

УДК 553.981(477)(045)

Т.О. Луганова, асп.  
Ю.В. Михайлюк, студ.  
А.А. Москалик, студ.  
О.С. Походенько, студ.

## ФІЗИКО-ХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ СХІДНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

*Зроблено огляд вуглеводневого потенціалу Східного нафтогазоносного регіону України. Подано фізико-хімічну характеристику основних газоконденсатних родовищ.*

*The general review of hydrocarbon's potential of East region of Ukraine. Physical and chemical characteristic of basic gaseous condensate deposits.*

### Вступ

Східний нафтогазоносний регіон України представлено Дніпровсько–Донецькою западиною (ДДЗ), яка за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України.

У надрах ДДЗ відкрито понад 221 нафтових, газових та нафтогазоконденсатних родовищ. Серед них 25 великих із запасами понад 30 млн т у. п., 27 середніх із запасами від 10 до 30 млн т у. п., інші – це дрібні родовища із запасами до 10 млн т у. п. Ресурси надр западини оцінено на площі 75 тис. км<sup>2</sup> [1].

Освоєність регіону нині досить висока – 57 %. Нерозвідані ресурси категорій C<sub>2</sub> + C<sub>3</sub> + Д становлять 2098,0 млн т у. п., що свідчить про існування реальних передумов відкриття нових родовищ у ДДЗ, зокрема великих і середніх за запасами.

Станом на 01.01.04 у фонді структур ДДЗ перебувало 95 виявлених сейсморозвідкою родовищ, 77 підготовлених до буріння і 98 структур, які перебували у бурінні. У 2002–2003 рр. у регіоні відкрито вісім родовищ нафти і газу (Кобзівське, Східно-Решетняківське, Караванівське, Західно-Вергунське, Копилівське, Прирічне, Вакулівське, Північно-Коробочкинське).

Аналіз даних за останніх п'ять років свідчить, що у регіоні щорічно видобувається близько 2 млн т нафти, 16 млрд м<sup>3</sup> природного газу та понад 1 млн т конденсату.

Початкові видобувні запаси конденсату (категорії А + В + С) містилися переважно на таких глибинах : 3500 – 4000 м, до яких належить 26 % загального об'єму конденсату, та 4000–5000 м, де його 39 %.

У діапазоні глибин 1500–2000 м, де сконцентрована більшість розвіданих запасів вільного газу, об'єм конденсату становить 5 %.

Найглибший газоконденсатний поклад відкрито у верхньовізейських відкладах на Перевозівському родовищі на глибині 6200–6300 м.

### Аналіз досліджень

Останніми роками приділяється надто мало уваги дослідженням фізико-хімічних властивостей нафти, природного газу та газового конденсату, які видобувають в Україні. Майже немає інформації про фізико-хімічні показники конденсатів родовищ України. Та інформація, що існує, викладена не в повному обсязі.

**Постановка завдання** – аналіз стану розвіданих запасів газоконденсатних покладів Східного регіону та деяких газоконденсатних родовищ конденсатів. Знання фізико-хімічних характеристик є дуже важливими, адже з їх використанням можна прогнозувати найбільш доцільні методи переробки вуглеводнів, властивості продуктів, які отримують з них, проводити пошуки і розвідку нових родовищ та підбирати способи видобутку вуглеводнів із надр.

### Фізико-хімічна характеристика газоконденсатів

Газоконденсати, як і скупчення вуглеводневих газів, виявлені в широкому стратиграфічному діапазоні – від відкладів юрського періоду до утворень докембрійського фундаменту. Їх просторове розміщення в ДДЗ має свої особливості.

Найбагатші за вмістом C<sub>5</sub> ( 800–1500 г/м<sup>3</sup>) газоконденсатні поклади зосереджені на обмеженій ділянці північної прибортової зони – Анастасівське, Талалаївське, Василівське та інші родовища. На південний захід і південний схід вміст газового конденсату у пластових системах знижується до 100–500 г/м<sup>3</sup>. У південно-східній частині западини від згаданої лінії до Донбасу його кількість у природному газі невисока (до 100 г/м<sup>3</sup>).

