

ПРОГНОЗУВАННЯ ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ

© Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, М.І. Манюк, С.С. Куровець, Т.В. Здерка, 2011

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

The article is devoted to the analysis of actual data of oil and gas deep horizons all over the world. Great attention is paid to oil and gas presence deeply in the Carpathian flexure. Mentioned in the paper are the results of drilling of ultra deep oil and gas wells in this area. Geological and statistical dependence between initial deposit pressure and temperature changes of the Carpathian flexure was established with a sufficient accuracy of results. That established expressed linear inverse close link between the values of the studied reservoir density and gas content of oil. It allowed us to predict vertical zoning of hydrocarbon phase state in the Carpathian flexure.

Keywords: phase state, oil, gas, deposit temperature, reservoir pressure, the Carpathian flexure.

Вивчення фазового складу вуглеводнів (ВВ) на великих глибинах свідчить про переважання газу і газоконденсату над нафтою. На зональне розміщення нафтових, газових і газоконденсатних покладів у різних регіонах (Кримський півострів та прилеглий шельф, Дніпровсько-Донецька западина, Західний Сибір, Передкавказзя, Передкарпаття, Південнокаспійська і Прикаспійська западини) вказувало багато дослідників [1–3]. Для пояснення цього явища застосовували гіпотези сегрегації ВВ у процесі їх латеральної міграції у водорозчиненому стані, впливу на склад флюїдів, що утворюються, типу вихідної органічної речовини тощо. Деякими дослідниками, услід за А.Ф. Добрянським (1948), показаний значний вплив термодинамічних умов на фазовий стан вуглеводневих покладів.

Промислові газові, газоконденсатні, нафтові, а також фазово-гетерогенні поклади на глибинах понад 4 км встановлені у понад 70 нафтогазоносних басейнах (НГБ) світу. Серед них такі значні газові родовища, як Гомес (283 млрд м³) і Паккет (184 млрд м³) у прогині Делавер Пермського НГБ, Лак (400 млрд м³, Аквітанський НГБ), газоконденсатні поклади таких відомих родовищ, як Яблунівське (Дніпровсько-Донецька западина), Малоса (Адріатичний НГБ) та ін. Сумарні розвідані запаси глибокозанурених комплексів зазначених НГБ для рідких і газоподібних ВВ становлять відповідно майже 3,8 трлн т і понад 8,5 трлн м³.

Основні показники промислової нафтогазоносності великих глибин отримані на території США, де глибоке (понад 4 км) буріння почалося більше півстоліття тому і де пробурено майже 1350 свердловин з глибиною понад 6,1 км (причому в решті країн світу їх лише близько 300).

Пошуки і розвідка промислових скупчень ВВ на великих глибинах вже нині є головним напрямом геологорозвідувальних робіт у багатьох

нафтогазоносних провінціях (Прикаспійська, Тіманно-Печорська, Маракаїбо, не кажучи вже про Пермську, Мідконтинент, Галф-Коста та інші північноамериканські провінції), що є актуальним і для Карпатської нафтогазоносної провінції, Передкарпатського прогину зокрема, особливо стосовно прогнозування фазового стану глибокозанурених покладів ВВ.

Нова геотектонічна концепція – неомобілізм – стала поштовхом для модернізації поглядів на генезис вуглеводнів, їх міграцію та акумуляцію. Вона дає змогу зблизити альтернативні гіпотези нафтогазоутворення не лише в геолого-геохімічному аспекті, а й, що дуже важливо для фазового стану вуглеводнів, особливо на великих глибинах, з термодинамічних позицій.

Аналіз розподілу нафти і газу в усіх відомих родовищах світу показав, що за сталої температури із зростанням глибини спостерігається зміна покладів газу газоконденсатами і потім важкою нафтою, що зумовлена гальмівною дією зростаючого тиску пласта на деструкцію ВВ. Виникнення надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) у таких умовах сприяє формуванню і, особливо, збереженню нафтових скупчень.

