

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

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

У матеріалах другої частини статті виконано аналітичні дослідження та отримано результати з впливу одного з основних чинників - мінімального тиску змішуваності на ефективність змішаного CO₂-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, змішване і незмішване витіснення.

В матеріалах другої частини статті виконано аналітичні дослідження та отримано результати з впливу одного з основних факторів - мінімального тиску змішуваності на ефективність змішаного CO₂-заводнення. Мінімальний тиск змішуваності визначався за емпіричними залежностями, запропонованими різними дослідниками з 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.

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 CO₂-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 (CO₂).

Визначення мінімального тиску змішуваності (MTЗ)

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

може бути наближено визначений за емпіричними формулами. Зауважимо, що в більшості аналітичних залежностей він наводиться для випадку «чистого» CO₂-заводнення. Проаналізуємо найбільш поширені рівняння для визначення MTЗ.

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

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

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

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

де MTЗ – мінімальний тиск змішуваності, МПа;

$M(C_{5+})$ – молекулярна маса компонентів C₅₊, безрозмірна величина;

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

ρ_0 – відносна густина товарної нафти, безрозмірна;

T – пластова температура, °F.

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

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

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

де MTZ , psi – фунт на квадратний дюйм;

T – пластова температура, °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):

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

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

де MTZ , psi;

B – показник степеня;

T – пластова температура, градуси Ранкіна, °Ra.

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

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

де MTZ , psi;

T – пластова температура, °F.

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

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

де MTZ , psi;

T – пластова температура, °F;

X_L – частка легких фракцій;

X_H – частка проміжних компонентів.

Нижче на основі цих формул побудовано графічні залежності (рис. 1, а-г). Бачимо, що MTZ за Роблом (1) набуває від'ємних значень. Це пояснюється графічним відтворенням усього діапазону відносних густин товарної нафти, який включає малі величини ($\rho_0=0,1-0,5$), 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 густина (близько 1). При цьому MTZ може зростати понад 1000 МПа.

Наступні два графіки (див. рис. 1 в, г) відображують формули (6) і (8) (відповідно, за PRI та Єліджем і Меткалфом). Вони, як зазначалося раніше, менш точні і дають занижені величини MTZ , 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 необхідною є інтерполяція даних останньої. Проте все ж рекомендовано користуватися всіма наведеними аналітичними залежностями безпосередньо залежно від наявності й якості даних і зв'язати їх між собою.

Основна умова змішуваності виконується за дотримання такої нерівності:

$$P_{ПЛ} > MTZ, \quad (10)$$

де $P_{ПЛ}$ – пластовий тиск.

Отже, для можливості проходження витіснювального 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 CO₂-заводнення

Перші загально визнані 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 Аладазани і Баєм, створена у 2010 р. Вивчення питань сумісності CO₂-заводнення на різних родовищах займалися також учені: Гефтен (1973 р.), Люен (1976 р.), Мак Пі (1977 р.), Браш'ер (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 узяті 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 MTZ 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 CO₂-заводнення. Деякі критерії сумісності (коефіцієнт 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 CO₂-заводненням є повністю автоматичним. Для наочності і полегшення розуміння табл. 1 і 2 введено графічне умовне форматування. Сприятливі параметри (показники) виділені зеленим кольором, нейтральні - жовтим, несприятливі – червоним. Форматування, обчислювальні процеси та інші особливості цілком автономні. Внизу таблиць в стовпчиках критеріїв наведено їхні числові значення. Знаючи, 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 змішване витіснення при заводненні діоксидом вуглецю. Саме цього типу намагаються досягти на практиці при впровадженні даного методу підвищення нафтовилучення (ПНВ). Проте це вдається не завжди. Тому першим превалюючим параметром є МТЗ, значення якого дає змогу наближено судити про можливість досягнення змішваного витіснення і уможлиблює подальше порівняння параметрів залягання вуглеводнів та їх властивостей з критеріями сумісності. На даному етапі (див. табл. 1) порівнюваними параметрами виступали: пластова температура T , [K], початковий пластовий тиск $P_{пл}$ [МПа], густина нафти за стандартних умов (ст. у.) $\rho_{ст}$, [кг/м³] і молярна маса проміжних компонентів $M(C_{5+})$.