Березівське газоконденсатне родовище розташоване у Краснокутському районі Харківської області на відстані 15 км від м. Краснокутська. Воно розміщене в центральній частині приосьової зони ДДЗ і входить до складу Котелевсько-Березівського структурного валу.

У 1979 р. під час випробування параметричної свердловини 485 глибиною 5800 м отримано промисловий приплив газу 344 тис. м<sup>3</sup> на добу та конденсату 192 м<sup>3</sup> на добу.

Дослідно-промислова експлуатація родовища почалася у 1982 р. з однієї свердловини [2].

Запаси газу в 2008 р. становлять 15 млрд м<sup>3</sup>. У 2008 р. видобуто 35 млн м<sup>3</sup> газу і 500 т конденсату [3].

Степове газоконденсатне родовище розташоване у Краснокутському районі Харківської області на відстані 18 км від м. Краснокутська у межах Котелевсько-Березівського структурного валу в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини.

У 1976 р. у склепінній частині структури розпочато буріння першої свердловини 34, під час випробування якої отримано приплив газу дебітом 491,9 тис. м<sup>3</sup> і конденсату – 108 м<sup>3</sup> на добу [2].

Дослідно-промислова експлуатація родовища розпочалася у 1988 р. видобутком газу і конденсату з покладу горизонту С-5. Всього пробурено шість пошукових і розвідувальних свердловин.

Поточні балансові запаси вуглеводнів (станом на 01. 01. 2007 р.) становлять: газу – 1238 млн м<sup>3</sup>, конденсату – 100 тис. т. У 2008 р. видобуто 338 тис. м<sup>3</sup> газу [4].

Котелевське газоконденсатне родовище розташоване в Котелевському районі Полтавської області на відстані 8 км від смт. Котельна у центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Котелевсько-Березівського структурного валу.

У 1974 р. розпочалось буріння свердловини 14, під час випробування якої у 1976 р. з верхньосерпуховських відкладів (4608–4636 м, продуктивний горизонт С-5) отримано приплив газу дебітом 62 тис. м<sup>3</sup> із високим конденсатним фактором. Усього пробурено 16 пошукових та розвідувальних свердловин.

Дослідно-промислова експлуатація родовища розпочалась у 1979 р. видобутком газу і конденсату з покладу горизонту С-5 [2].

Газ цього родовища має високий конденсатний фактор ( $\approx 450$  г/м<sup>3</sup>), тому для його видобутку застосовують сайклінг-процес, застосування якого дає змогу щорічно видобувати близько 100 тис. т конденсату [5].

Комишнянське газоконденсатне родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області за 22 км від м. Миргорода у центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Об'єкт був виявлений у 1984 р. Отримані геолого-геофізичні дані стали основою для обґрунтування буріння параметричної свердловини 488. Під час її випробування у 1984 р. отримано промисловий приплив газу і конденсату [2].

У межах площі пробурено три розвідувальні свердловини, якими розкрито карбонатно-теригенні породи – від четвертинних до турнейських. Станом на 01.02.2007 р. запаси газу становлять 1082 млн м<sup>3</sup>, конденсату – 370 тис. т, пропан-бутану – 167 тис. т. У 2008 р. видобуто 40 млн м<sup>3</sup> газу, 13 тис. т конденсату і 2 тис. т пропан-бутану [6].

Талалаївське газоконденсатне родовище розташоване у Талалаївському районі Чернігівської області на відстані 4 км від смт. Талалаївки на Талалаївському виступі кристалічного фундаменту в північній прибортовій зоні ДДЗ. Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у 1955 р.

На площі пробурено 10 розвідувальних і пошукових свердловин. Родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Запаси його майже вичерпані. Дорозробка можлива переведенням свердловин з нижніх об'єктів на горизонти, що залягають вище, у зонах максимальної концентрації залишкових запасів.

