

УДК 622.276.43

# ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІЙНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ ТА ЙОГО СУМІСНОСТІ З РОДОВИЩАМИ ЗАХІДНОЇ УКРАЇНИ НА ОСНОВІ СВІТОВОГО ДОСВІДУ (ЧАСТИНА II)

**Д.О. Вольченко, В.Р. Возний, М.В. Мельник**

*IФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717241,  
e-mail: public@nung.edu.ua*

У матеріалах другої частини статті виконано аналітичні дослідження та отримано результати з впливу одного з основних чинників - мінімального тиску змішуваності на ефективність змішуваного  $\text{CO}_2$ -заводнення. Мінімальний тиск змішуваності визначався за емпіричними залежностями, які запропоновані різними дослідниками із співставленням отриманих результатів. Сформульовано основну умову змішуваності. Розроблено алгоритм з визначення сумісності родовищ західної України (36 родовищ) для заводнення діоксидом вуглецю. Виконано опис комбінованої таблиці критеріїв, які розбито на підкатегорії: параметри пласта і параметри нафти. Обробку даних таблиці через велику кількість параметрів проведено в два етапи.

Ключові слова: заводнення, діоксид вуглецю, підвищення нафтовилучення, мінімальний тиск змішуваності, змішуване і незмішуване витіснення.

В материалах второй части статьи выполнено аналитические исследования и получены результаты по влиянию одного из основных факторов - минимального давления смешиваемости на эффективность смешиваемого  $\text{CO}_2$ -заводнения. Минимальное давление смешиваемости определялось по эмпирическим зависимостям, предложенные различными исследователями с сопоставлением полученных результатов. Сформулировано основное условие смешиваемости. Разработан алгоритм по определению совместимости месторождений западной Украины (36 месторождений) для заводнения диоксидом углерода. Выполнено описание комбинированной таблицы критериев, которые разбиты на подкатегории: параметры пласта и параметры нефти. Обработку данных таблицы из-за большого количества параметров проведено в два этапа.

Ключевые слова: заводнение, диоксид углерода, повышение нефтеизвлечения, минимальное давление смешиваемости, смешиваемое и несмешиваемое вытеснение.

*The materials of the article's second part represent the performed analytical research and obtained results on the effect of one of the main factors - the minimum miscibility pressure on the efficiency of  $\text{CO}_2$ -miscible flooding. Minimum miscibility pressure is determined by empirical relations, proposed by various researchers along with the results' correlation. The main miscibility condition is formulated. An algorithm to determine the compatibility of western Ukraine's oilfields (36 oilfields) with carbon dioxide flooding was developed. We have described the combined table of criteria, which in turn are divided into sub-categories: reservoir parameters and oil parameters. Processing of table's data due to the large number of parameters is conducted in two stages.*

Keywords: water flooding, gas flooding, carbon dioxide, enhance oil recovery (EOR), minimum miscibility pressure (MMP), miscible and immiscible displacement.

## Вступ

Родовища західної України розробляються понад 20 років різними методами заводнення. Проте їх коефіцієнт нафтовилучення в середньому становить 40-70% від видобувних запасів і значно нижчий від балансових. Це пояснюється складною геологічною будовою, значною неоднорідністю та низькими колекторськими властивостями пластів-колекторів, несприятливими фізико-хімічними та гідродинамічними параметрами флюїдів. Тому запропоновано застосування третинного методу підвищення нафтовилучення з витісненням вуглеводнів змішуваним у нафті діоксидом вуглецю ( $\text{CO}_2$ ).

## Визначення мінімального тиску змішуваності (МТЗ)

Як зазначалося раніше, одним з основних параметрів, які визначають тип змішування, є значення МТЗ. Мінімальний тиск змішуваності

може бути наблизено визначений за емпіричними формулами. Зауважимо, що в більшості аналітичних залежностей він наводиться для випадку «чистого»  $\text{CO}_2$ -заводнення. Проаналізуємо найбільш поширені рівняння для визначення МТЗ.

1. Формули отримано Американським Національним Нафтовим Консульством (NPC) (Роблом Ф.В., 1986 р.) за результатами експериментів з реальною нафтою на тонкотрубному обладнанні:

$$MTZ = \left\{ 329,558 + \left( 7,727 \cdot M(C_{5+}) \cdot 1,005^T \right) - (4,377 \cdot M(C_{5+})) \right\} \cdot 145^{-1}, \quad (1)$$

$$M(C_{5+}) = (8864,9/G)^{0,988}, \quad (2)$$

$$G = (141,5/\gamma_0) - 131,5, \quad (3)$$

де  $MTZ$  – мінімальний тиск змішуваності, МПа;

$M(C_{5+})$  – молекулярна маса компонентів  $C_{5+}$ , безрозмірна величина;

$G$  – густина товарної нафти, в градусах API (American Petroleum Institute – (Американський Нафтovий Інститут);

$\gamma_0$  – відносна густина товарної нафти, безрозмірна;

$T$  – пластова температура,  $^{\circ}\text{F}$ .

2. Рівняння, отримане Кронквістом (1978 р.), є досить розповсюдженою. Часто останнім доданком формули (5) нехтуєть.

$$MT3 = 15,988 \cdot T^X, \quad (4)$$

$$X = 0,744206 + 0,0011038 \cdot M(C_{5+}) + \\ + 0,0015279 \cdot M(\%(C_1 + N_2)), \quad (5)$$

де  $MT3$ , psi – фунт на квадратний дюйм;  
 $T$  – пластова температура,  $^{\circ}\text{F}$ ;

$X$  – показник степеня;

$M(\%(C_1 + N_2))$  – молярний процент суми часток метану і нітрогену, %.

3. Аналітичну залежність отримано Канадським інститутом із видобутку нафти (PRI – Petroleum Recovery Institute):

$$MT3 = 1071,82893 \cdot 10^B, \quad (6)$$

$$B = 2,772 - (1519/T), \quad (7)$$

де  $MT3$ , psi;

$B$  – показник степеня;

$T$  – пластова температура, градуси Ранкіна,  $^{\circ}\text{Ra}$ .

4. Елдж і Меткалф запропонували таке рівняння з припущенням, що коли тиск насичення нафти є більшим за очікуваний MT3, то MT3 приймається рівним тиску насичення нафти газом:

$$MT3 = 1833,7217 + 2,2518055 \cdot T + \\ + 0,01800674 \cdot T^2 - 103949,93/T, \quad (8)$$

де  $MT3$ , psi;

$T$  – пластова температура,  $^{\circ}\text{F}$ .

