

ТЕХНІЧНІ НАУКИ

УДК 622.276.346

DOI: 10.15587/2313-8416.2016.74614

ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНОГО ПІДХОДУ ДО ОЦІНКИ ПОЧАТКОВИХ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА МЕЖІ ТИСКУ НАСИЧЕННЯ

© В. І. Коваль

В статті розглянуто особливості оцінки початкових запасів насичених вуглеводневих систем, що розробляються як на виснаження пластової енергії, так і з підтриманням пластового тиску. Використано нову методику матеріального балансу з врахуванням гравітаційного розподілу компонентів пластової системи, видобутку кожного з компонентів пластових флюїдів, зміни їх фізичних властивостей в процесі розробки покладу

Ключові слова: запаси, поклад, флюїд, фазова рівновага, гравітаційний розподіл, матеріальний баланс, вуглеводні

The article deals the features for evaluation of initial saturated hydrocarbon reserves, which developed as the depletion of reservoir energy and the maintenance of reservoir pressure. A new method of material balance is used with accounting of the gravity distribution of reservoir system components, extraction of each component of reservoir fluids, change of their physical properties in the development of deposits

Keywords: reserves, deposit, fluid, phase equilibrium, gravity distribution, material balance, hydrocarbons

1. Вступ

Математичне моделювання покладів вуглеводнів, таких як нафтовий поклад з "газовою шапкою" та газовий з нафтовою облямівкою, пов'язано з труднощами ув'язки фізичних властивостей пластових флюїдів та розбіжністю в результатах замірів глибинних проб у свердловинах. Те ж стосується покладів із значним поверхом нафтогазонасиченості, коли густини та компонентовміст пластового флюїду значно різняться у розрізі покладу.

Розглянемо випадок, який досить часто зустрічається в нафтопромисловій практиці, коли однією свердловиною розкрито газонасичену частину покладу, другою – нафтову, причому газонафтовий контакт (ГНК) не підсічено жодною свердловиною і поверх нафтогазонасиченості становить декілька десятків метрів, а поклад свердловинами розкрито в крайній верхній та нижній точках. У такому випадку, за результатами досліджень глибинних проб, відібраних у свердловинах, відзначатиметься розбіжність тисків насичення, флюїди будуть недонасиченими, перераховані коефіцієнти конденсато- та газомісту теж будуть відрізнятися. Наведені розбіжності, недостатня розбудованість та вивченість покладу, можуть призвести до спроби здійснити розділення двох гідрогазодинамічних систем умовним порушенням чи інших способів їх ізоляції з метою ув'язки отриманих результатів досліджень, що буде достатньо правомірним з позиції класичних уявлень про складні багатоконпонентні системи. Адже загальноприйнятим вва-

жається припущення про насиченість фаз на межі контакту, а отже, й рівність тисків насичення, які повинні бути рівними поточному пластовому.

Вирішити таке непросте завдання можна за допомогою використання новітніх рівнянь стану речовини, проте, і у такому випадку виникає ряд труднощів. Розрахунки, проведені за рівняннями стану речовини, свідчать про наступне: з насиченого газу, який перебуває в рівновазі, на межі ГНК на будь-якій незначній висоті від нього відбувається зменшення тиску відповідно до гідростатичного стовпа та випадіння важких вуглеводнів, які повинні були б стікати вниз на межу контакту, змінюючи цим самим компонентний склад та рівновагу системи. Таким чином виникає циклічно-замкнена система, позбавлена фізичного змісту. Така ж розбіжність у фізичних властивостях характерна і для нафти, газоміст і густина якої змінюється з глибиною. Отже, використовувати класичний підхід, тобто застосування середнього значення параметрів флюїду, заміряного або розрахованого у одній точці з наступною екстраполяцією по всьому об'єму, неможливо.

Обов'язковою умовою адекватної адаптації такої математичної моделі покладу є необхідність врахування перерозподілу компонентів системи у гравітаційному полі. Загально відомо, що тепле повітря завжди намагається зайняти найвище положення, тобто піднятися вгору, а, наприклад, вміст кисню у повітрі в гірських районах значно нижчий ніж на рівні моря. В основі усіх цих явищ лежить принцип, що

будь-яка замкнена система чи окремо взяте тіло намагається зайняти положення з найменшою можливою потенційною енергією.