Дані про фізико-хімічні характеристики конденсатів добре розвіданих родовищ зведені у табл. 1.

Виходячи з характеристики конденсатів, можна зробити висновок про те, що в газах газоконденсатних родовищ Східного регіону України, порівняно з іншими, конденсатний фактор досить високий. На склад конденсатів впливають термодинамічні умови пласта. Якщо конденсати залягають на великій глибині, спостерігається закономірність у збільшенні молекулярної маси, густини і в'язкості.

Зважаючи на те, що значення молекулярної маси і в'язкості конденсатів Східного регіону високі, а їх густина перебуває в діапазоні значень вищих за середні 784 – 801 кг/м<sup>3</sup>, то можна зробити висновок, що вони формувалися на великій глибині під впливом високої температури та тиску. Видобуток газу з конденсатом на описаних родовищах ведеться з глибини 3500 – 5500 м.

У складі конденсатів майже немає асфальтенів та парафінів, смоли і сірки у незначній кількості.

Конденсати належать до метаново-нафтової групи. Спостерігається підвищений вміст ароматичних вуглеводнів у складі конденсатів.

Результати аналізу розгонки конденсату показують, що температура початку кипіння становить 35–58 °С, а за 270-290 °С википає 90 % проби, тому можна зробити висновок, що у конденсаті містяться переважно світлі фракції.

Крім основних газоконденсатних родовищ ведеться експлуатація невеликих за обсягом видобутку вуглеводнів.

Фізико-хімічну характеристику конденсатів, які видобувають на цих родовищах, подано у табл. 2.

Перевозівське газоконденсатне родовище розташоване в Гадяцькому районі Полтавської області на відстані 22 км від м. Гадяч. У 1984 р. почалися розвідувальні роботи. Під час випробування свердловини 1 у 1990 р. отримано приплив газу дебітом 30,5 тис. м<sup>3</sup> і конденсату 5,6 т на добу.

Миколаївське газоконденсатне родовище розташоване в Роменському районі Сумської області на відстані 7 км від смт. Талалаївки у межах Талалаївського виступу у північно-західній частині північної прибортової зони ДДЗ. Підняття виявлено у 1973 р. у верхньовізейських відкладах.

Таблиця 1

## Характеристика конденсатів великих газоконденсатних родовищ

Показники		Назва родовища					
		Березівське	Степове	Котелевське	Комишнянське	Талалаївське	
Молекулярна маса		158,8	149,8	155,9	136,0	130,0	
Густина, кг/м <sup>3</sup>		799,7	798	801,4	794,3	784,7	
В'язкість 1·10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с		2,64	2,54	2,80	2,11	1,61	
Початок кипіння °С		58	40	35	40	38	
Об'ємний вихід фракції, %	ПК-100	16	16	18	62	20	
	100-150	28	24	18	-	28	
	150-200	14	11	10	-	15	
	200-250	15	10	12	-	-	
	250-300	11	9	13	-	6	
	300-350	16	9	12	-	-	
Масова частка, %	350-КК	10	6	618	-	-	
	Асфальтени	0,19	0,26	0,19	0,17	0,16	
	Смоли	1,15	0,83	0,86	1,00	1,14	
	Парафіни	1,13	0,97	0,40	0,87	1,00	
Груповий вуглеводневий склад, %	Сірка	0,01	0,04	0,02	-	0,01	
	Метанові	55,0	53,5	57,6	52,8	46,5	
	Нафтонові	28,1	27,2	27,5	26,3	31,0	
		Ароматичні	17,1	19,3	14,9	20,9	20,0