Теоретичному обґрунтуванню зміни з глибиною нафтових покладів газоконденсатними і газовими присвячені роботи [1, 4], в яких встановлено межі існування рідких ВВ. Деякі дослідники вважають, що зони зникнення нафтових покладів розміщуються під ізотермічною поверхнею 200 °С, яка залягає залежно від термоградієнтів на глибинах від 2,8 до 9,5 км. Проте існують і відхилення від цих уявлень.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану ВВ свідчить про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень за температур, що досягають 220–232 °С. Так, у Східному Передкавказзі поклади нафти (Північнобрагунське,

Гудермес, Андреевське та ін.) відомі в умовах пластових температур ($T_{пл}$) до 160–190 °С на глибинах до 5,8 км. Як правило, у глибокостанурених покладах пластів тиски ($P_{пл}$) перевищують умовні гідростатичні більш ніж у 1,5 рази [5]. На родовищах Марун і Північний Марун, розміщених у передкладчастому крилі Передзагоського прогину, пластів температури становлять відповідно 185 і 230 °С. Поклади нафти і нафтоконденсату за температур понад 200–220 °С відкриті в нафтогазових басейнах Мексиканської затоки. На родовищі Парадон (Мексика) з глибини 6,473 км (карбонатна крейда) одержано дебіти нафти близько 1 тис. т/добу. В США (Галф-Коста) з пісковиків на глибинах 6,060–6,536 км, в яких зафіксовані аномально високі пластів тиски (АВПТ) досить високих значень, давно добувають нафту на родовищах Лейк-Берр і Лейк-Вашінгтон. Тут особливу увагу привертає смуга розвитку верхньокрейдяних пісковиків Тускалуса, оскільки в них на глибинах 4,6–6,5 км за пластів температури до 232 °С розробляють нафтове родовище Фріленд і понад десяток нафтогазоконденсатних. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано з глибин 6,2–6,5 км з живецьких вапняків доальпійського фундаменту Румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса. У Паданській западині (Адріатичний басейн) з тріасових вапняків у св. 1-Віла Фортуна на глибині 6,2 км добовий дебіт нафтового фонтану становить 795 т, газу – 990 м³ [6–8 та ін.].

За результатами детального геохімічного вивчення відкладів (L.C. Price, 1981, 1982), які розкриті надглибокими свердловинами в США (Джакобс-1, 7544 м; Берта-Роджерс-1, 9525 м; Мак-Нейр-1, 6905 м), в інтервалі температур від 220 до 296 °С і за ступенем катагенезу АКІ у породах мезозою та палеозою виявлено високий вміст високомолекулярних (C_{15+}) вуглеводневих компонентів.

Дослідження газорідних включень в епігенетичних мінеральних утвореннях дає можливість моделювати процес фазових перетворень ВВ і вважати, що рідка фаза може існувати до температури 360–370 °С, етан і важкі гомологи метану – до 450 °С. В інтервалі 450–1400 °С зберігається тільки метан, вміст якого з підвищенням температури поволи зменшується. Однак максимальний вміст рідких вуглеводневих компонентів приурочений до низькотемпературних (до 200–220 °С) гідротермальних систем. В інтервалі температур 220–360 °С одночасно відбуваються метанізація рідких ВВ і конденсація їх асфальто-смолистих компонентів з перетворенням за температур понад 360–400 °С відповідно в антраксоліти та графіт-вуглисті речовини [9].

Геотермічні умови Передкарпаття відрізняються своєрідністю і складністю. Тепловий ре-

жим тут визначається передусім приналежністю до зони зчленування Східноєвропейської платформи зі складчастими спорудами Карпат. Специфіка геологічних особливостей зумовлює підвищену густину теплового потоку і неоднорідність геотермічного поля.

Пошуки глибокостанурених вуглеводневих покладів в Українському Передкарпатті почалися з буріння св. 1-Луги і 1-Шевченкове. Під час буріння останньої на глибині близько 7 км зафіксовані інтенсивні нафтогазопрояви з тріщинуватих пісковиків нижньої крейди. За фізико-хімічними властивостями нафти дещо важкі (874,2–875,8 кг/м³) із значним вмістом парафіну (11,42 %) та смоли (10 %). Припливи нафти на глибинах понад 5 км одержали із св. 2-Новосхідниця (5476–5984 м), 1-Північна Завода (5704–5797 м), 17-Семигинів (5200–5245 м) та ін. Проте практично всі відкриті промислові поклади нафти в Передкарпатті розміщені на глибинах, менших ніж 5 км, де пластів температури і тиски нижчі (відповідно 120 °С і 80 МПа).

З метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами, що характеризують термобаричні умови, проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів з використанням кореляційного і регресивного аналізів. Ці методи належать до статистичного аналізу результатів вимірів, який і був покладений в основу програмного пакету STATISTICA, що з успіхом використовується для обробки геологічної інформації за допомогою комп'ютера.

