

ВЛАСТИВОСТІ РОЗСІЯНИХ РІДКИХ ВУГЛЕВОДНІВ У ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДАХ

М.М.Багнюк, Я.А.Пилип, Ю.Г.Філяс

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (0322) 712268,

e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua

Зависимости, полученные на основании обобщения результатов изучения начальных и текущих свойств пластовых нефтей различных типов, рекомендуется использовать для определения изменений содержания и добычи нерастворимых рассеянных углеводородов при наличии их в газоконденсатных системах.

The dependences received on the basis of results generalization of initial and present-day properties of different types formation oils study are recommended to use for determination of content and recovery of unsoluble dispersed hydrocarbons changes in case of their presence in gas-condensate systems.

Проблема так званих розсіяних рідких вуглеводнів (РРВ) виникла відносно недавно під час розвідки низки газоконденсатних родовищ з глибоким заляганням продуктивних відкладів, високим поверхом газоносності або з нафтовими облямітками тощо [1, 2 та ін.]. У газонасиченій частині покладів іноді присутні комплексні сполуки (залишкові нафтоїди, сорбовані, сконденсовані та інші вуглеводні), які незалежно від їх природи, не розчиняються в газовій фазі у початкових термобаричних умовах надр.

Для підрахунку запасів газу і рідких сполук, техніко-економічного обґрунтування нафтоконденсатовилучення, проектування розробки родовищ нерідко потрібні дані про зміну вмісту та видобутку окремо газорозчинної і нерозчинної складових вуглеводневої продукції під час зниження пластових тисків у покладах. Однак сучасна методика лабораторних досліджень не передбачає прогнозування такого процесу. За допомогою експериментів на установках РВТ можна лише фіксувати зміну деяких характеристик (об'єму, густини, маси) розсіяних рідких вуглеводнів разом з конденсатом, що випав, оскільки межа (поверхня розділу) між ними переважно відсутня.

Функції основних параметрів різновидів нерозчинних залишків розсіяних вуглеводнів (РРВ) можна реконструювати, базуючись на узагальнених статистичних матеріалах вивчення окремих типів нафт – від звичайних до нафт перехідного стану з виділеною групою близькокритичних систем, властивості яких змінюються у широкому діапазоні. Для цього вико-

ристано результати експериментальних досліджень 33 пластових флюїдів (табл. 1). Критеріями віднесення вуглеводневих рідин до конкретних типів або їх приблизних різновидів можуть слугувати усереднені параметри, наведені у цій таблиці – густина, газовміст та об'ємна усадка.

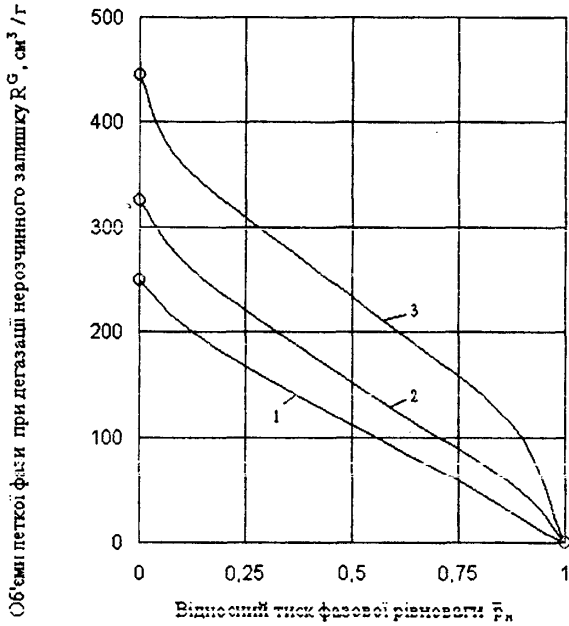
Перебуваючи у постійному контакті з газом чи газовим конденсатом, нерозчинні залишки гранично насичені леткими компонентами. В таких умовах їх початковий зрівноважений стан зберігається тільки за тиску насичення