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

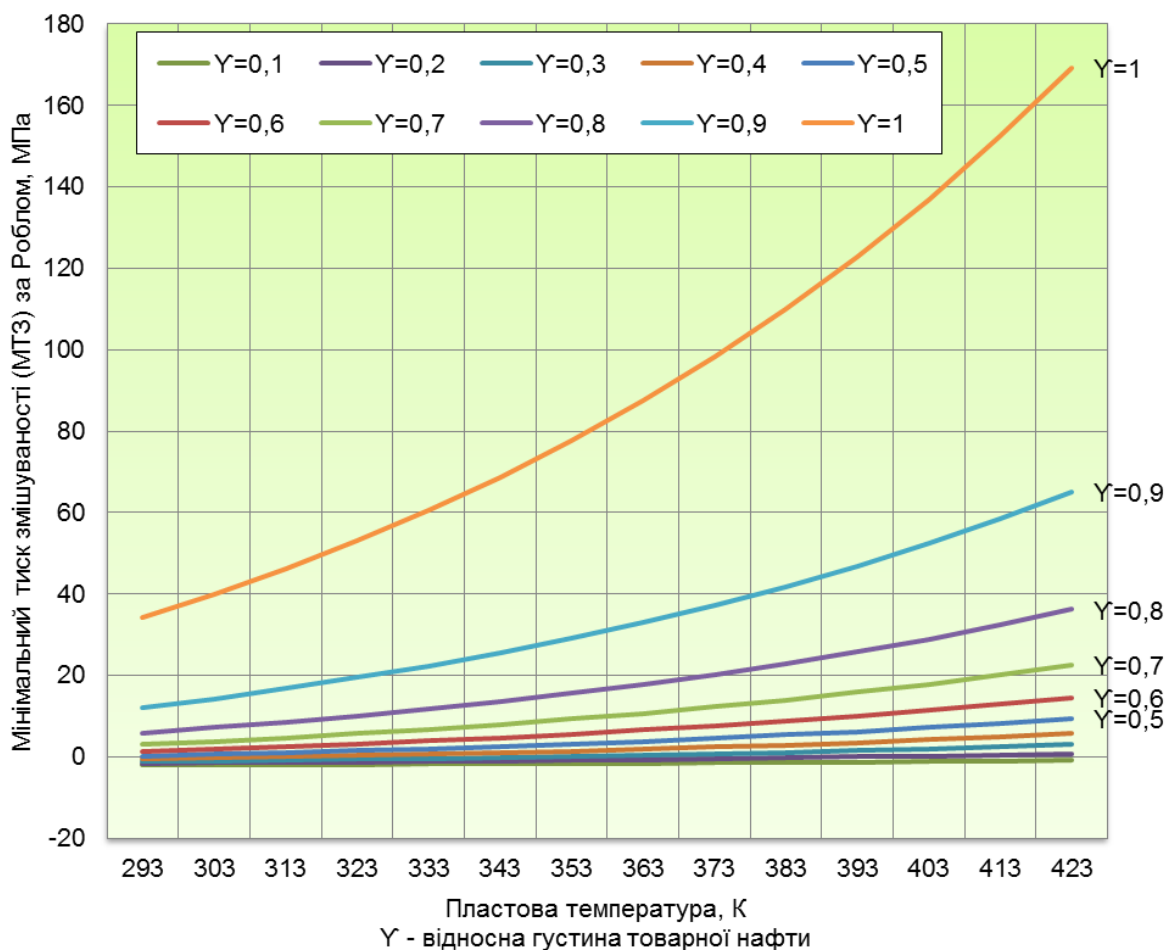
Переведення коефіцієнтів та величин у міжнародну систему СІ:

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

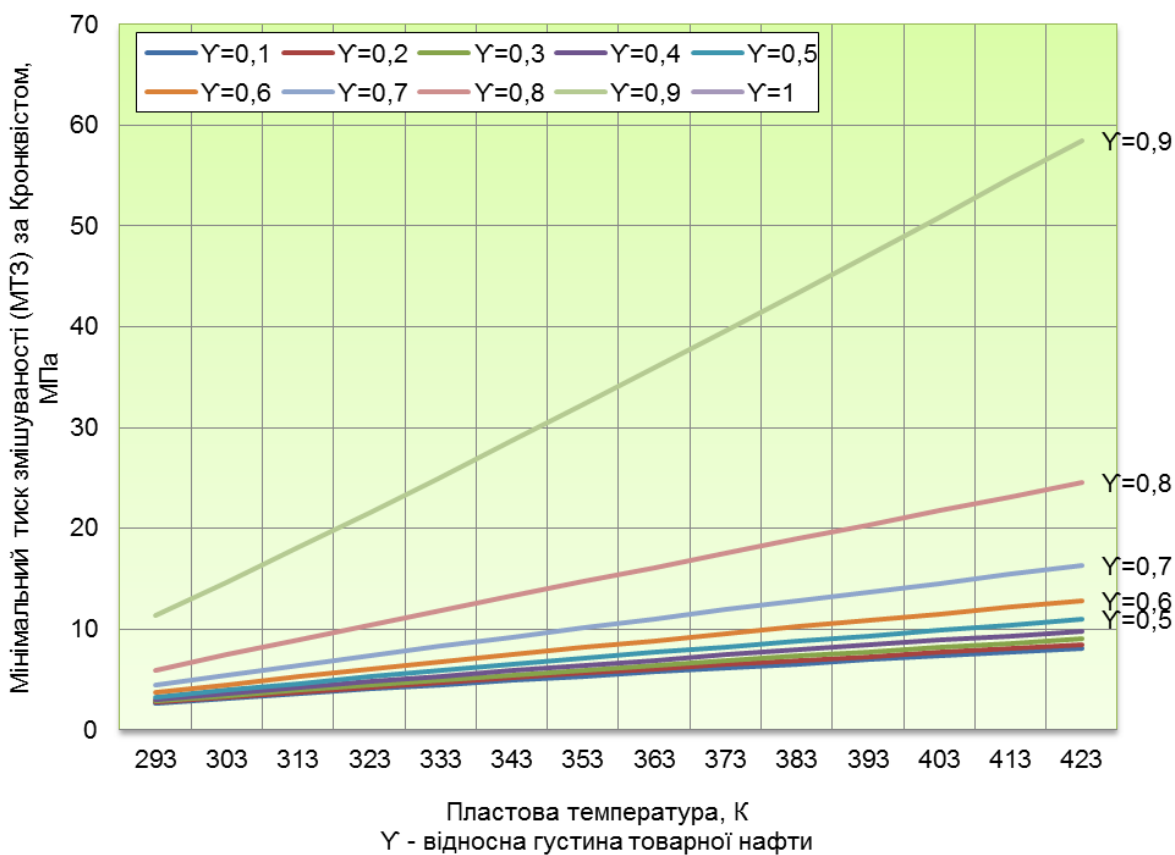
Вони включені в алгоритм табл. 1 і 2. Оскільки температура пласта безпосередньо

пов'язана з величиною МТЗ, то при складанні таблиці критеріїв прийємо пластову температуру сталою по всьому пласту на весь період розробки для полегшення проведення розрахунків. Насправді ця температура з часом дещо зменшується і різниться 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+} наближено їх шукатимемо за формулою (2), а за відсутності молярного проценту часток метану і нітрогену знехтуємо 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 вуглеводнями, що сприяють змішваності.