5. Формула, отримана Алстоном та ін. (1983 р.):

$$MT3 = (0,000878 \cdot T^{1,06}) \cdot M(C_{5+})^{1,78} \times \\ \times (X_L/X_P)^{0,136}, \quad (9)$$

де  $MT3$ , psi;

$T$  – пластова температура,  $^{\circ}\text{F}$ ;

$X_L$  – частка летких фракцій;

$X_P$  – частка проміжних компонентів.

Нижче на основі цих формул побудовано графічні залежності (рис. 1, а-г). Бачимо, що MT3 за Роблом (1) набуває від'ємних значень. Це пояснюється графічним відтворенням усього діапазону відносних густин товарної нафти, який включає малі величини ( $\gamma_0=0,1-0,5$ ), що не відповідає реальним умовам. Більш того, формулу (1) розроблено і практично перевірено на малов'язких нафтах і нафтах середньої в'язкості (див. рис. 1 а).

Більш точні межі дає формула (4) (за Кронквістом) (див. рис. 1 б). Недоліком цієї залежності є несумісність з нафтами, які мають високу відносну густину (блізько 1). При цьому MT3 може зростати понад 1000 МПа.

Наступні два графіки (див. рис. 1 в, г) відображують формулі (6) і (8) (відповідно, за PRI та Елджем і Меткалфом). Вони, як зазначалось раніше, менш точні і дають заниженні величини MT3, оскільки не враховують насиченість нафти проміжними вуглеводнями та її густину.

Для знаходження тиску змішуваності за допомогою графічних залежностей у разі наявності проміжної величини відносної густини нафти необхідно є інтерполяція даних останньої. Проте все ж рекомендовано користуватися всіма наведеними аналітичними залежностями безпосередньо залежно від наявності й якості даних і звіряти їх між собою.

Основна умова змішуваності виконується за дотримання такої нерівності:

$$P_{\text{ПЛ}} > MT3, \quad (10)$$

де  $P_{\text{ПЛ}}$  – пластовий тиск.

Отже, для можливості проходження витіснівального агента в пласт оперативний тиск, очевидно, повинен бути більшим за пластовий, проте не перевищувати границю міцності порід (бути меншим за тиск їхнього гідророзриву).

### Опис комбінованої таблиці критеріїв та пояснення запропонованого алгоритму з визначення сумісності родовищ Західної України для CO<sub>2</sub>-заводнення

Перші загальнозвізнані критерії відбору, на основі яких проводились усі наступні вдосконалення, розроблено Тейбером (1983 р.), а пізніше скоректовані у 1996 р. ним же та ін. дослідниками. Сьогодні найбільш розповсюдженою є модернізована і оновлена таблиця значень критеріїв за Алладазан і Баєм, створена у 2010 р. Вивченням питань сумісності CO<sub>2</sub>-заводнення на різних родовищах займалися також учні: Геффен (1973 р.), Люен (1976 р.), Мак Рі (1977 р.), Браш'єр (1978 р.), Каркоана (1982 р.), Мартін (1983 р.), Клінс (1984 р.), Сургучов (1985 р.), Гудлет (1986 р.), Бачу, Бредшоу, Шоу (2002 р.), Чжен Цзен та ін. (2005 р.), Лей та ін. (2008 р.), Чжан та ін. (2009 р.) та ін. [1–4]. Після аналітичної обробки цих критеріїв скомпонуємо табл. 1 і 2 із зазначеннями позитивних параметрів і проведемо огляд родовищ західного нафтогазоносного регіону України. Використаємо ППП Microsoft Excel. Дані по родовищах узято з [5].

Через велику кількість корельованих параметрів і родовищ обробку даних таблиці критеріїв проводитимемо в два етапи. На першому етапі порівняємо результати розрахунків за формулами з визначення MT3 між собою, вкажемо наявні відхилення, а середні їхні величини співставимо із значеннями пластових тисків різних родовищ західної частини України. Другий етап обробки критеріїв покаже додаткові параметри, які деталізують умови залягання пластів та властивості флюїдів для успішного промислового впровадження CO<sub>2</sub>-заводнення. Деякі критерії сумісності (коєфіцієнт секвестрації, величини вертикальної і горизонтальної неоднорідностей й їхні співвідношення та ін.)

не беремо до уваги, оскільки вони відсутні в проектних документах.

Досліджуваними нами родовищами є: 28 нафтових (Н), 1 нафтогазове (НГ) і 7 нафтогазоконденсатних (НГК) родовищ Західного нафтогазоносного регіону. Згідно з цим до нього входять Передкарпатська (1 родовище Більче-Волицького нафтогазоносного району і 33 родовища Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району) та Карпатська (2 родовища) нафтогазоносні області. Електронний варіант таблиці дає можливість фільтрувати як регіони чи області, так і параметри сумісності. Обчислення і відображення висновку щодо сумісності родовища з  $\text{CO}_2$ -заповненням є повністю автоматичним. Для наочності і полегшення розуміння табл. 1 і 2 введено графічне умовне форматування. Сприятливі параметри (показники) видлені зеленим кольором, нейтральні - жовтим, несприятливі - червоним. Форматування, обчислювальні процеси та інші особливості цілком автономні. Внизу таблиць в стовпчиках критеріїв наведено їхні числові значення. Зазначимо, що у деяких з параметрів відсутні нейтральні (перехідні) критерії. Нижче таблиць розташовані умовні позначення та примітки. Розглянемо ці етапи.

### Перший етап

Найкращим випадком із усього сказаного вище (див. першу частину статті) є змішуване витіснення при заводненні діоксидом вуглецю. Саме цього типу намагаються досягти на практиці при впровадженні даного методу підвищення нафтогазонесення (ПНВ). Проте це вдається не завжди. Тому першим превалюючим параметром є МТЗ, значення якого дає змогу наблизити судити про можливість досягнення змішуваного витіснення і уможливлює подальше порівняння параметрів залягання вуглеводнів та їх властивостей з критеріями сумісності. На даному етапі (див. табл. 1) порівнювалими параметрами виступали: пластова температура  $T$ , [К], початковий пластовий тиск  $P_{\text{пл}}$  [МПа], густина нафти за стандартних умов (ст. у.)  $\rho_{\text{ст}}$ , [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] і молярна маса проміжних компонентів  $M(C_{5+})$ .