У конкретному випадку досліджують зв'язок між пластів температурою і пластів тиском. Аналізують тісноту зв'язку між ними та проводять підбір рівняння регресії, яке супроводжується коефіцієнтом лінійної кореляції $K_{xy}(r)$ і величиною вибірки n . Коефіцієнт кореляції показує ступінь відхилення певної статистичної залежності від функціонального лінійного зв'язку – відхилення тим вище, чим менша абсолютна величина $K_{xy}(r)$.

Для безпосереднього вирішення завдання прогнозування термобаричних параметрів і фазового стану флюїдів глибокостанурених горизонтів Передкарпаття нами використано наявні на сьогодні фактичні матеріали заміру початкових термобаричних умов 80 нафтових і 11 газоконденсатних покладів родовищ Передкарпаття, а також методи геолого-статистичного моделювання.

У результаті проведених досліджень отримано геолого-статистичні залежності зміни початкових пластів тисків і температур (рис. 1) Передкарпатського прогину.

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що зв'язок між пластів тиском і температурою описується лінійною залежністю $T_{пл} = 28,8919 + 1,2399 P_{пл}$.

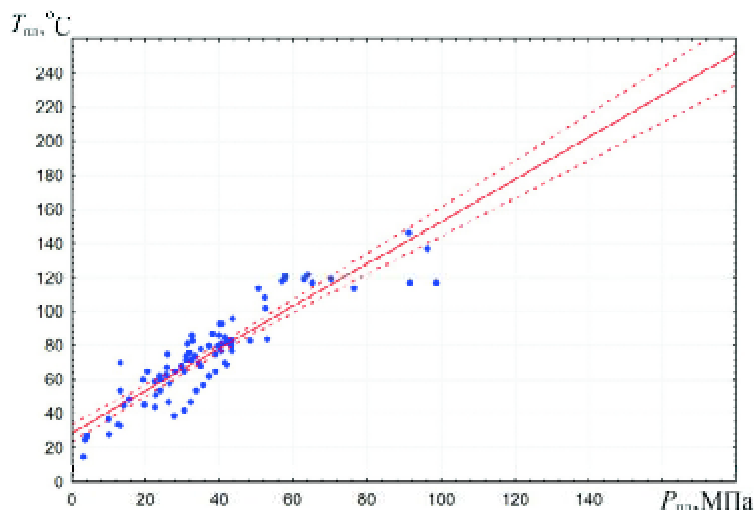


Рис. 1. Кореляційна залежність між пластовими температурами ($T_{пл}$) і пластовими тисками ($P_{пл}$): $P_{пл}/T_{пл}$; $r^2 = 0,8105$; $r = 0,9003$; $T_{пл} = 28,89 + 1,4 P_{пл}$

Слід відзначити, що коефіцієнт кореляції r становить 0,90 (рис. 1). Як видно з отриманих результатів, він близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для встановлення достовірності обчисленого нами лінійного коефіцієнта кореляції використано критерій Стюдента (t -критерій): $t_r = r/\mu_r$, де μ_r – середня похибка коефіцієнта кореляції, яку визначають за формулою

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}}.$$

За достатньо великої кількості спостережень ($n > 50$) коефіцієнт кореляції можна вважати достовірним, якщо він перевищує свою похибку втричі; якщо він менший, ніж втричі, то зв'язок між досліджуваними ознаками X і Y не доведено.

У нашому випадку середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,8105}{\sqrt{86-1}} = \frac{0,1895}{9,2195} = 0,020.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки $t_r = 0,90/0,020 = 45,00$.

Отже, це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними ознаками початкових пластових тисків і пластової температури Передкарпатського прогину, а температура і тиск у його надрах зростають лінійно та одночасно, що, у свою чергу, має впливати на фазовий стан ВВ на значних глибинах.

Згідно з [13], критична межа у відношенні газу до нафти залежно від конкретних умов того чи іншого нафтогазоносного району становить від 1000 до 1500 м³/т. За дуже високих тисків і температур (понад 100 МПа і 200 °С) вся нафта

розчиняється у газі, а нижче цієї критичної межі увесь газ розчиняється у нафті. За даними [14], нафти перехідного стану характеризуються високим вмістом газу (300–800 м³/м³), нафти звичайні – до 300 м³/м³. Водночас зазначено [12], що газовий фактор нафт перехідного типу, які за своїми фізичними властивостями займають проміжне положення між пластовими нафтами і газоконденсатами, досягає 1000 м³/м³ і більше.