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 міні-гістограмою. Бачимо, що відхилення понад 80% є в межах прийнятої норми і тільки 5,56% - несприятливими. З наведеної вище основної умови змішваності (10) слідує, що відношення $P_{пл}/MTZ_{сер}$ має бути більшим за одиницю для досягнення змішваного типу витіснення. З табл. 2 видно, що відсоток родовищ, які підпадають під метод ПНВ із змішуваним витісненням нафти за допомогою діоксиду вуглецю ($P_{пл}/MTZ_{сер} > 1$ 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 незмішваного витіснення. З міркувань технологічних можливостей ми назвали діапазон відношення $P_{пл}/MTZ_{сер} = 0,95-1$ нейтральним, тому що значення цього відношення можна підняти вищим

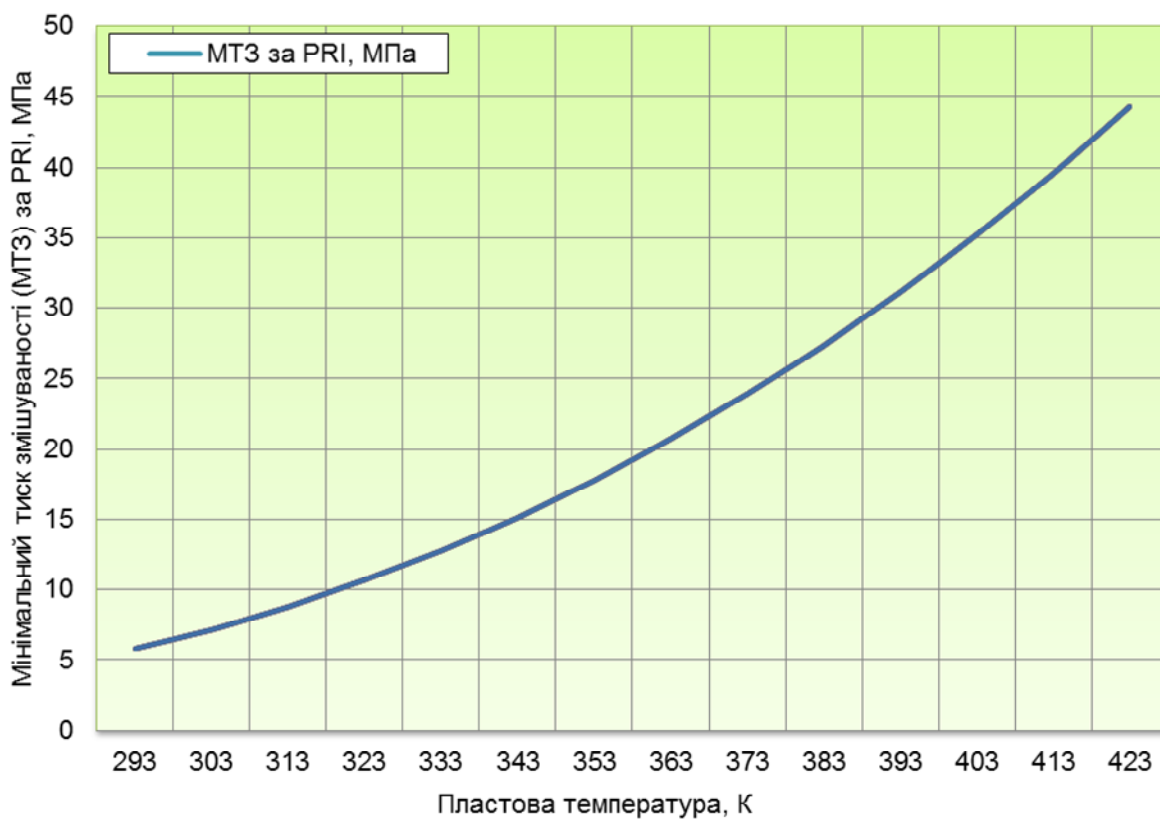


a)