Усі ці величини входять у формули з визначення МТЗ. Зауважимо, що використовувані формули наведено не в стандартних міжнародних одиницях, тому їх проміжні і кінцеві величини зведено до міжнародної системи СІ через перевідні коефіцієнти та залежності. Наведемо їх.

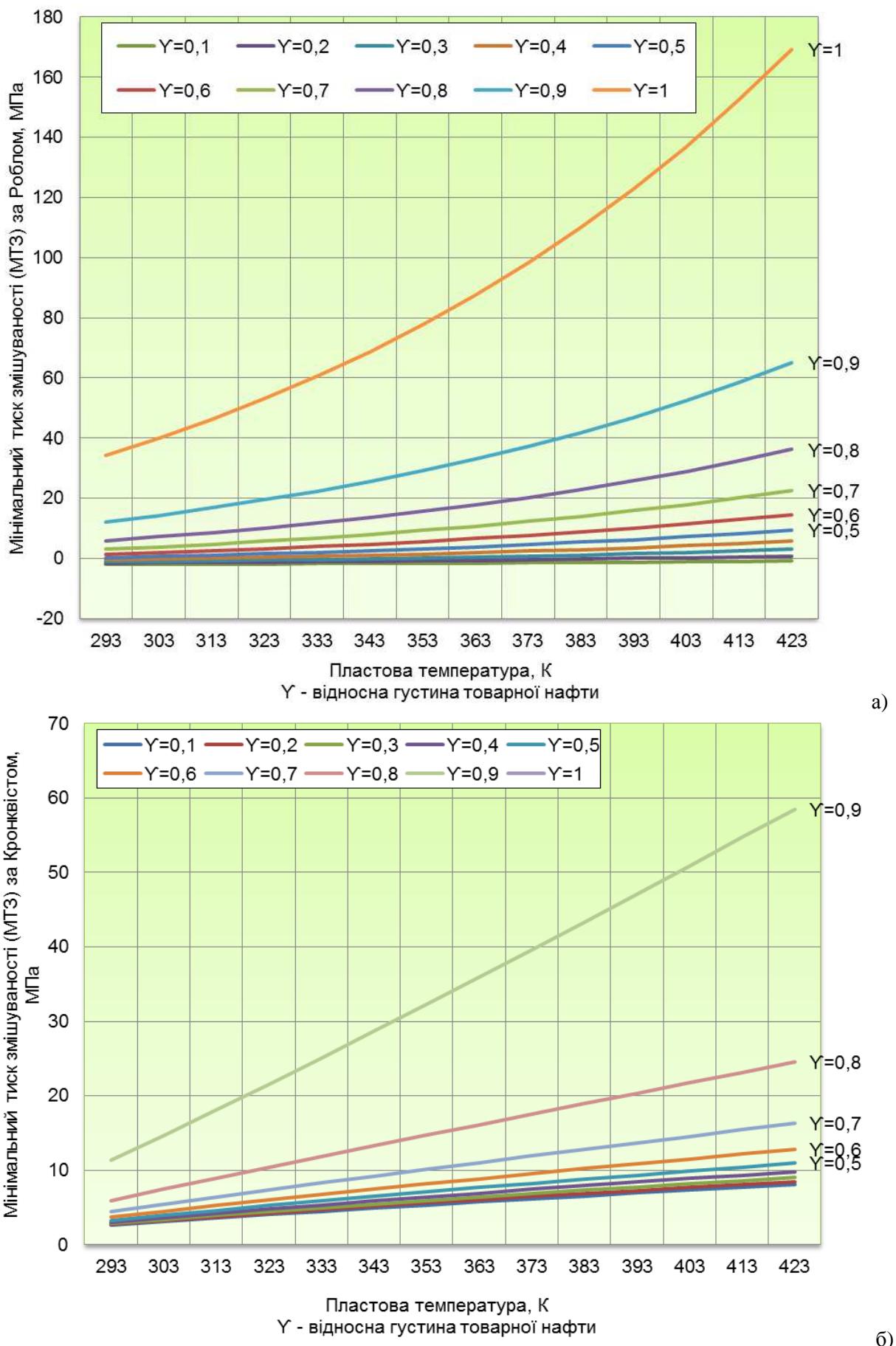
Переведення коефіцієнтів та величин у міжнародну систему СІ:

$$\begin{aligned} \text{густина } \rho_{\text{ст}}, \text{ г}/\text{cm}^3 &= 141,5/(131,5 + {}^\circ\text{API}); \\ \text{в'язкість } \mu, \text{ Па}\cdot\text{s} &= c\text{Пз}\cdot 10^{-3}; \\ \text{довжина } L_3, \text{ м} &= ft\cdot 0,3048; \\ \text{об'єм } V, \text{ м}^3 &= ft^3\cdot 2,831685\cdot 10^{-2}; \\ \text{температура } T, \text{ К} &= ({}^\circ F + 459,67)/1,8 = \\ &= 1,8\cdot {}^\circ\text{Ra}; {}^\circ\text{Ra} = {}^\circ F + 459,67; \\ \text{тиск } P, \text{ Па} &= \text{psi}\cdot 6,894757\cdot 10^3. \end{aligned}$$