2. Аналіз літературних даних

У свій час ця проблематика освітлювалась різними вченими [1]. Перші спроби врахування гравітаційного перерозподілу здійснено ще в 1939 р. Сейджем і Лейсі, які відзначали, що розподіл компонентів суміші пропорційний їхнім молекулярним масам. А. Ю. Наміот у 1954 р. виконав розрахунки для багатоконпонентних систем, що моделювали нафту різного складу. Було зроблено висновок про те, що сили гравітації повинні суттєво впливати на склад нафти, яка вміщує значну кількість асфальто-смолистих речовин і розчиненого газу. А. І. Брусіловським у 2002 р. запропоновано методику розрахунку гравітаційного розподілу та зроблено висновки про необхідність його врахування для покладів, суміші яких знаходяться в стані, близькому до термодинамічної рівноваги [2].

3. Мета та задачі дослідження

Мета дослідження – розроблення удосконаленої методики розрахунку запасів вуглеводнів, що пов'язані з покладами нафти із "газовою шапкою", яка враховує гравітаційний розподіл компонентів у кожній з фаз та їх перерозподіл у процесі розробки.

Для досягнення поставленої мети була вирішена задача розробки декількох програмних комплексів для розрахунку розподілу вуглеводневих та неуглеводневих компонентів нафти та газу у гравітаційному полі, розрахунку властивостей рідинної фази на основі даних про температури кипіння фракцій. В роботі були враховані всі дослідження нафти та газу, що виконувались впродовж періоду розробки, заміри пластових тисків, видобуток пластових флюїдів на нагнітання води. Було запропоновано новий підхід до визначення початкових запасів вуглеводнів, який ґрунтується на вуглеводневилученні пласта.

4. Матеріали та методи дослідження

Для прикладу практичного застосування запропонованої методики вибрано один з продуктивних покладів Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища, що розробляється НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта". Об'єкт введено в розробку свердловиною 28. Річний відбір нафти протягом першого року експлуатації становив 7,7 тис. т. На другому році в експлуатацію введено дві видобувні свердловини, що спричинило зростання відборів нафти з покладу до 21,8 тис. т на рік. У зв'язку з виснаженням пластової енергії через чотири роки відбувся перехід на режим розчиненого газу, у зв'язку з чим відбулось значне зростання газового фактору (ГФ), який з початкового 902 зріс до 2101 г/м³. Зазначене зростання ГФ негативно вплинуло на темпи відборів нафти і з шостого року експлуатації річний видобуток зменшився до 0,7 тис. т.

З метою підтримання пластового тиску (ППТ) через десять років з початку розробки на покладі впроваджено внутрішньоконтурне нагнітання води у

свердловину 27, а через два роки приконтурне – у свердловину 28. Нагнітання води, а також введення в експлуатацію нової свердловини 39 дало змогу підвищити річний відбір нафти до 2,7 тис. т, проте, вже з наступного року видобуток почав зменшуватись на фоні прогресуючого обводнення, що стало причиною припинення видобутку. Нагнітання води відбувалось з середнім темпом близько 25 тис. м³ на рік, що забезпечувало поточну компенсацію відборів вищу у 3,9 рази. Протягом наступних шести років об'єкт в розробці не перебував. Після відновлення видобутку свердловиною 38 було отримано приплив пластової води зі слідами вуглеводнів. Протягом наступних шести місяців свердловина працювала періодично, і сумарно за 21 день експлуатації видобуто 1 т нафти та 1 тис. м³ газу.

У зв'язку з повним обводненням на дату проведення розрахунків поклад не розробляється. За весь період розробки в експлуатації перебувало 11 свердловин. Всі свердловини після експлуатації переведено на вищезалегаючі горизонти. Накопичений видобуток нафти становить 70,033 тис. т, газу – 68,326 млн м³, води – 53,535 тис. т. З метою ППТ в поклад запомповано 257,312 тис. м³ води. Достовірні початкові дані про фізичні властивості пластової вуглеводневої системи відсутні. Газ газоконденсатної частини покладу досліджено за результатами відбору глибинної проби у свердловині 19 ще до початку розробки, а нафту у свердловині 33 на 20 років пізніше. Власне це спричинило значні розбіжності в трактуванні початкового фазового стану і у підрахунку запасів було прийнято, що поклад є нафтовим з "газовою шапкою". Пізніше було доведено, що поклад нафтовий, пізніше це стало причиною переобліку запасів на "Держбалансі", а саме вилучення з нього запасів газової частини покладу.