У Передкарпатському прогині виявлено залежність між газовмістом нафт і глибиною залягання продуктивних горизонтів. Вміст газу у звичайних нафтах на глибинах 1–2 км збільшується з 50 до 100 м³/м³, в інтервалі 2–3 км – з 100 до 165 м³/м³, в інтервалі 3–4 км – з 165 до 265 м³/м³. Для нафти перехідного стану приріст вмісту газу становить для тих самих інтервалів глибин відповідно 170–175, 225–320 і 320–470 м³/м³ [15]. Виходячи з наведеного, можна вважати, що звичайні пластові нафти в Передкарпатському прогині на глибинах близько 5000 м заміщаються нафтами перехідного стану. В інтервалі глибин від 5 до 8–9 км, особливо в нижніх частинах зони, можуть переважно розміщуватись поклади нафти перехідного стану, часто з параметрами, близькими до критичних ($T_{пл} = 190–220$ °С, $P_{пл} = 120–130$ МПа, $\Gamma_{\phi} = 1000–1300$ м³/м³ і дещо вищі), нафтові поклади з великими газовими шапками або газоконденсатні поклади з облямітками рідких ВВ.

На наявність рідких ВВ у глибокостанурених горизонтах (5–8 км) Передкарпатського прогину вказує і відсутність закономірних змін геохімічних показників нафти залежно від глибини її залягання, в тому числі нафти з глибини 7014 м із св. 1-Шевченкове. За даними [16], лінії регресії зміни властивостей нафти і конденсату з палеогенового комплексу порід збігаються на гли-

бинах близько 8 км. Це дало підставу зробити висновок про наявність нижче цих глибин нафтогазових і газоконденсатних вуглеводневих сумішей з густиною рідкої фази 800–810 кг/м³.

Наявність нафти перехідного стану в інтервалі глибин 1000–3000 м з високим газовмістом (470–485 м³/м³) зумовлена міграцією вуглеводневих систем з глибокозанурених горизонтів прогину. Фізико-хімічні властивості і вуглеводневий склад високопарафіністої нафти багатьох родовищ Передкарпаття (Гвіздецького, Пнівського, Долинського, Північнодолинського, Струтинського, Бориславського та ін.) вказують на ознаки в них “первинних” газоконденсатів [17], які утворились у жорстких термобаричних умовах глибокозанурених зон. Саме цим і зумовлена наявність нафти і конденсату (М.П. Габінет та ін., 1990) з важким ізотопом вуглецю (від –23,6 до –25,5 ‰) у верхній частині осадового комплексу.

На наявність нафт перехідного стану на великих глибинах вказують і фактичні кореляційні залежності пластової густини нафт Передкарпаття та їх газовмісту. Нами проведено статистичне моделювання залежностей зазначених параметрів. До уваги взято 68 вимірів пластових густин нафт Передкарпатського прогину та величину їх газовмісту. У результаті досліджень встановлено, що зв'язок між досліджуваними параметрами описується лінійною залежністю

$$ГП = 796,19 - 0,44 ГВ,$$

де ГП – пластова густина нафт, кг/м³; ГВ – газовміст нафт, м³/м³.

Коефіцієнт кореляції r становить –0,85 (рис. 2), тобто близький до значення –1,0, що вказує на виражений обернений лінійний тісний зв'язок між досліджуваними величинами.

Для встановлення достовірності обчисленого лінійного коефіцієнта кореляції використано t -критерій.

Отже, середня похибка коефіцієнта кореляції

$$\mu_r = \frac{1-r^2}{\sqrt{n-1}} = \frac{1-0,715}{\sqrt{68-1}} = \frac{0,285}{8,185} = 0,035.$$

Відношення коефіцієнта кореляції до його середньої похибки $t_r = -0,8456/0,035 = -24,29$.

Це дає підставу вважати, що обчислений коефіцієнт кореляції дуже точно характеризує щільність зв'язку між досліджуваними величинами пластової густини і газовмісту нафт Передкарпатського прогину. Тому зі статистично доведеною достатньою точністю можна прогнозувати таке (рис. 2):

- а) при ГВ = 600 м³/м³ ГП становитиме 500–560 кг/м³;
- б) при ГВ = 800 м³/м³ ГП – 400–480 кг/м³;
- в) при ГВ = 1000 м³/м³ ГП – 300–410 кг/м³.