\bar{p}_n^n , що відповідає початковому пластовому, $p_n^n = p_{пл} = \text{const}$. Якщо газоконденсатний поклад розробляється на режимі виснаження, то з першого моменту падіння $p_{пл}$ існуюча фазова рівновага порушується. Починає виділятися розчинений газ. Цей процес протікає, розвиваючись, незалежно від інших фазових перетворень, що виникають у газоконденсатних покладах під час розробки (ретроградна конденсація – пряме випарування фракції C_{5+}). Його динаміка зображена на рис. 1 як функція відносного тиску $\bar{p}_n = p_n^{\text{пот}} / p_n^n$, де $p_n^{\text{пот}}$ і p_n^n – поточні і початкові значення тиску насичення.

З рис. 1 видно, що в умовах зниження \bar{p}_n до 0,50 з нафт звичайного типу (НЗТ) виділяється 115 см³/г (м³/т) летких сполук. У тому ж інтервалі $\Delta \bar{p}_n$ дегазація R^G нафт перехідного стану досягає 150 см³/г, а близькокритичних систем – 240 см³/г.

Таблиця 1 — Усереднені характеристики різних типів нафт

Типи нафт	Кількість досліджень	Густина, кг/м ³	Газовміст, м ³ /м ³	Об'ємна усадка, %
Нафти звичайного типу (НЗТ)	15	840	270	40
Нафти перехідного стану (НПС)	12	825	400	55
Близькокритичні вуглеводневі системи (БКВС)	6	805	850	75



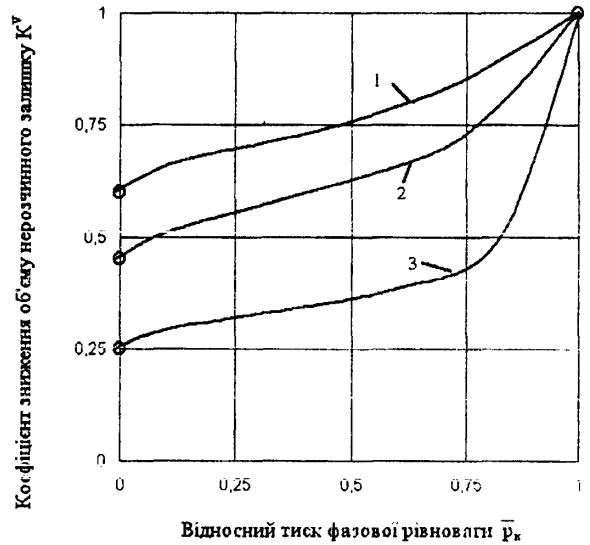
1 – нафти звичайного типу (НЗТ), 2 – нафти перехідного стану (НПС), 3 – близькокритичні вуглеводневі системи (БКВС)

Рисунок 1 — Об'єми легкої фази, що виділяються під час дегазації нерозчинного залишку як функції відносного тиску фазової рівноваги $R^G = f(\bar{p}_n)$

Промислова розробка газоконденсатних покладів завершується при тиску закидування $p_{зк}$, який визначається конкретними технологіко-економічними критеріями. На практиці $p_{зк}$ приймають у межах 1 – 5 МПа, що приблизно відповідає тискам $\bar{p}_n = 0,05 - 0,15$. Таким чином, реальні об'єми легкої фази R^G у підсумку процесу дегазації розсіяного залишку можуть досягати (рис. 1): 190-230 $\text{см}^3/\text{г}$ (НЗТ); 240-280 $\text{см}^3/\text{г}$ (НПС) і 340-390 $\text{см}^3/\text{г}$ (БКВС).