5. Результати дослідження та їх обговорення

Фрагмент карти накопичених відборів по покладу наведено на рис. 1, схематичний профіль (рис. 2). З метою уточнення початкових властивостей пластової системи використано дослідження глибинних проб, початкових досліджень на приплив у свердловині 13, дослідження компонентного складу газу сепарації та фракційної розгонки нафти за температурами кипіння.

Отже, під час випробування продуктивного інтервалу у свердловині 13 було отримано приплив нафти та газу, при цьому ГФ становив 526 м³/т. За результатами дослідження сепарованої нафти по цій же свердловині розраховано склад та властивості нафти, що моделюється як суміш компонентів від F1 до F6 (кожен з компонентів відповідає фізичним властивостям згідно з температурами кипіння). При цьому розрахункова молярна маса нафти становить 202 г/моль. Компонентний склад газу взято згідно з дослідженнями, виконаними у січні 1975 р. Таким чином, перераховано компонентний склад пластової суміші без врахування газів дегазації та дебутанізації, розрахункова мольна частка важких вуглеводнів становить 18 %. Далі, виходячи з наявної глибинної проби по свердловині 13, по якій вміст фракції C₅₊

становить 321 г/м^3 , глибинної проби нафти по свердловині 33, по якій ГФ становить $625 \text{ м}^3/\text{т}$, та визначеного тиску на ГНК – $37,91 \text{ МПа}$, який є тиском насичення, здійснено коригування густини нафти і, відповідно, мольної маси з метою ув'язання всіх вищезазначених досліджень в одну пластову систему. Для цього зменшено розрахункову величину густини нафти до 812 кг/м^3 , мольна маса при цьому – $172,6 \text{ г/моль}$. Розрахунковий вміст C_{5+} у рівноважному газі при тиску насичення становить 328 г/м^3 .

Наступним кроком здійснено розрахунок розподілу пластової вуглеводневої системи у гравітаційному полі. Розрахунок виконано з кроком зміни висоти 1 м , результати зміни ГФ та конденсатного фактору (КФ) графічно наведено на рис. 3, пластового тиску та тиску насичення – на рис. 4. Далі визначено компонентний склад суміші та її фізичні властивості на середину нафтової та газової частин покладу, які нижче та вище ГНК на $6 \text{ та } 12 \text{ м}$ відповідно. Результати розрахунку наведено у табл. 1.