За даними мінералотермобаричних досліджень [9], нижче глибин 8,5–9,0 км зі збільшенням пластових температур з 215 до 330 °С мають відбуватися метанізація рідких ВВ і заміщення газонафтових покладів нафтогазоконденсатними, газоконденсатними і газовими скупченнями, які на глибинах нижче за 14 км змінюються метановими або змішаних газів. Це практично узгоджується з експериментальними дослідженнями [18], за даними яких перехід у газоконденсатний стан нормальних пластових нафт і газорідних скупчень проміжного типу (з початковим газовим фактором 500–900 м³/м³) можливий за значно більших $P_{кр}$ і $T_{кр}$ (відповідно 110–150 МПа і 220–302 °С).

Узагальнивши весь геолого-геофізичний матеріал стосовно фазового стану вуглеводнів глибокозанурених горизонтів Передкарпаття, ми запропонували уточнену схему вертикальної зональності фазового стану вуглеводнів (рис. 3).

Виділені на рис. 3 три зони (А, В, С) вказують на можливість існування різних вуглеводневих систем у покладах Передкарпаття. Враховую-

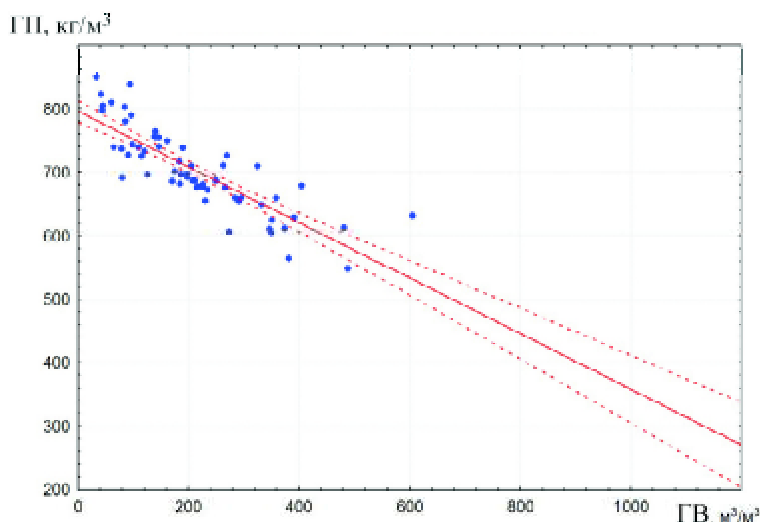


Рис. 2. Кореляційна залежність між пластовою густиною (ГП) і газовмістом нафт (ГВ): ГВ/ГП: $r^2 = 0,7150$; $r = -0,8456$; ГП = 796,19 – 0,44 ГВ