Однак маса нерозчинного залишку у покладі невелика. Для прикладу, вуглеводнева система із свердловини 6 Південнопанасівського родовища (горизонт В-16) потенційно вміщує 440 г сполук C_{5+} і у тому числі 56,2 г розсіяної нафти на 1 м^3 газоконденсатної суміші. Навіть якщо припустити ймовірність відкриття нових покладів, де маса цієї нафти була б у 1,5-2 рази більшою – в межах 80-100 $\text{г}/\text{м}^3$ (суміші), то після повного її випаровування до тиску $p_{зк}$ виділиться легких компонентів всього 0,02-0,04 $\text{м}^3/\text{м}^3$ (суміші). Додатковий сумарний об'єм R^G становитиме приблизно 2-4% від загальних запасів газу. Таким чином, сам факт дегазації розсіяного залишку (нафти) лише незначною мірою може позначитися на технологічних параметрах розробки.

Процеси випарування супроводжуються зниженням об'ємів (рис. 2) і втратою маси розсіяних рідких вуглеводнів. З падінням \bar{p}_n тільки на 25 % значення коефіцієнта K^V змінюються від 1 до 0,89 (НЗТ), 0,72 (НПС) та 0,42 (БКВС). На заключному етапі розробки, при $p_{зк}$, він



1 – НЗТ, 2 – НПС, 3 – БКВС

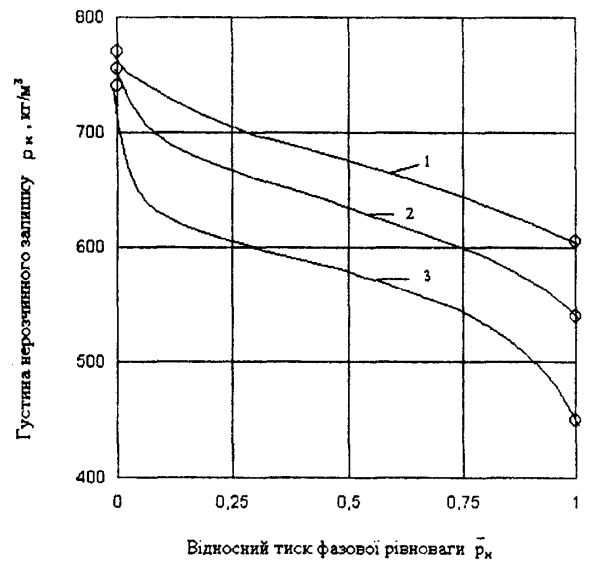
Рисунок 2 — Коефіцієнти зниження об'єму нерозчинного залишку як функції відносного тиску фазової рівноваги, $K^V = f(\bar{p}_n)$

зменшується відповідно до 0,63-0,67; 0,50-0,54 і 0,28-0,30.

Об'ємна усадка нерозчинного залишку U^V підраховується за формулою

$$U^V = (1 - K^V) \cdot 100\%$$

Густина розсіяної пластової нафти ρ_n у процесі дегазації зростають від початкових 450-650 $\text{кг}/\text{м}^3$ до кінцевих 740-770 $\text{кг}/\text{м}^3$, тобто на 27-64% (рис. 3).



1 – НЗТ, 2 – НПС, 3 – БКВС

Рисунок 3 — Густина нерозчинного залишку як функції відносного тиску фазової рівноваги, $\rho_n = f(\bar{p}_n)$

Залежність коефіцієнта зниження маси $K^G = f(\bar{p}_n)$ (рис. 4) визначається рівнянням

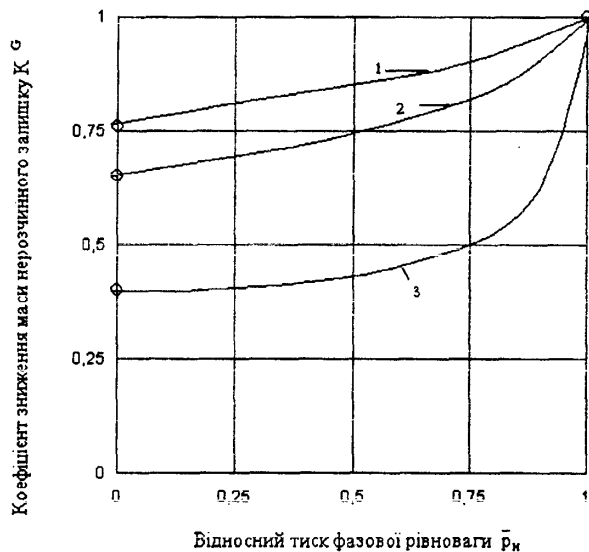


Рисунок 4 — Коефіцієнти зниження маси нерозчинного залишку як функції відносною тиску фазової рівноваги, $K^G = f(\bar{p}_n)$