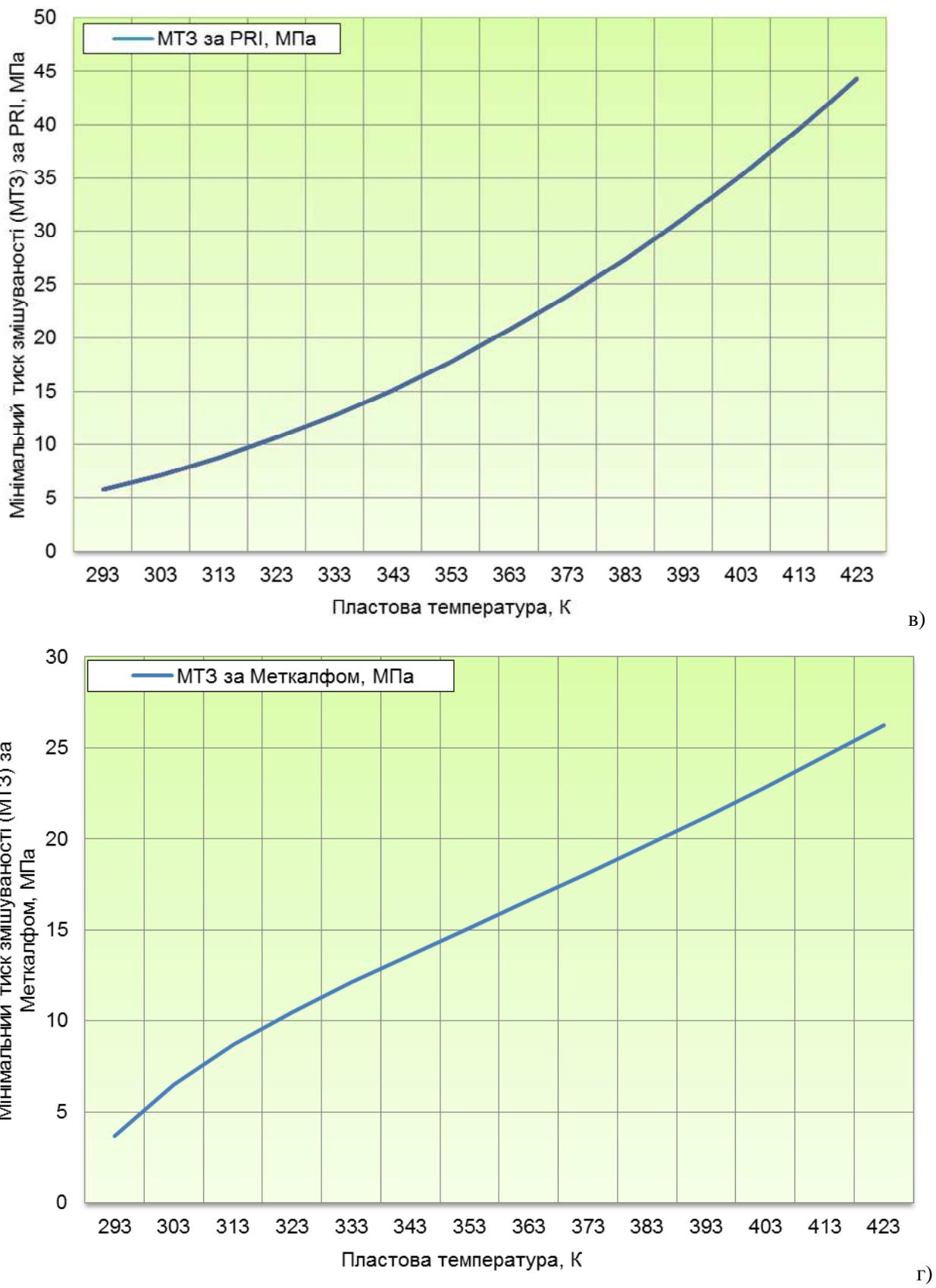
Вони включені в алгоритм табл. 1 і 2. Оскільки температура пласта безпосередньо

пов'язана з величиною МТЗ, то при складанні таблиці критеріїв приймемо пластову температуру сталою по всьому пласту на весь період розробки для полегшення проведення розрахунків. Насправді ця температура з часом дещо зменшується і різиться по пласту у вузькому діапазоні, але в більшості випадків її приймають сталою. Оскільки інші показники і властивості родовища змінюються по блоках і складках, то враховуватимемо їхні середні числові значення. За відсутності даних про молярну (молекулярну) масу компонентів  $C_{5+}$  наблизично їх шукатимемо за формулою (2), а за відсутності молярного процента часток метану і ніتروгену знахтуємо останнім доданком формули (5). Формулу (8) не розглядаємо. Як бачимо з табл. 1 перші дві формули з визначення МТЗ дають більш реальні значення, оскільки враховують насиченість проміжними вуглеводніми, що сприяють змішуваності.

Після обчислення значень МТЗ виведено його середнє значення із зазначенням максимального відхилення у відсотках і МПа для кожного родовища. Одержані результати умовно розділено і показано, що якщо відхилення між ними не перевищує 25%, то вважаємо його в межах норми, в межах 25-50% - нейтральним, понад 50% - таким, що потребує детального визначення (передбачається проведення лабораторного аналізу). Установлено, що обчислення за рівняннями (1, 2) дають більш точні результати. Для цього та багатьох інших параметрів на етапах обробки наведено відсоткове відношення параметрів з вбудованою мінігістограмою. Бачимо, що відхилення понад 80% є в межах прийнятої норми і тільки 5,56% - несприятливими. З наведеної вище основної умови змішуваності (10) слідує, що відношення  $P_{\text{пл}}/\text{MTZ}_{\text{сер}}$  має бути більшим за одиницю для досягнення змішуваного типу витіснення. З табл. 2 видно, що відсоток родовищ, які підпадають під метод ПНВ із змішуваним витісненням нафти за допомогою діоксиду вуглецю ( $P_{\text{пл}}/\text{MTZ}_{\text{сер}} > 1$  і часто із значним запасом) становить 94,44%. У більшості закордонних досліджень, присвячених цьому питанню, приймають саме початковий пластовий тиск, або тиск до початку процесів заводнення (тиск перед початком розгортання процесів підтримання пластового тиску). На нашу думку, не менш важливого значення має поточний пластовий тиск (безпосередньо перед імплементацією заводнення із застосуванням діоксиду вуглецю). Причиною є значне зниження пластових тисків на родовищах України після їх тривалої експлуатації. Тому ми умовно прийняли ситуацію, за якої початковий пластовий тиск зменшується вдвічі, хоча воно не завжди відповідає дійсності. У такому випадку понад 61% родовищ підпадає під змішуваний тип витіснення, близько 14% потребує детальних досліджень, решта 25% придатні тільки для незмішуваного витіснення. З міркувань технологічних можливостей ми назвали діапазон відношення  $P_{\text{пл}}/\text{MTZ}_{\text{сер}} = 0,95-1$  нейтральним, тому що значення цього відношення можна підняти вищим



**Рисунок 1 – Графічні інтерпретації залежностей (1)–(8) для визначення МТЗ**



Продовження рисунка 1 – Графічні інтерпретації залежностей (1)–(8) для визначення МТЗ