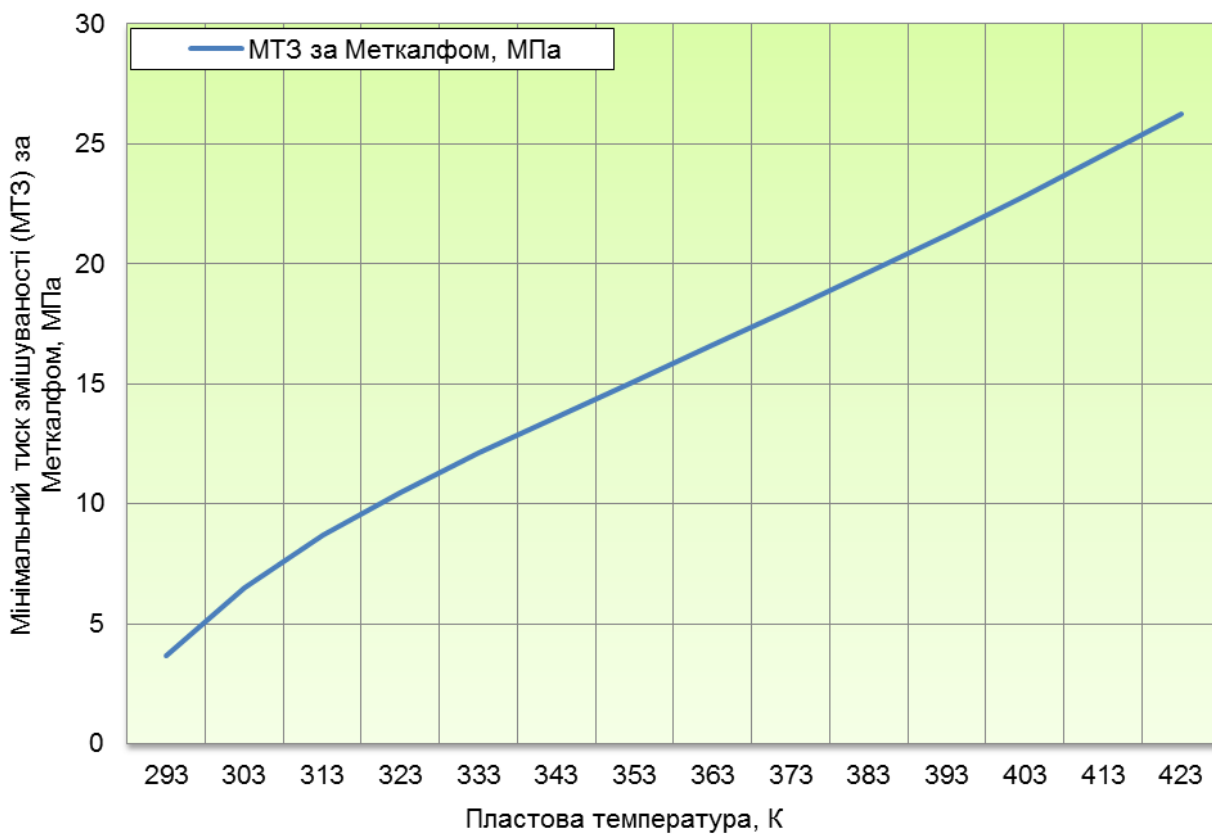


b)

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



в)



г)

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

Таблиця 1 – Результати сумісності родовищ західної України із CO₂-заводненням (I етап)