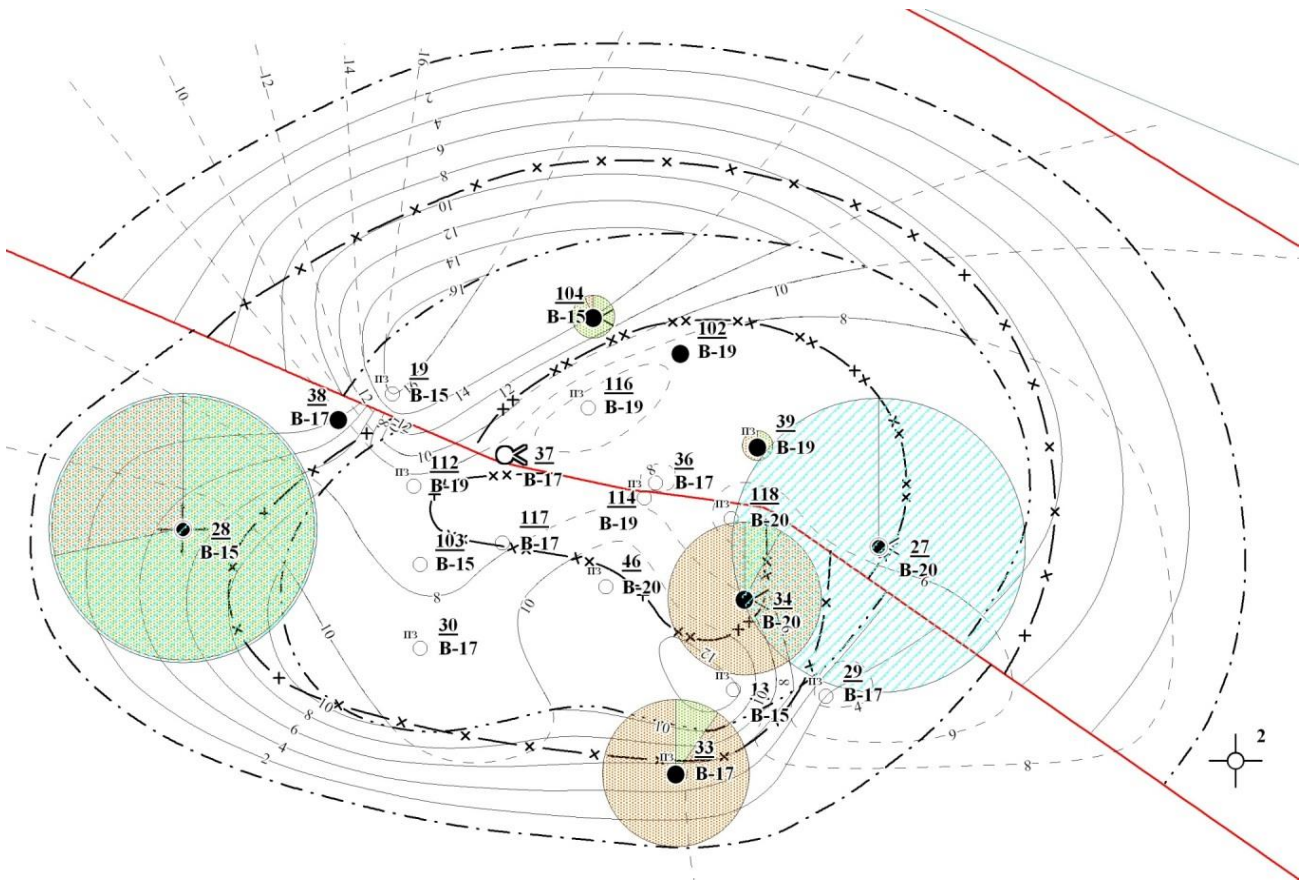


Рис. 1. Фрагмент карти накопичених відборів продуктивного покладу

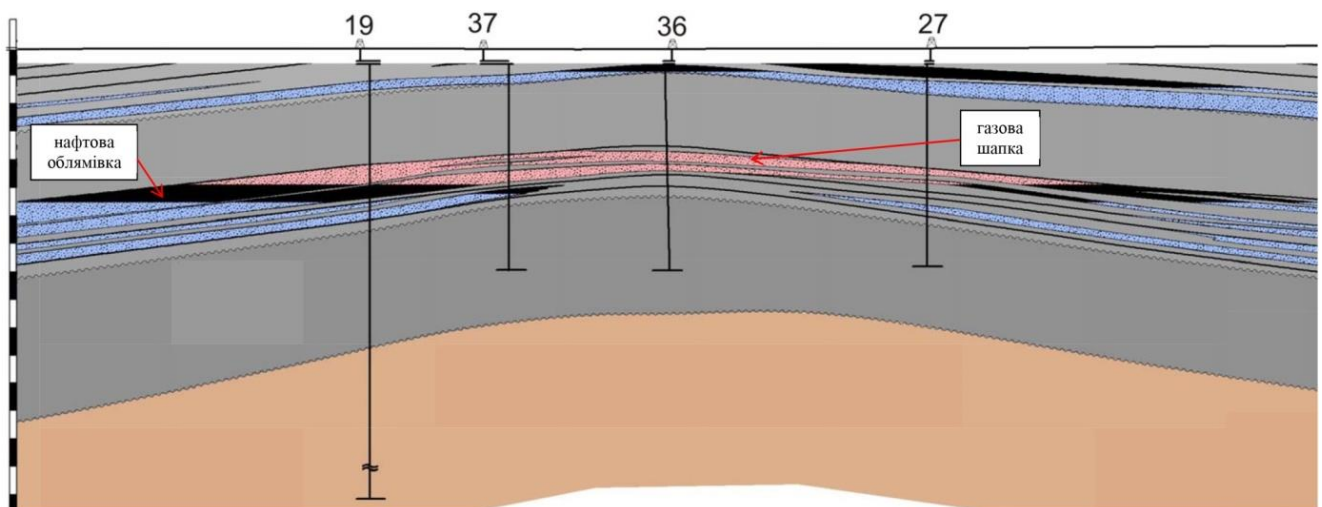


Рис. 2. Схематичний профіль продуктивного покладу

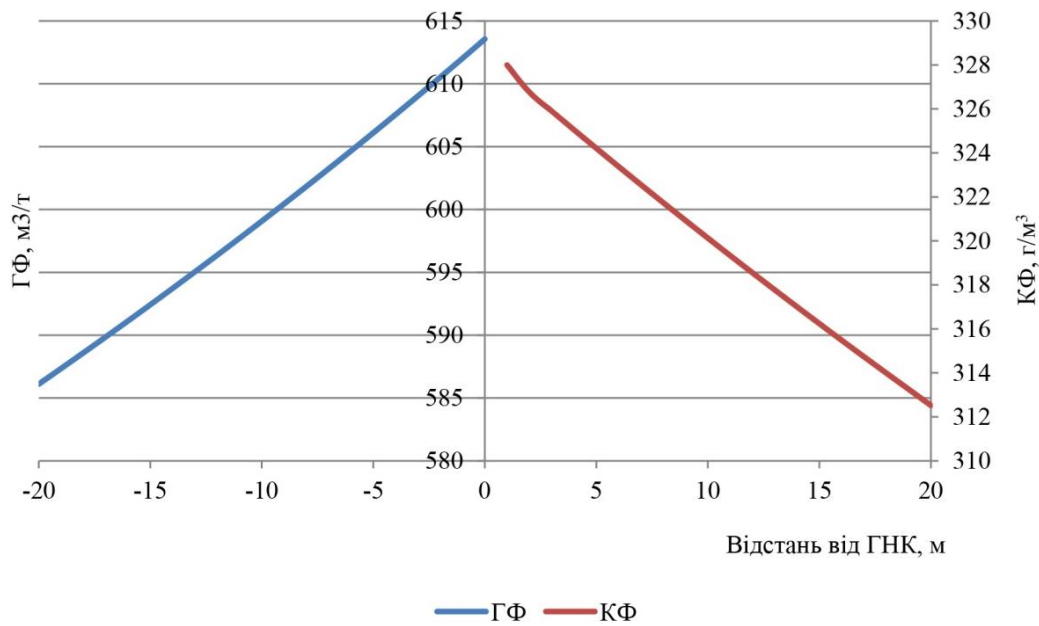


Рис. 3. Зміна ГФ та КФ в залежності від відстані до ГНК

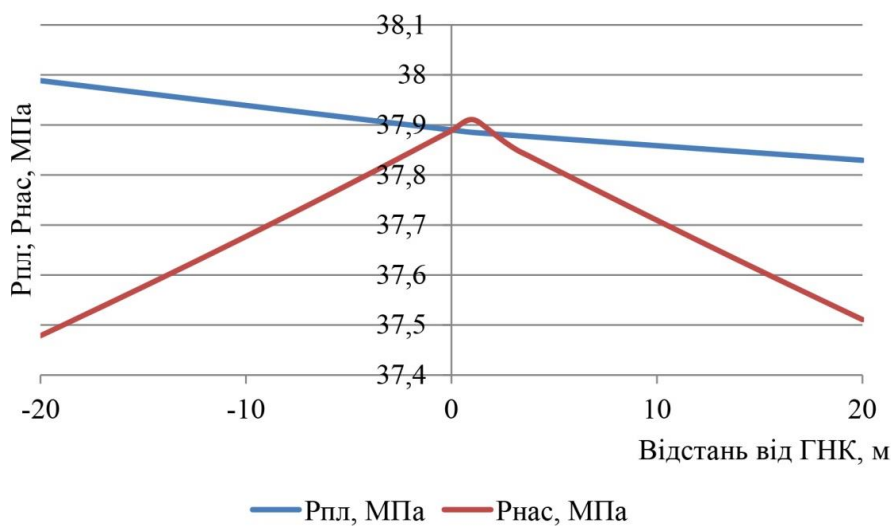


Рис. 4. Зміна пластового та тиску насичення від відстані до ГНК

Відповідно до наведених даних у табл.1, розраховано величину запасів вуглеводнів для кожної з зон зокрема. При цьому, кількість молів газової частини покладу ($8,4 \cdot 10^9$) по відношенню до загальної кількості молів ($2,06 \cdot 10^{10}$) становить 0,4. Запаси нафти оцінено величиною 382 тис. т, конденсату – 63 тис. т, загальні запаси рідких вуглеводнів по покладу – 445 тис. т. Після цього, через попередньо визначені співвідношення і компонентні складу фаз, визначено загальну кількість молів і перераховано узагальнений компонентний склад суміші (табл. 2).