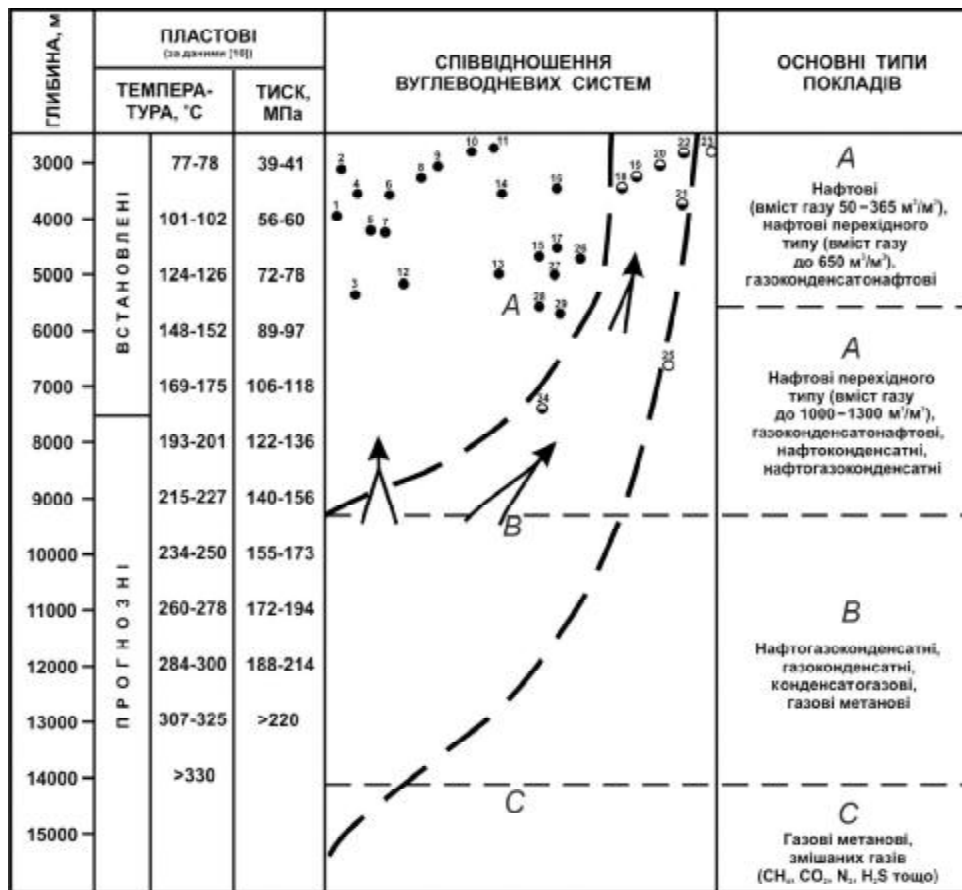


Рис. 3. Схема вертикальної зональності фазового стану вуглеводнів у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. *Нафтові родовища*: 1 – Старосамбірське, 2 – Бориславське, 3 – Новосхідницьке, 4 – Орів-Уличнянське, 5 – Заводівське, 6 – Стинавське, 7 – Танявське, 8 – Північнодолинське, 9 – Долинське, 10 – Стругинське, 11 – Спаське, 12 – Урицьке, 13 – Рожнятівське, 14 – Гвіздецьке, 15 – Битківське, 16 – Довбушанське, 17 – Лопушнянське, 26 – Смолянське, 27 – Північнозаводівське, 28 – Підберезьке, 29 – Соколовецьке; *газоконденсатні родовища*: 18 – Іванківське, 19 – Космацьке, 20 – Росільнянське, 21 – Південногвіздецьке, 22 – Бабченське; 23 – Битківське газове родовище (складка Газова); 24 – нафтогазопрояви (св. Шевченкове-1); 25 – конденсатогазові прояви (св. Луги-1). Стрілками вказано напрямок імовірного переміщення газоконденсатної системи

чи, що критична температура існування нафти в рідкій фазі для тисків 80–100 МПа дорівнює 270–300 °С [11], в зоні А можна було б очікувати переважно наявність покладів рідких ВВ. Проте на великих глибинах з жорстким термодинамічним режимом фазовий стан ВВ залежить здебільшого від кількісного співвідношення газу і нафти, що надійшли в кожну конкретну пастку, і ступеня термодинамічного розвантаження вуглеводневих систем від легких компонентів [12].

Співвідношення в покладах між рідкими і газоподібними вуглеводнями, крім зародкового їх вмісту, залежать також від екранувальних властивостей покриттів. Тому добра вертикальна ізоляція сприятиме збереженню великої частки газу в пастках і, відповідно, повного набору нафтогазових систем, погана ізоляція приведе до втрати газової фази і утворення нафтогазових, газонафтових або навіть нафтових покладів. За високої температури і нестачі газу нафта може переходити у надкритичний “нафтоконденсатний” стан, такий же стійкий, як і газоконденсатний.

Наведені дані свідчать про ймовірну наявність покладів рідких вуглеводнів на великих глибинах

у Передкарпатському прогині. При цьому нафта може бути у вільній фазі, в газовому розчині або у нафтоконденсатному стані.

1. Алиев А.И. Закономерности размещения залежей нефти и газа на северо-западном борту Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1972. – № 1. – С. 6–10.
2. Глушко В.В., Новосилецкий Р.М., Шпак П.Ф. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в нефтегазоносных областях Украины // Геол. журн. – 1977. – 37, вып. 4. – С. 3–10.
3. Кунин Н.Я., Былевский Г.А. Аномально высокие пластовые давления, их влияние на методику и направление нефтепоисковых работ в Прикаспийской впадине // Сов. геология. – 1976. – № 10. – С. 3–17.
4. Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. – Киев: Наук. думка, 1976. – 146 с.
5. Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В. Особенности нефтегазоносности глубокозалегающих отложений // Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. – М.: Наука, 1981. – С. 3–7.