**Таблиця 1 – Результати сумісності родовищ західної України із СО<sub>2</sub>-заповненням (І етап)**

№ п/п	Назви родовищ	Тип родо-вища	Пластова температура Т, К	Відносна густина товарної нафти $\gamma_0$ , безрозмірна	Густина нафти при ст.у. рст, кг/м <sup>3</sup>	Молярна маса компонентів C <sub>5+</sub> , безрозмірна
	Західний нафто-газоносний регіон					
	Передкарпатська нафтогазонасна область					
	Більче-Волицький нафтогазонасний район					
1	Лопушнянське	Н	380,00	0,83	828,40	211,31
	Бориславсько-Покутський нафтогазонасний район					
2	Бистрицьке	Н	328,00	0,84	838,00	222,24
3	Битків-Бабченське	НГК	316,75	0,85	846,60	232,81
4	Блажівське	Н	350,50	0,86	858,30	248,51
5	Бориславське	НГК	318,19	0,85	850,00	237,20
6	Вигодсько-Витвицьке	Н	359,00	0,84	843,00	228,29
7	Гвіздецьке	Н	318,67	0,86	862,67	254,81
8	Довбушанське	НГ	322,00	0,85	853,67	242,10
9	Долинське	Н	345,60	0,82	823,50	206,05
10	Заводівське	Н	392,33	0,84	837,67	221,85
11	Іваніківське	НГК	353,00	0,88	884,00	289,66
12	Мельничанське	Н	393,00	0,84	839,67	224,23
13	Микуличинське	Н	333,00	0,87	874,10	272,58
14	Новосхідницьке	Н	384,00	0,85	845,90	231,92
15	Орів-Уличнянське	Н	358,00	0,85	845,50	231,41
16	Пасічнянське	Н	357,00	0,86	857,00	246,68
17	Південно-Гвіздецьке	НГК	354,75	0,84	841,75	226,76
18	Південно-Монастирське	Н	390,00	0,86	860,30	251,36
19	Південно-Стинавське	Н	387,00	0,85	848,60	235,38
20	Північно-Долинське	НГК	347,00	0,84	836,00	219,89
21	Підлісівське	Н	343,50	0,86	858,50	248,79
22	Пнівське	Н	339,00	0,84	839,00	223,43
23	Ріпнянське	Н	288,00	0,83	834,67	218,35
24	Росільнянське	НГК	350,00	0,82	821,00	203,44
25	Семигінівське	Н	353,00	0,85	847,00	233,32
26	Соколовецьке	Н	419,00	0,81	813,00	195,43
27	Спаське	Н	324,30	0,84	840,20	224,87
28	Спаське-Глибинне	Н	390,00	0,85	850,00	237,20
29	Старосамбірське	Н	354,50	0,85	848,15	234,80
30	Стинавське	Н	367,50	0,85	845,30	231,16
31	Страшевицьке	Н	356,00	0,84	843,00	228,29
32	Танявське	НГК	366,00	0,84	841,00	225,84
33	Чечвинське	Н	345,50	0,85	854,50	243,23
34	Янківське	Н	410,00	0,82	823,60	206,15
	Карпатська нафтогазонасна область					
35	Стрільбицьке	Н	296,00	0,86	861,93	253,73
36	Східницьке	Н	288,00	0,85	851,52	239,21
	сприятливий параметр		< 363	< 0,83 - легкі	< 830 - легкі	
	нейтральний параметр		-	0,83-0,86 - середні	830-860 - середні	
	несприятливий параметр		> 363	> 0,86 - важкі	> 860 - важкі	
	Кругові відсоткові діаграми					
	Умовні позначення:		Кількість	Разом		
	Н - нафтове		28			
	НГ - газове		1			
	НГК - нафтогазоконденсатне		7			
				36		

## Продовження таблиці 1

№ п/п	Назви родовищ	Початковий пластовий тиск Р <sub>пл</sub> , Мпа	За Роблом (NPC) МТЗ <sub>1</sub> , МПа	За Кронквістом МТЗ <sub>2</sub> , МПа	За PRI МТЗ <sub>3</sub> , МПа	За Еліджем і Меткалфом МТЗ <sub>4</sub> , МПа	МТЗ <sub>сер</sub> , Мпа
	Західний нафто-газоносний регіон						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	Більче-Волицький нафтогазоносний район						
1	Лопушнянське	71,80	25,82	21,89	26,30	19,18	23,30
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район						
2	Бистрицьке	24,80	13,75	13,69	11,69	11,31	12,61
3	Битків-Бабченське	14,18	12,22	12,25	9,47	9,39	10,83
4	Бляжівське	41,44	21,33	20,76	17,10	14,76	18,49
5	Бориславське	27,18	12,78	12,82	9,74	9,65	11,25
6	Вигодсько-Витвицьке	32,60	21,68	20,16	19,50	16,02	19,34
7	Гвіздецьке	30,17	14,00	14,17	9,83	9,73	11,93
8	Довбушанське	25,63	13,88	13,96	10,47	10,31	12,16
9	Долинське	30,80	16,19	15,50	15,81	14,03	15,38
10	Заводівське	57,53	31,46	25,59	30,88	21,11	27,26
11	Іваніківське	40,78	26,07	26,96	17,78	15,13	21,48
12	Мельничанське	65,73	32,07	26,09	31,14	21,22	27,63
13	Микуличинське	24,10	18,66	19,24	12,78	12,11	15,70
14	Новосхідницьке	51,45	29,94	25,55	27,73	19,80	25,76
15	Орів-Уличнянське	35,41	21,73	20,33	19,20	15,87	19,28
16	Пасічнянське	52,40	23,02	21,97	18,92	15,72	19,91
17	Південно-Гвіздецьке	45,46	20,37	19,16	18,27	15,39	18,30
18	Південно-Монастирське	65,20	35,00	30,09	29,98	20,74	28,95
19	Південно-Стинавське	76,49	31,51	26,70	28,84	20,27	26,83
20	Північно-Долинське	34,48	17,76	17,01	16,17	14,24	16,29
21	Підлісівське	29,45	19,46	19,24	15,27	13,71	16,92
22	Пнівське	34,37	16,21	15,85	14,17	13,03	14,81
23	Ріпнянське	25,00	6,73	6,10	5,13	1,78	4,94
24	Росільнянське	32,00	16,94	15,99	16,96	14,68	16,14
25	Семигінівське	67,00	20,55	19,55	17,78	15,13	18,25
26	Соколовецьке	91,00	37,08	25,85	42,32	25,55	32,70
27	Спаське	13,39	13,19	13,19	10,93	10,70	12,00
28	Спаське-Глибинне	91,40	32,90	27,61	29,98	20,74	27,81
29	Старосамбірське	42,80	21,11	20,02	18,20	15,35	18,67
30	Стинавське	41,80	24,46	22,17	22,10	17,28	21,50
31	Страшевицьке	43,30	20,86	19,58	18,63	15,57	18,66
32	Танявське	40,70	23,40	21,21	21,62	17,06	20,82
33	Чечвинське	36,95	19,50	19,08	15,78	14,01	17,09
34	Янківське	96,10	35,53	26,17	38,23	24,01	30,98
	Карпатська нафтогазоносна область						
35	Стрільбицьке	4,00	9,54	8,95	6,16	4,64	7,32
36	Східницьке	4,50	7,59	6,70	5,13	1,78	5,30
	сприятливий параметр						
	нейтральний параметр						
	неприятливий параметр						
Примітки.* - показник можна підняти вище одиниці штучно впливаючи на склад агенту та через технологічні показники							