№ п/п	Назви родовищ	Тип родо-вища	Пластова температура T, К	Відносна густина товарної нафти γ ₀ , безрозмірна	Густина нафти при ст.у. рет, кг/м ³	Молярна маса компонентів C ₅₊ , безрозмірна
	Західний нафто-газоносний регіон					
	Передкарпатська нафтогазоносна область					
	Більче-Волицький нафтогазоносний район					
1	Лопушлянське	Н	380,00	0,83	828,40	211,31
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний 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	Іванківське	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	Орив-Уличнянське	Н	358,00	0,85	845,50	231,41
16	Пасічянське	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	Рішнянське	Н	288,00	0,83	834,67	218,35
24	Росіллянське	НГК	350,00	0,82	821,00	203,44
25	Семигинівське	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 нафтогазоносна 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		36		
НГ - газове		1				
НГК - нафтогазоконденсатне		7				

Продовження таблиці 1

№ п/п	Назви родовищ	Початковий пластовий тиск Р _{пл} , Мпа	За Роблом (NPC) МТЗ1, МПа	За Кронквістом МТЗ2, МПа	За PRI МТЗ3, МПа	За Еліджем і Меткалфом МТЗ4, МПа	МТЗ _{сер} , 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	Блажівське	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	Іванківське	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	Семигинівське	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						
	несприятливий 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	Р _{пл} /МТЗ _{сер} , безрозмірна	0,5Р _{пл} /МТЗ _{сер} , безрозмірна	Очікуваний тип витіснення
	Західний нафто-газоносний регіон					
	Передкарпатська нафтогазоносна область					
	Більче-Волицький нафтогазоносний район					
1	Лопушлянське	17,67	4,12	3,08	1,54	Змішване
	Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район					
2	Бистрицьке	10,30	1,30	1,97	0,98	Змішване
3	Битків-Бабченське	13,35	1,45	1,31	0,65	Змішване
4	Блажівське	20,18	3,73	2,24	1,12	Змішване
5	Бориславське	14,24	1,60	2,42	1,21	Змішване
6	Вигодсько-Витвицьке	17,17	3,32	1,69	0,84	Змішване
7	Гвіздецьке	18,73	2,24	2,53	1,26	Змішване
8	Довбушанське	15,16	1,84	2,11	1,05	Змішване
9	Долинське	8,80	1,35	2,00	1,00	Змішване
10	Заводівське	22,56	6,15	2,11	1,06	Змішване
11	Іванківське	29,59	6,36	1,90	0,95	Змішване
12	Мельничанське	23,21	6,41	2,38	1,19	Змішване
13	Микуличинське	22,87	3,59	1,54	0,77	Змішване
14	Новосхідницьке	23,14	5,96	2,00	1,00	Змішване
15	Орив-Уличнянське	17,70	3,41	1,84	0,92	Змішване
16	Пасічянське	21,03	4,19	2,63	1,32	Змішване
17	Південно-Гвіздецьке	15,92	2,91	2,48	1,24	Змішване
18	Південно-Монастирське	28,37	8,21	2,25	1,13	Змішване
19	Південно-Стинавське	24,46	6,56	2,85	1,43	Змішване
20	Північно-Долинське	12,63	2,06	2,12	1,06	Змішване
21	Підлісівське	18,97	3,21	1,74	0,87	Змішване
22	Пнівське	12,03	1,78	2,32	1,16	Змішване
23	Ріпнянське	63,94	3,16	5,07	2,53	Змішване
24	Росільнянське	9,06	1,46	1,98	0,99	Змішване
25	Семигинівське	17,13	3,13	3,67	1,84	Змішване
26	Соколовецьке	29,43	9,62	2,78	1,39	Змішване
27	Спаське	10,81	1,30	1,12	0,56	Змішване
28	Спаське-Глибинне	25,42	7,07	3,29	1,64	Змішване
29	Старосамбірське	17,78	3,32	2,29	1,15	Змішване
30	Стинавське	19,62	4,22	1,94	0,97	Змішване
31	Страшевицьке	16,55	3,09	2,32	1,16	Змішване
32	Танявське	18,08	3,76	1,95	0,98	Змішване
33	Чечвинське	18,02	3,08	2,16	1,08	Змішване
34	Янківське	23,38	7,24	3,10	1,55	Змішване
	Карпатська нафтогазоносна область					
35	Стрільбицьке	36,61	2,68	0,55	0,27	Незмішване
36	Східницьке	66,42	3,52	0,85	0,42	Незмішване
	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 CO₂-заводненням (II етап)