Отримані значення фізичного розрахункового складу досить добре корелюються з початковими даними, а саме – суміш перебуває у двофазному стані, розрахункова мольна частка газової фази становить 0,4.

Підсумовуючи, варто зазначити, що вперше за весь період розробки покладу вдалось математи-

чно обґрунтувати та ув'язати результати всіх досліджень, виконаних по горизонту, в одну математично обґрунтовану систему.

Далі, з метою оцінки початкових запасів вуглеводнів застосовано сучасний підхід, який базується на компонентовіддачі пласта.

Розрахунок показників розробки покладу насичених вуглеводнів є складним. Це, в першу чергу, пов'язано зі складністю фізичних процесів, які відбуваються при зниженні пластового тиску. У газовій частині покладу при зменшенні пластового тиску відбувається випадіння вуглеводневого конденсату, а в нафтовій – виділення газу. При цьому нафта та газ на межі розподілу фаз є насиченими, а за рахунок дії гравітаційного поля відбувається постійне перетікання нововиділених фаз з однієї частини в іншу. До цього слід додати значний вплив дифузійних процесів, внаслідок дії яких відбувається швидкий перерозподіл компонентів у

кожній з фаз та їх нерівномірний розподіл вздовж лінії віддалення від ГНК.

Таблиця 1
Компонентний склад та фізичні властивості нафтової та газової частин покладу

		Нафтова частина	Газова частина
Мольна частка, ч.од	метан	0,607	0,721
	етан	0,096	0,096
	пропан	0,044	0,037
	i-бутан	0,003	0,003
	n-бутан	0,007	0,006
	CO ₂	0,003	0,003
	N ₂	0,052	0,080
	F1	0,038	0,018
	F2	0,048	0,019
	F3	0,020	0,006
	F4	0,013	0,003
	F5	0,006	0,001
F6	0,062	0,007	
Рпл, МПа		37,919	37,853
Рнас, МПа		37,760	37,669
ГФ		604,6	–
КФ		–	318,5
Густина в пласт. ум., кг/м ³		508,4	298,6
Мольна маса, г/моль		49,1	26,2

Таблиця 2
Узагальнений компонентний склад та фізичні властивості пластової вуглеводневої системи

Мольна частка, %	метан	65,372
	етан	9,620
	пропан	4,108
	i-бутан	0,297
	n-бутан	0,661
	CO ₂	0,307
	N ₂	6,350
	F1	2,977
	F2	3,591
	F3	1,447
	F4	0,898
	F5	0,412
	F6	3,950
Рнас, МПа		42,23
Загальний газовміст, м ³ /т		944
Загальний вміст C ₅₊ , г/м ³		1060
Об'ємна (мольна) частка газової фази, ч.од		0,4

Використання методу матеріального балансу для оцінки початкових запасів вуглеводнів, при наявності необхідної кількості вхідної інформації, рекомендовано для застосування різними регламентними документами. Метод матеріального балансу безпосередньо використовується при складанні всієї технічної документації на розробку родовищ, а саме: проектів розробки, аналізів та технологіч-

них схем розробки, ТЕО коефіцієнтів нафто- та газовилучення. Незважаючи на широке поширення методу науковці продовжують доопрацьовувати технологію його застосування з метою підвищення точності отриманих величин. Так, в [3] наведено використання рівняння матеріального балансу для нафтового покладу та детально проаналізовано методи розрахунку фізичних параметрів пластової нафти, води та породи. У [4] наведено вдосконалений підхід до застосування методу матеріального балансу для контролю за розробкою покладів.