**Закінчення таблиці 1**

№ п/п	Назви родовищ	Макс. відхилення, %	Макс. відхилення, Мпа	$P_{пл}/MTZ_{сер}$ , безрозмірна	$0,5P_{пл}/MTZ_{сер}$ , безрозмірна	Очікуваний тип витіснення
	Західний нафто-газоносний регіон					
	Передкарпатська нафтогазоносна область					
	Більче-Волицький нафтогазоносний район					
1	Лопушнянське	17,67	4,12	3,08	1,54	Змішуване
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район					
2	Бистрицьке	10,30	1,30	1,97	0,98	Змішуване
3	Битків-Бабченське	13,35	1,45	1,31	0,65	Змішуване
4	Блажівське	20,18	3,73	2,24	1,12	Змішуване
5	Бориславське	14,24	1,60	2,42	1,21	Змішуване
6	Вигодсько-Витвицьке	17,17	3,32	1,69	0,84	Змішуване
7	Гвіздецьке	18,73	2,24	2,53	1,26	Змішуване
8	Довбушанське	15,16	1,84	2,11	1,05	Змішуване
9	Долинське	8,80	1,35	2,00	1,00	Змішуване
10	Заводівське	22,56	6,15	2,11	1,06	Змішуване
11	Іваніківське	29,59	6,36	1,90	0,95	Змішуване
12	Мельничанське	23,21	6,41	2,38	1,19	Змішуване
13	Микуличинське	22,87	3,59	1,54	0,77	Змішуване
14	Новохідницьке	23,14	5,96	2,00	1,00	Змішуване
15	Орів-Уличнянське	17,70	3,41	1,84	0,92	Змішуване
16	Пасічнянське	21,03	4,19	2,63	1,32	Змішуване
17	Південно-Гвіздецьке	15,92	2,91	2,48	1,24	Змішуване
18	Південно-Монастирське	28,37	8,21	2,25	1,13	Змішуване
19	Південно-Стинавське	24,46	6,56	2,85	1,43	Змішуване
20	Північно-Долинське	12,63	2,06	2,12	1,06	Змішуване
21	Підлісівське	18,97	3,21	1,74	0,87	Змішуване
22	Пнівське	12,03	1,78	2,32	1,16	Змішуване
23	Ріпнянське	63,94	3,16	5,07	2,53	Змішуване
24	Росільнянське	9,06	1,46	1,98	0,99	Змішуване
25	Семигінівське	17,13	3,13	3,67	1,84	Змішуване
26	Соколовецьке	29,43	9,62	2,78	1,39	Змішуване
27	Спаське	10,81	1,30	1,12	0,56	Змішуване
28	Спаське-Глибинне	25,42	7,07	3,29	1,64	Змішуване
29	Старосамбірське	17,78	3,32	2,29	1,15	Змішуване
30	Стинавське	19,62	4,22	1,94	0,97	Змішуване
31	Страшевицьке	16,55	3,09	2,32	1,16	Змішуване
32	Танівське	18,08	3,76	1,95	0,98	Змішуване
33	Чечвинське	18,02	3,08	2,16	1,08	Змішуване
34	Янківське	23,38	7,24	3,10	1,55	Змішуване
	Карпатська нафтогазоносна область					
35	Стрільбицьке	36,61	2,68	0,55	0,27	Незмішуване
36	Східницьке	66,42	3,52	0,85	0,42	Незмішуване
	сприятливий параметр	<25	80,56	94,44	61,11	94,44
	нейтральний параметр	25-50	13,89	0,00	13,89	0,00
	несприятливий параметр	>50	5,56	5,56	25,00	5,56
	Кругові відсоткові діаграми					

Таблиця 2 – Результати сумісності родовищ західної України із СО<sub>2</sub>-заводненням (ІІ етап)