№ п/п	Назви родовищ	Пластова температура T, К	Початковий пластовий тиск P _{пл} , МПа	Середня глибина залягання пласта Н, м	Залишкова нафтонасиченість S _{зал} , %	Коефіцієнт пористості m, %	Коеф. Проникності k, мД
	<i>Західний нафтогазоносний регіон</i>						
	Передкарпатська нафтогазоносна область						
	<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>						
1	Лопушнисянське	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	Блажівське	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	Іванківське	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	Новосхідницьке	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	Пасічнисянське	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	Семигинівське	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 CO₂-заводнення. Ми вважаємо таке міркування хибним; ** - згідно з деяких таблиць критеріїв значення проникності не має принципового значення.

Закінчення таблиці 2

№ п/п	Назви родовищ	Густина нафти при ст.у. рст, кг/м ³	В'язкість нафти в пл.у. ц, мПа·с	Рплл/МТЗсер, безрозмірна	Очікуваний тип витіснення (I етап)	Відсоток несприятливих параметрів, %***	Очікуваний тип витіснення (II етап)
<i>Західний нафтогазоносний регіон</i>							
Передкарпатська нафтогазоносна область							
<i>Більче-Волицький нафтогазоносний район</i>							
1	Лопушниське	828,40	0,41	3,08	Змішване	22,22	Змішване
<i>Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район</i>							
2	Бистрицьке	838,00	1,13	1,97	Змішване	5,56	Змішване
3	Битків-Бабченське	846,60	2,07	1,31	Змішване	5,56	Змішване
4	Блажівське	858,30	3,41	2,24	Змішване	16,67	Змішване
5	Бориславське	850,00	2,51	2,42	Змішване	5,56	Змішване
6	Вигодсько-Витвицьке	843,00	0,92	1,69	Змішване	16,67	Змішване
7	Гвіздецьке	862,67	8,34	2,53	Змішване	11,11	Змішване
8	Довбушанське	853,67	1,32	2,11	Змішване	5,56	Змішване
9	Долинське	823,50	0,97	2,00	Змішване	0,00	Змішване
10	Заводівське	837,67	0,35	2,11	Змішване	27,78	Зм./Незм.
11	Іванківське	884,00	1,27	1,90	Змішване	22,22	Змішване
12	Мельничанське	839,67	0,45	2,38	Змішване	16,67	Змішване
13	Микуличинське	874,10	1,23	1,54	Змішване	22,22	Змішване
14	Новосхідницьке	845,90	0,50	2,00	Змішване	27,78	Зм./Незм.
15	Орів-Уличнянське	845,50	0,59	1,84	Змішване	5,56	Змішване
16	Пасічянське	857,00	0,89	2,63	Змішване	5,56	Змішване
17	Південно-Гвіздецьке	841,75	1,30	2,48	Змішване	5,56	Змішване
18	Південно-Монастирське	860,30	1,89	2,25	Змішване	22,22	Змішване
19	Південно-Стинавське	848,60	0,47	2,85	Змішване	38,89	Зм./Незм.
20	Північно-Долинське	836,00	0,47	2,12	Змішване	5,56	Змішване
21	Підлісівське	858,50	2,09	1,74	Змішване	16,67	Змішване
22	Пнівське	839,00	0,97	2,32	Змішване	16,67	Змішване
23	Ріпнянське	834,67	1,51	5,07	Змішване	27,78	Зм./Незм.
24	Росільнянське	821,00	0,55	1,98	Змішване	0,00	Змішване
25	Семигинівське	847,00	0,69	3,67	Змішване	5,56	Змішване
26	Соколовецьке	813,00	0,33	2,78	Змішване	33,33	Зм./Незм.
27	Спаське	840,20	1,89	1,12	Змішване	16,67	Змішване
28	Спаське-Глибинне	850,00	0,73	3,29	Змішване	27,78	Зм./Незм.
29	Старосамбірське	848,15	1,22	2,29	Змішване	5,56	Змішване
30	Стинавське	845,30	0,41	1,94	Змішване	16,67	Змішване
31	Страшевицьке	843,00	0,72	2,32	Змішване	16,67	Змішване
32	Танявське	841,00	0,35	1,95	Змішване	27,78	Зм./Незм.
33	Чечвинське	854,50	0,49	2,16	Змішване	5,56	Змішване
34	Янківське	823,60	2,50	3,10	Змішване	33,33	Зм./Незм.
Карпатська нафтогазоносна область							
35	Стрільбицьке	861,93	3,43	0,55	Незмішване	55,56	Незмішване
36	Східницьке	851,52	4,00	0,85	Незмішване	38,89	Незмішване
				% параметрів	% типу витіснення	% параметрів	% типу витіснення
	сприятливий параметр	< 830 - легкі	≤ 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							
<p>Примітки. *** - нейтральні показники складають половину від негативних (0,5). Якщо їхня частка перевищує 50%, передбачається незмішване витіснення, 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 змішване витіснення.</p>							