Таблиця 2

## Характеристика конденсатів малих газоконденсатних родовищ

Показники		Назва родовища			
		Перевозівське	Миколаївське	Машівське	Озерянське
Молекулярна маса		139	117	132	129,8
Густина кг/м <sup>3</sup>		786,8	755	671	768
В'язкість 1·10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с		1,49	1,17	1,43	0,09
Початок кипіння °С		47	29	46	37
Масова частка, %	Асфальтени	0,01	-	0,04	0,02
	Смоли	0,32	0,36	0,65	1,20
	Парафіни	0,30	0,05	0,78	1,50
	Сірка	-	-	0,01	0,008
Груповий вуглеводневий склад, %	Метанові	59,8	66,82	47,2	-
	Нафтонові	22,3	21,0	27,1	-
	Ароматичні	17,9	11,58	23,4	-

Машівське газоконденсатне родовище розташоване в Машівському районі Полтавської області на відстані 5 км від смт. Машівки у центральній частині приосьової зони ДДЗ. Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у відкладах палеогену у 1952 р., а згодом підтверджене і геофізичними дослідженнями у горизонтах палеогену, крейди та юри. Глибоке пошукове буріння на площі розпочато у 1959 р.

Озерянське газоконденсатне родовище розташоване у Варвинському районі Чернігівської області у межах Леляківсько-Озерянської групи структур у північно-західній частині приосьової зони ДДЗ [2].

### Висновки

Більшість конденсатів западини за груповим складом нафтово-метанові, газоконденсати лише деяких родовищ північного борту належать до ароматично-метанових. У поодиноких випадках тип їх нафтово-ароматичний.

Густина конденсатів коливається у широкому діапазоні. Найлегші конденсати ( $695\text{--}759\text{ кг/м}^3$ ) залягають у південній прибортовій зоні, а найважчі ( $820\text{--}830\text{ кг/м}^3$ ) – у межах Котелевсько-Березівського структурного валу. У середньому густина конденсатів становить  $705\text{--}795\text{ кг/м}^3$ .

Значна частина у складі газоконденсатів належить бензиновій фракції. Найвищий її вміст зафіксовано у вуглеводнях південної прибортової зони (70–90 %). Найменша частка цієї фракції становить 21 %. У газоконденсатах цього регіону майже немає смолистих речовини і твердих алканів. У середньому вміст бензинової фракції становить 50–70 %, смолистих речовин – 0,2–1,5 % (максимально 3,8 %). На тверді алкани припадає 0,1–0,9 % і, як виняток, у конденсатах візейських покладів – 1,8–4,2 % [7].

Сірки, у зв'язку з незначною її кількістю, майже немає в конденсатах південно-східної частини западини. У середньому для регіону вміст сірки в конденсатах становить 0,066 %. Зазвичай цей показник вищий для флюїдів північно-західної частини западини.

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів западини надзвичайно різноманітні і залежать як від термобаричних умов у надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. Якщо температура рідини низька, системи мають підвищений вміст нафтово-ароматичних сполук. Але загалом вміст метанових гомологів переважає над кількістю нафтово-ароматичних компонентів, разом узятих.

### Література

1. Шнак П.Ф., Крупський Б.Л. Стратегія пошуків родовищ вуглеводнів, нарощування видобутку нафти та газу в Україні // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №3. – С. 3–4.
2. Іванюта М.М. Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон. – Л.: Українська нафтогазова академія, 1998. – 924 с.
3. Буняк Б.Т., Дячук В.В. Проект розробки Березівського газоконденсатного родовища. – Х.: УкрНДІгаз, 2005. – 210 с.
4. Буняк Б.Т., Дячук В.В. Проект розробки Степового газоконденсатного родовища. – Х.: УкрНДІгаз, 2006. – 112 с.
5. Буняк Б.Т., Дячук В.В. Проект розробки Котелевського газоконденсатного родовища. – Х.: УкрНДІгаз, 2006. – 160 с.
6. Буняк Б.Т., Дячук В.В. Проект розробки Комишнянського газоконденсатного родовища. – Х.: УкрНДІгаз, 2006. – 180 с.
7. Топільницький П.І. Переробка нафтових і природних газів. – Л.: Львівська політехніка, 1998. – 166 с.

Стаття надійшла до редакції 03.03.09.