№ п/п	Назви родовищ	Пластова темпера-тура T, К	Початковий пластовий тиск P <sub>пл</sub> , МПа	Середня глибина залягання пласта H, м	Залишкова нафтона-сиченість S <sub>зал</sub> , %	Коефіцієнт пористості m, %	Коеф. Проник-ності k, мД
	<i>Західний нафтогазоносний регіон</i>						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>						
1	Лопушнянське	380,00	71,80	4 250,00	63,00	14,30	0,67
	<i>Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район</i>						
2	Бистрицьке	328,00	24,80	3 062,50	74,73	10,00	3,00
3	Битків-Бабченське	316,75	14,18	1 880,84	75,00	10,00	10,00
4	Блажківське	350,50	41,44	3 197,50	62,25	11,85	0,51
5	Бориславське	318,19	27,18	2 000,00	75,00	10,00	20,00
6	Вигодсько-Витвицьке	359,00	32,60	3 530,00	68,00	7,40	2,68
7	Гвіздецьке	318,67	30,17	1 869,67	74,00	10,57	20,00
8	Довбушанське	322,00	25,63	2 470,83	74,00	10,40	20,40
9	Долинське	345,60	30,80	2 000,00	76,67	10,93	9,57
10	Заводівське	392,33	57,53	4 504,67	71,33	9,98	1,33
11	Іваніківське	353,00	40,78	3 079,00	54,20	9,74	1,40
12	Мельничанське	393,00	65,73	4 640,67	63,00	13,93	3,22
13	Микуличинське	333,00	24,10	2 312,50	67,00	11,10	0,50
14	Новохідницьке	384,00	51,45	4 441,67	78,65	8,63	1,41
15	Орів-Уличнянське	358,00	35,41	3 227,75	70,50	12,75	15,00
16	Пасічнянське	357,00	52,40	2 950,00	71,00	10,00	5,46
17	Південно-Гвіздецьке	354,75	45,46	3 281,38	62,10	12,50	13,93
18	Південно-Монастирське	390,00	65,20	4 500,00	78,00	15,00	1,00
19	Південно-Стинавське	387,00	76,49	4 430,00	60,00	9,00	0,20
20	Північно-Долинське	347,00	34,48	2 779,55	76,94	11,06	7,58
21	Підлісівське	343,50	29,45	2 702,50	67,00	9,95	1,00
22	Пнівське	339,00	34,37	2 436,00	69,67	9,50	15,63
23	Ріпнянське	288,00	25,00	633,30	70,00	8,00	1,00
24	Росільнянське	350,00	32,00	2 410,50	50,00	10,00	1,00
25	Семигінівське	353,00	67,00	4 410,00	73,00	10,30	1,00
26	Соколовецьке	419,00	91,00	5 747,50	73,00	8,00	0,10
27	Спаське	324,30	13,39	1 728,40	75,75	9,87	3,68
28	Спаське-Глибинне	390,00	91,40	4 495,00	66,00	11,10	0,02
29	Старосамбірське	354,50	42,80	3 400,00	71,50	12,00	7,21
30	Стинавське	367,50	41,80	3 515,00	60,00	11,90	8,88
31	Страшевицьке	356,00	43,30	3 050,00	67,70	10,00	0,10
32	Танявське	366,00	40,70	3 115,00	71,35	10,85	0,33
33	Чечвинське	345,50	36,95	2 642,50	74,00	11,50	1,00
34	Янківське	410,00	96,10	5 360,00	70,00	9,90	0,10
	<i>Карпатська нафтогазоносна область</i>						
35	Стрільбицьке	296,00	4,00	600,00	65,00	10,00	0,10
36	Східницьке	288,00	4,50	600,00	70,00	15,33	39,50
	сприятливий параметр	≤ 363	≥ 10,5	≥ 1000	≥ 30*	≥ 10	≥ 1**
	нейтральний параметр	-	-	-	-	-	-
	несприятливий параметр	> 363	< 10,5	< 1000	< 30	< 10	< 1
	Кругові відсоткові діаграми						

Примітки. \* - за деякими авторами насиченість понад 35 може також бути умовою незмішуваного СО<sub>2</sub>-заводнення. Ми вважаємо таке міркування хибним; \*\* - згідно з деяких таблиць критерій значення проникності не має принципового значення.

**Закінчення таблиці 2**

№ п/п	Назви родовищ	Густина нафти при ст.у. рст, кг/м3	В'язкість нафти в пл.у. $\mu$ , мПа·с	Рпл/МТЗсер, безрозмірна	Очікуваний тип витіснення (I етап)	Відсоток несприятливих параметрів, % ***	Очікуваний тип витіснення (II етап)
	<b>Західний нафтогазоносний регіон</b>						
	Передкарпатська нафтогазонасна область						
	<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>						
1	Лопушнянське	828,40	0,41	3,08	Змішуване	22,22	Змішуване
	<i>Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район</i>						
2	Бистрицьке	838,00	1,13	1,97	Змішуване	5,56	Змішуване
3	Битків-Бабченське	846,60	2,07	1,31	Змішуване	5,56	Змішуване
4	Блажівське	858,30	3,41	2,24	Змішуване	16,67	Змішуване
5	Бориславське	850,00	2,51	2,42	Змішуване	5,56	Змішуване
6	Вигодсько-Витвицьке	843,00	0,92	1,69	Змішуване	16,67	Змішуване
7	Гвіздецьке	862,67	8,34	2,53	Змішуване	11,11	Змішуване
8	Довбушанське	853,67	1,32	2,11	Змішуване	5,56	Змішуване
9	Долинське	823,50	0,97	2,00	Змішуване	0,00	Змішуване
10	Заводівське	837,67	0,35	2,11	Змішуване	27,78	Зм./Незм.
11	Іваниківське	884,00	1,27	1,90	Змішуване	22,22	Змішуване
12	Мельничанське	839,67	0,45	2,38	Змішуване	16,67	Змішуване
13	Микуличинське	874,10	1,23	1,54	Змішуване	22,22	Змішуване
14	Новосхідницьке	845,90	0,50	2,00	Змішуване	27,78	Зм./Незм.
15	Орів-Уличнянське	845,50	0,59	1,84	Змішуване	5,56	Змішуване
16	Пасічнянське	857,00	0,89	2,63	Змішуване	5,56	Змішуване
17	Південно-Гвіздецьке	841,75	1,30	2,48	Змішуване	5,56	Змішуване
18	Південно-Монастирське	860,30	1,89	2,25	Змішуване	22,22	Змішуване
19	Південно-Стинавське	848,60	0,47	2,85	Змішуване	38,89	Зм./Незм.
20	Північно-Долинське	836,00	0,47	2,12	Змішуване	5,56	Змішуване
21	Підлісівське	858,50	2,09	1,74	Змішуване	16,67	Змішуване
22	Пнівське	839,00	0,97	2,32	Змішуване	16,67	Змішуване
23	Ріпнянське	834,67	1,51	5,07	Змішуване	27,78	Зм./Незм.
24	Росільнянське	821,00	0,55	1,98	Змішуване	0,00	Змішуване
25	Семигінівське	847,00	0,69	3,67	Змішуване	5,56	Змішуване
26	Соколовецьке	813,00	0,33	2,78	Змішуване	33,33	Зм./Незм.
27	Спаське	840,20	1,89	1,12	Змішуване	16,67	Змішуване
28	Спаське-Глибинне	850,00	0,73	3,29	Змішуване	27,78	Зм./Незм.
29	Старосамбірське	848,15	1,22	2,29	Змішуване	5,56	Змішуване
30	Стинавське	845,30	0,41	1,94	Змішуване	16,67	Змішуване
31	Страшевицьке	843,00	0,72	2,32	Змішуване	16,67	Змішуване
32	Танявське	841,00	0,35	1,95	Змішуване	27,78	Зм./Незм.
33	Чечвинське	854,50	0,49	2,16	Змішуване	5,56	Змішуване
34	Янківське	823,60	2,50	3,10	Змішуване	33,33	Зм./Незм.
	<b>Карпатська нафтогазонасна область</b>						
35	Стрільбицьке	861,93	3,43	0,55	Незмішуване	55,56	Незмішуване
36	Східницьке	851,52	4,00	0,85	Незмішуване	38,89	Незмішуване
				% параметрів	% типу вітіснення	% параметрів	% типу вітіснення
	сприятливий параметр	< 830 - легкі	$\leq 10$	94,44	94,44	72,22	72,22
	нейтральний параметр	830-860 - середні	11-600	0,00	0,00	25,00	22,22
	несприятливий параметр	> 860 - важкі	> 600	5,56	5,56	2,78	5,56
	Кругові відсоткові діаграми						
	Примітки. *** - нейтральні показники складають половину від негативних (0,5). Якщо їхня частка перевищує 50%, передбачається незмішуване вітіснення, навіть якщо це не підтверджується результатами першого етапу обробки. Якщо нейтральні показники складають 0,25-0,5, потрібно проводити детальні дослідження на конкретних родовищах. Якщо цей показник менше 0,25, має місце змішуване вітіснення.						