6. Краюшкин В.А. К оценке перспектив нефтегазоносности осадочных толщ на больших глубинах // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. — М.: Наука, 1988. — С. 216–220.
7. Ладжевская М.И. Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов // Геология нефти и газа. — 1990. — № 7. — С. 8–11.
8. Золотов А.Н., Ладжевская М.И., Симаков С.М., Рогозина Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов по данным сверхглубокого бурения последних лет // XXVII МГК. Месторождения нефти и газа. Секц. С.13. Докл. Т. 1. — М., 1984. — С. 36–43.
9. Маевский Б.И., Плужникова В.Л., Тараканова Е.С. Нефтегазообразование и прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах по данным минералотермобарических и геохимических исследований // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. — М.: Наука, 1988. — С. 200–206.
10. Хомин В.Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. — 2003. — № 2 (7). — С. 49–54.
11. Моделевский М.Ш. Новое в прогнозировании нефтегазоносности. — М., 1972. — 89 с. — (Тем. научн.-техн. обзор / ВНИИОЭНГ).
12. Акрамходжаев А.М., Киришин А.В., Куширинов В.В. Особенности изменения фазового состояния и состава углеводородных газожидкостных систем на больших глубинах // Геология нефти и газа. — 1985. — № 9. — С. 39–46.
13. Чемоданов В.С. Проблемные вопросы миграции нефти в газовом растворе в применении к конкретным условиям нефтегазоносных районов // Генезис нефти и газа. — М.: Недра, 1967. — С. 436–440.
14. Мамуна В.Н. Особенности физического состояния некоторых пластовых нефтей // Нефт. хоз-во. — 1958. — № 5. — С. 42–46.
15. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / Под. ред. В.В. Глушко, С.С. Круглова. — Киев: Наук. думка, 1977. — 176 с.
16. Глушко В.В., Мышкин Л.П., Шевченко Е.Ф. Основные закономерности в изменении и распределении залежей углеводородов Предкарпатского прогиба // Геология нефти и газа. — 1986. — № 11. — С. 31–35.
17. Плужникова В.Л. Геохимия нефтей и газоконденсатов Предкарпатского прогиба в связи с прогнозом нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Ивано-Франковск, 1984. — 23 с.
18. Жузе Т.П., Юшкевич Г.Н., Ушакова Г.С., Есаков Е.В. О критических параметрах нефтей и нефтегазовых систем // Нефт. хоз-во. — 1963. — № 6. — С. 25–31.
19. Маевський Б.Й., Окренкий І.Р. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському прогині // Нафт. і газ. пром-сть. — 1997. — № 1. — С. 7–10.

Надійшла до редакції 19.05.2011 р.

Б.Й. Маевський, В.Р. Хомин, М.І. Манюк, С.С. Куровець, Т.В. Здерка

ПРОГНОЗУВАННЯ ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ У ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ

Проаналізовано фактичні дані щодо нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів світу. Звернено увагу на нафтогазоносність великих глибин Передкарпатського прогину, відзначено нафтогазопрояви в процесі буріння надглибоких свердловин у цьому районі. Отримано геолого-статистичні залежності зміни початкових пластових тисків і температур у прогині з достатньо встановленою достовірністю результатів. За допомогою геолого-статистичної обробки фактичних даних визначено обернений лінійний тисний зв'язок між пластовою густиною і газовмістом нафт, що дало можливість спрогнозувати вертикальну зональність фазового стану вуглеводнів у надрах прогину.

Ключові слова: фазовий стан, нафта, газ, пластова температура, пластовий тиск, Передкарпатський прогин.

Б.И. Маевский, В.Р. Хомин, М.И. Манюк, С.С. Куровец, Т.В. Здерка

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ В ПРИКАРПАТСКОМ ПРОГИБЕ

Проанализированы фактические данные о нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов мира. Обращено внимание на нефтегазоносность больших глубин Прикарпатского прогиба, отмечены нефтегазопроявления при бурении сверхглубоких скважин в этом районе. Получены геолого-статистические зависимости изменения начальных пластовых давлений и температуры в прогибе с достаточно установленной достоверностью результатов. С помощью геолого-статистической обработки фактических данных выявлена обратная линейная тесная связь между пластовой плотностью и газосодержанием нефти, что позволило спрогнозировать вертикальную зональность фазового состояния углеводородов в недрах прогиба.

Ключевые слова: фазовое состояние, нефть, газ, пластовая температура, пластовое давление, Прикарпатский прогиб.