$$K^G = \frac{K^v(\bar{p}_n) \cdot \rho_n(\bar{p}_n)}{\rho_n^n}$$

де: K^v — коефіцієнт зниження об'єму нерозчинного залишку, част. один.;

ρ_n^n і ρ_n — відповідно початкова і поточна густина залишку, $кг/м^3$.

Тоді масова частка загальних втрат розсіяних вуглеводнів

$$U^G = (1 - K^G) \cdot 100 \%$$

Згідно з рис. 1, 2 і 4 найбільший ефект у процесі випарування, зниження об'єму та маси притаманний близькокритичним системам.

У разі $\bar{p}_n = 0,5$ поточні втрати U^G відносно початкової маси залишкових сполук становлять, %: 15 (НЗТ), 27 (НПС) та 54 (БКВС).

Для умов завершення розробки покладів ($\bar{p}_n = 0,05 - 0,15$) ці значення зростуть відповідно до 21-23, 33-34 і 58-59%.

Відзначимо, що на рис. 2-4 можливо здійснити відповідну інтерполяцію даних між трьома типами систем або й дещо вийти за їх межі.

У газоконденсатних покладах під час падіння $p_{пл}$ протікають процеси фазових перетворень. Ретроградна конденсація може виникнути синхронно з розгазуванням залишкової нафти, якщо тиск $p_{пк}$ (точки роси) відповідає початковому значенню $p_{пл}$, або одночасно, якщо $p_{пк} < p_{пл}$. Загальна кількість рідких вуглеводнів переважно збільшуватиметься до тиску максимальної конденсації $p_{мк}$ за рахунок конденсату, що випадає у пласті. Цей складний процес і його наслідки вдається виявити в результаті систематичних промислових досліджень і експериментального вивчення пластових систем на установках фазової рівноваги. Однак уже вказувалося, що лабораторні роботи дають змогу визначити тільки сумарні об'єми суміші конденсату з нерозчинним залишком як функцію тиску p_n .

Таким чином, для оцінки поточних параметрів розсіяних рідких вуглеводнів доцільно використовувати графіки зміни об'єму, маси і густини пластових нафт різних типів (НЗТ, НПС та БКВС), побудовані на основі обробки наявних статистичних даних.

Література

1. Рассеянные жидкие углеводороды газоконденсатных залежей Азербайджана // М.Т.Абасов, Ф.Г.Оруджалиев, Э.Х.Азимов и др. — Баку: Изд. ИПГНГМ АН Аз., 1987. — С. 2-10.
2. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. — М.: Недра, 1995. — 271 с.

10-а Міжнародна конференція з управління

АВТОМАТИКА-2003

м. Севастополь
(15-20 вересня 2003 р.)

Оргкомітет конференції

Севастопольський національний технічний університет

99053, Севастополь, Студмістечко, СевНТУ, НМЦ

Тел./факс: +38 (0692) 235210, 443093

E-mail: avt2003@sevgtu.sevastopol.ua

http://sevgtu.stel.sebastopol.ua/conference/avt2003

Кареліна Людмила Андріївна

Тематика конференції:

- Математичні проблеми управління, оптимізації та теорії ігор
- Управління та ідентифікація в умовах невизначеності
- Автоматичне управління в технічних системах
- Управління аерокосмічними та іншими рухомими об'єктами
- Управління морськими об'єктами
- Управління в природних, соціальних та економічних системах
- Прогресивні інформаційні технології та інтелектуальне управління