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 змішаного витіснення може виступати міцелярно-полімерне заводнення або заводнення так званими ПАПС (поверхнево-активні полімервмісні системи). Проте їх застосування обмежується суттєвим недоліком – дороговизною. Тому якщо прийняти до уваги фінансовий стан галузі та період розробки родовищ (характеризується меншими відборами), то застосування навіть незмішаного в нафті CO₂-заводнення є виправданим. Зрозуміло, що у випадку очікуваного незмішаного 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 включено 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 , К (сприятлива – ≤ 363 К, несприятлива – > 363 К);
- початковий пластовий тиск $P_{пл}$, МПа (сприятливий – $\geq 10,5$ МПа, несприятливий – $< 10,5$ МПа);
- середня глибина залягання пласта H , м (сприятлива – ≥ 1000 м, несприятлива – < 1000 м);
- залишкова нафтонасиченість $S_{заль}$, % (сприятлива – $\geq 30\%$, несприятлива – $< 30\%$);
- коефіцієнт пористості пласта m , % (сприятливий – $\geq 10\%$, несприятливий – $< 10\%$);
- коефіцієнт проникності пласта k , мД = 10^{-15} м² (сприятливий – ≥ 1 мД, несприятливий – < 1 мД).

До параметрів нафти відносять:

- густина нафти за стандартних умов $\rho_{ст}$, кг/м³ (сприятлива – ≤ 830 кг/м³, нейтральна – $830-860$ кг/м³, несприятлива – ≥ 860 кг/м³);
- 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 CO₂-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 $P_{пл}/MTZ_{сер} = 0,95-1$. Якщо б така умова справджувалася, то оцінка першого

етапу була б «Зм./Незм.», що означає необхідність проведення детальних досліджень безпосередньо на родовищі. 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 приймалися досить суворі «прохідні» значення: для змішаного типу витіснення відсоток несприятливих (у даному показнику включені і нейтральні показники) значень параметрів повинен бути $\leq 25\%$. Тут нюанс полягає в тому, що нейтральний показник першого етапу «Зм./Незм.» поводить себе, фактично, як сприятливий, тобто при кількості несприятливих показників $\leq 25\%$ невизначена оцінка типу витіснення за першого етапу отримує вердикт на другому етапі – «змішване» 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 CO₂-Enhanced Oil Recovery and Dispersion Modeling of High-Pressure CO₂ 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 CO₂-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. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів, 1998.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.04.14

Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ПАТ «УкрГазвидобування», м. Київ)