зовнішньої зони ці рівняння мають такий вигляд:

в інтервалі глибин 0–1,4 км –

$$Z = 1 - 0,217 \cdot H + 0,068 \cdot H^2; \quad (21)$$

в інтервалі глибин 1,4–2 км –

$$Z = 1,004 - 0,241 \cdot H + 0,084 \cdot H^2. \quad (22)$$

Таким чином для різних газодинамічних розрахунків потрібні величини безрозмірної відносної густини газів $\rho_{\text{відн}}$. Вона розрахована для різних глибин за складом газу з використан-

ням принципу адитивності $\rho_{\text{відн}} = \sum_1^n x_i \rho_{\text{відн},i}$,

тобто, як сума добутоків вмісту x_i кожного n -го компонента в частках одиниці на відносну густину цього компонента, взяту з довідкової літератури [9, 10]. Зміна відносної густини газу з глибиною зображена на рис. 5В та 8В і може бути розрахованою на заданих глибинах H в км для північно-західної і південно-східної частин Зовнішньої зони відповідно за рівняннями:

$$\rho_{\text{відн}} = 0,0129 \cdot H + 0,55; \quad (23)$$

$$\rho_{\text{відн}} = 0,030 \cdot H + 0,535. \quad (24)$$

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину нами проводились дослідження на конденсатність на Залужанському, Сусолівському, Грушівському, Летнянському та інших родовищах. Поклади газу з конденсатом пов'язані переважно з відкладами нижньодашавської підсвіти міоцену та гельвет-мезозою. Для Угерського, Рудківського і Більче-Волицького родовищ матеріали про дослідження на конденсатність втрачені, значення початкового потенційного вмісту конденсату оцінені за кількістю C_{5+} в газі і молярною масою дегазованого конденсату [8]. Глибини залягання продуктивних покладів різні: 900–1200 м (Глинківське, Угерське родовища), 1450–1700 м (Летнянське, Гайське, Рудківське, Східно-Довгівське родовища), 1700–3600 м (Залужанське, Грушівське, Сусолівське, Майницьке родовища).

Загалом, виходи стабільного конденсату (конденсатогазові фактори – КГФ) невеликі – від 2,7–6,4 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (Мединицьке родовище) до 101,6 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (Гайське родовище). Спостерігається лише невпевнена тенденція збільшення КГФ з глибиною залягання покладів, проте діапазон розбіжності дуже значний. Наявність конденсату в помітних кількостях притаманна лише нижнім горизонтам дашавської світи (НД-15÷16) і гельвет-мезозойським відкладам.

Конденсат служить незначним додатком у видобутку газу. В умовах багатопластових родовищ пластові гази верхніх пластів практично сухі, тобто без конденсату.

Потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} досить низький, від 2,7 $\text{г}/\text{м}^3$ (Мединицьке родовище, свердловина 11, інтервал випробування 1331–1344 м, сенонські відклади) до 79,67 $\text{г}/\text{м}^3$ (Гайське родовище, свердловина 6, інтервал 1828–1843 м, гельвет). Конденсати від легких, 659–760 $\text{кг}/\text{м}^3$ до середніх – 813 $\text{кг}/\text{м}^3$ і важких – 833 $\text{кг}/\text{м}^3$. Молекулярна маса їх складає 94–178 $\text{г}/\text{моль}$. Вміст бензинових фракцій (випарання до 200 °С) переважно досягає 80–95 %. Конденсати майже не вміщують смол, сірки, парафінів (за винятком Сусолівського родовища, нижній сармат, де вміст парафіну складає 4,35 % мас., і Летнянського, гельвет – 4,86 % мас.) [11].

У зв'язку з низьким вмістом вуглеводнів C_{5+} у пластових газах родовищ Зовнішньої зони дослідження рекомбінованих пластових газоконденсатних проб виконувались рідко, лише у випадках, коли вміст конденсату перевищував 30 $\text{г}/\text{м}^3$. Кінцеві пластові втрати конденсату (при $p = 0,0981$ МПа і $t_{\text{пл}} = \text{const}$), що були визначені нами експериментально на установці УГК-3, невеликі і змінювалися від 1,2 % (Гру-

шівське родовище, н.сармат) до 31 % (Гайське родовище, гельвет), переважно від 4–6 до 14 %. Звідси коефіцієнти конденсатовилучення відповідно складають від 0,98 до 0,69, пересічно 0,86–0,96.

Таким чином, для нижньодашавських (горизонти від НД-15 і нижче) і гельвет-мезозойських відкладів як усереднені прогнозні підрахункові параметри нами рекомендуються: потенційний вміст конденсату 22 г/м³, коефіцієнт конденсатовилучення 0,92. Усереднення цих параметрів окремо для названих відкладів практично не відрізняються. Для горизонтів вище НД-15 прогнозувати вміст конденсату недоцільно, оскільки він переважно низький і промислового значення не матиме.