за одиницю, штучно впливаючи на склад агента і змінюючи технологічні параметри процесу заводнення. Не варто сприймати незмішуване витіснення як негативне. Воно все ж залишається дієвим, проте в дещо меншій мірі, що пояснюється наявністю слабких сил міжфазної взаємодії. Конкурентом методу не змішуваного витіснення може виступати міцелярно-полімерне заводнення або заводнення так званими ПАПС (поверхнево-активні полімервмісні системи). Проте їх застосування обмежується суттєвим недоліком – дорогоvizною. Тому якщо прийняти до уваги фінансовий стан галузі та період розробки родовищ (характеризується меншими відборами), то застосування навіть незмішуваного в нафті CO<sub>2</sub>-заводнення є віправданим. Зрозуміло, що у випадку очікуваного незмішуваного витіснення для довільного родовища на першому етапі витіснення на другому етапі також буде незмішуваним навіть за сприятливих значень допоміжних критеріїв.

### Другий етап

Цей етап також характеризується своїми критеріями, які наведено в табл. 2. Деякі критерії для наочності включені з першого етапу для заключної оцінки. Критерії на другому етапі розбито на дві підкатегорії: параметри пласта та параметри нафти. Розглянемо ці параметри і умови їх сприятливості.

До параметрів пласта відносять:

- пластову температуру T, K (сприятлива – ≤363 K, несприятлива – >363 K);
- початковий пластовий тиск P<sub>пл</sub>, МПа (сприятливий – ≥10,5 МПа, несприятливий – <10,5 МПа);
- середня глибина залягання пласта H, м (сприятлива – ≥1000 м, несприятлива – <1000 м);
- залишкова нафтонасиченість S<sub>зал</sub>, % (сприятлива – ≥30%, несприятлива – <30%);
- коефіцієнт пористості пласта m, % (сприятливий – ≥10%, несприятливий – <10%);
- коефіцієнт проникності пласта k, мД = 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> (сприятливий – ≥1 мД, несприятливий – <1 мД).

До параметрів нафти відносять:

- густина нафти за стандартних умов ρ<sub>ст</sub>, кг/м<sup>3</sup> (сприятлива – ≤830 кг/м<sup>3</sup>, нейтральна – 830-860 кг/м<sup>3</sup>, несприятлива – ≥860 кг/м<sup>3</sup>);
- в'язкість нафти при пластових умовах μ, мПа·с (сприятлива – ≤10 мПа·с, нейтральна – 11-600 мПа·с, несприятлива – >600 мПа·с).

Разом з МТЗ маємо 9 критеріїв. На основі даних, наведених у табл. 1 і 2, ми розробили і запропонували алгоритм кінцевої оцінки сумісності родовища з CO<sub>2</sub>-заводненням. Суть полягає у наступному. Щоб забезпечити змішуваний тип витіснення МТЗ повинен бути нижчим за пластовий. Якщо ця умова не виконується, то розгляд другого етапу немає сенсу, оскільки містить допоміжні параметри. Отже, умовою першого етапу є визначення мінімального тиску змішуваності. Зауважимо, що на першому етапі обробки не було жодного родовища із співвідношенням P<sub>пл</sub>/МТЗ<sub>сер</sub>=0,95-1. Якщо б така умова справді виконувалася, то оцінка першого

етапу була б «Зм./Незм.», що означає необхідність проведення детальних досліджень безпосередньо на родовиці. За умови другого етапу підраховувалося відсоткове значення несприятливих параметрів, причому вплив нейтральних параметрів також враховувався. Це значення обчислювалось і ділилось на загальну кількість критеріїв. Звідси отримали відсоткове значення даного параметра. Очевидно, що він і служить для заключної оцінки.

Нами приймались досить сувері «проходні» значення: для змішуваного типу витіснення відсоток несприятливих (у даному показнику включені і нейтральні показники) значень параметрів повинен бути ≤25%. Тут нюанс полягає в тому, що нейтральний показник першого етапу «Зм./Незм.» поводить себе, фактично, як сприятливий, тобто при кількості несприятливих показників ≤25% невизначена оцінка типу витіснення за першого етапу отримує вердикт на другому етапі – «змішуване» витіснення. Далі, за діапазону 25-50% - кінцева оцінка є «Зм./Незм.», а якщо відсоток несприятливих параметрів >50% – можемо з впевненістю судити про незмішуваний тип витіснення.

### Висновки

Розроблено алгоритм з визначення сумісності родовищ Західного нафтогазоносного регіону України (36 родовищ) для заводнення діоксидом вуглецю шляхом визначення очікуваного типу витіснення. Подібні розрахунки можна провести і для інших регіонів України.

### Література

1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев. – М: Недра, 1985. – 308 с.

2 Aladasani, A. and Bai, B. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering, 79, 1-2, 10-24, DOI 10.1016/j.petrol.2011.07.005. Source: <http://www.eorcriteria.com>.

3 Aladasani A., SPE, Kuwait Oil Company, Missouri University of Science and Technology (MUoSaT), Bai B., Runar N., SPE, MUoSaT.: "A Selection Criterion for CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO<sub>2</sub> Release", Paper SPE 152998, 2012.

4 Shaw J., Adams Pearson Associates, Bachu S., Alberta Geological Survey.: "Screening, Evaluation, and Ranking of Oil Reservoirs Suitable for CO<sub>2</sub>-Flood EOR and Carbon Dioxide Sequestration", JPT magazine, Vol. 41, No. 9, 2002.

5 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О.Федишина, Б.І. Денеги, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.04.14

Рекомендована до друку  
професором **Мойсішиним В.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Світлицьким В.М.**  
(ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)