Література

1. Леворсен А. Геология нефти и газа / Пер. с англ. под редакцией Н. Б. Вассоевича, М. К. Калинин. Москва: Мир, 1970. 640 с.
2. Неручев С. Г. Взаимосвязь между стадийностью нефтегазообразования и размещением нефти и газа в бассейнах. *Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа*. Москва: Наука, 1978. С. 65–75.
3. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Москва: Недра, 1969. 240 с.
4. Нефтегазоносные провинции Украины / Доленко Г.Н. и др. Киев: Наукова думка, 1985. 172 с.
5. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Українських Карпат: монографія / Маєвський Б. І. та ін.; за ред. Б. І. Маєвського. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2012. 208 с.
6. Хомин В. Р. Геолого-статистичне моделювання термобаричних умов глибоко занурених горизонтів. Тезиси докладов V Международной конференции «Крым-2003». *Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона*. Гурзуф, 8–13 сентября 2003. Симферополь. 2003. С. 82–83.
7. Хомин В. Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 2(7). С. 49–54.
8. Атлас родовищ нафти і газу України. Томи IV і V. Львів: УНГА, 1998. 710 с.

9. Крупський Ю. З., Марусяк В. П. Відновлення покладів вуглеводнів та виявлення ліквідованих свердловин з пропущеними продуктивними горизонтами (на прикладі західного НГР). *Scientifik Journal "Science Rise"*. 2015. 8/1 (13). С. 25–31.

10. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Б. Й. Маєвський та ін. *Геоінформатика*. 2011. № 3. С. 31–35.

11. Петраш Ю. І., Чорний Е. О. Графоаналітичний спосіб визначення вмісту і коефіцієнта вилучення конденсату за промисловими даними. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції*. Том 1. (Трускавець, 7–11 жовтня 2019 р.). Трускавець, 2019. С. 168–173.

References

1. Levorsen A. Geologiya nefiti i gaza / Per. s angl. pod redaktsiei N. B. Vassoevicha, M. K. Kalinko. Moskva: Mir, 1970. 640 p. [in Russian].
2. Neruchev S. G. Vzaimosvyaz mezhdru stadijnostyu neftegazoobrazovaniya i razmesheniem nefiti i gaza v bassejnah. *Osadochno-migracirnnaya teoriya obrazovaniya nefiti i gaza*. Moskva: Nauka, 1978. P. 65–75. [in Russian].
3. Neruchev S. G. Nefteproizvodyashie svity i migraciya nefiti. Moskva: Nedra, 1969. 240 p. [in Russian].
4. Neftegazonosnye provincii Ukrainy / Dolenko G.N., i dr. Kiev: Naukova dumka, 1985. 172 p. [in Ukrainian].
5. Novitni doslidzhennia heolohichnoi budovy i perspektiv naftohazonosnosti hlyboko zanurenykh horyzontiv Ukrain'skykh Karpat: monohrafiia. /Maievs'kyj B. I. ta in.; za red. B. I. Maievs'koho. Ivano-Frankivs'k, IFNTUNH, 2012. 208 p. [in Ukrainian].
6. Khomyn V. R Geologo-statistichne modelyuvannya termobarichnih umov gliboko zanurenih gorizontiv. Tezisy dokladov V Mezhdunarodnoj konferencii «Krym-2003». *Problemy geodinamiki i neftegazonosnosti Chernomorsko-Kaspijskogo regiona*. Gurzuf, 8–13 sentyabrya 2003. Simferopol, 2003. P. 82–83. [in Ukrainian].
7. Khomyn V. R. Osoblyvosti termobarychnykh umov ta naftohazonosnosti nadr Peredkarpats'koho prohynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2003. No 2(7). P. 49–54. [in Ukrainian].

8. Atlas rodovyskh nafty I hazu Ukrainy. Tomy IV i V. Lviv: UNHA, 1998. 710 p. [in Ukrainian].

9. Krupskiy Yu. Z., Marusiak V. P. Vidnovlennia pokladiv vuglevodniv ta vyivlennia sverdlonyn z propushchenymy produktyvnymy horyzontamy (na prykladi zakhidnoho NHR). *Scientifik Journal "Science Rise"*. 2015. 8/1 (13). P. 25–31. [in Ukrainian].

10. Prohnozuvannia fazovoho stanu vuhlevodniv na velykykh hlybynakh u Peredkarpats'komu prohyni / Maievs'kyj B. J. ta in. *Heoinformatyka*. 2011. No 3. P. 30–35. [in Ukrainian].

11. Petrash Yu. I., Chornyj E. O. Hrafoanalitichnyj sposib vyznachennia vmistu i koefitsiienta vyluchennia kondensatu za promyslovymy danymy. *Nadrokorystuvannia v Ukraini. Perspektyvy investuvannia: materialy VI Mizhnarodnoi naukovo-praktychnoi konferentsii. Tom 1. (Truskavets', 7 – 11 zhovtnia 2019 r.)* Truskavets', 2019. P. 168–173. [in Ukrainian].