Як відомо з літературних джерел [5, 6] метод матеріального балансу ґрунтується на постійності маси речовини в процесі розробки, тобто початкова кількість речовини дорівнює сумі тієї, що залишилась у пласті, та тієї, яку було видобуто. В основному на практиці використовують рівняння, де здійснено перехід від масових одиниць до об'ємних з введенням відповідних коефіцієнтів. Залежно від режиму розробки покладу та повноти врахування фізичних процесів під час видобування, рівняння можна поділити на три групи: пружний, змішаний та газовий режим. Фактично, досить часто розробка родовищ відбувається на змішаних режимах, коли у нафтових покладах відбувається перехід на режим розчиненого газу, а у газових – розробка в умовах ретроградного випадіння та випаровування рідких вуглеводнів у пласті. Вказані умови розробки значно ускладнюють розрахунок, а деколи і взагалі його унеможливають. Для нафтових родовищ, у такому випадку, застосовують узагальнений об'ємний коефіцієнт, який є функцією від тиску, і розраховують в результаті диференціального розгазування. Той же підхід використовують для газоконденсатних покладів, коли за основу беруть криву диференціальної конденсації. Проте, такий підхід, у більшості випадків, може призвести до значних неточностей у розрахунку.

Для вирішення зазначених проблем авторами запропоновано новий підхід до визначення початкових запасів вуглеводнів, який ґрунтується на вуглеводневилученні пласта. В роботах [7–9] детально висвітлено дану проблематику, виведено формулу та проведено порівняльні розрахунки як для нафтового покладу, що розроблявся на змішаному режимі так і для газоконденсатного покладу при розробці з випадінням конденсату.

Проте, при виведенні рівняння матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини не було враховано стисливість породи і води, не враховано об'єм видобутої та тієї води, що поступила в початковий контур нафтогазоносності. Для вдосконалення методики та врахування зазначених чинників авторами взято за основу розглянуту в [7–9] методику та введено нові коефіцієнти в рівняння матеріального балансу.

Отримане таким чином рівняння (1) є універсальним рівнянням матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини, незалежно від того, в якому початковому стані перебувала система, режиму розробки з врахуванням стисливості породи і води, об'єму видобутої та за-

помпованої в поклад води, по даній методиці отримано патент України на винахід [10]:

$$N_0 = \frac{BN_e - P \frac{(W-w)\gamma}{RT}}{B - A \frac{P}{P_0} \beta^*}, \quad (1)$$

де A, B – коефіцієнти рівняння; N_0, N_e – початкова та видобута кількість молів речовини, відповідно;

R – газова стала; T – пластова температура; W, w – об'єм запомпованої та видобутої води, відповідно; γ – об'ємний коефіцієнт пластової води; β^* – сумарний приведенний коефіцієнт стисливості породи та пластової води; P_0, P – початковий та поточний пластовий тиск, відповідно.

Вхідні дані для розрахунку наведено у табл. 3. Зміну компонентного складу газу та нафти в часі наведено в табл. 4 та 5 відповідно.

Таблиця 3

Вхідні дані для розрахунку

Роки	Накопичений видобуток			Накопичене поступлення води, тис. м ³	Пластовий тиск, МПа
	нафти	води	газу		
	тис. т		млн м ³		
1	7,707	7,653	6,924	6,895	36,719
2	11,121	19,573	8,604	17,633	36,337
3	27,674	30,586	16,973	27,555	34,780
4	49,393	34,225	36,858	30,833	31,690
5	59,679	35,536	51,814	32,014	30,011
6	62,055	37,026	56,806	33,357	29,456
7	62,805	37,175	57,561	33,491	29,314
8	63,255	38,105	58,061	34,329	29,213
9	64,096	39,370	59,171	35,469	29,128
10	64,245	39,555	59,494	35,635	28,994
11	64,628	40,235	60,261	36,348	28,979
12	67,322	41,729	63,519	43,709	28,979
13	69,200	42,365	66,676	60,742	28,979
14	69,733	44,803	67,993	84,026	29,225
15	70,033	53,535	68,326	305,544	36,470

Таблиця 4

Зміна компонентного складу газу в часі

Роки	Густина, кг/м ³	М, г/моль	Метан	Етан	Пропан	і-бутан	н-бутан	CO ₂	N ₂
1	0,816	19,625	80,46	9,81	3,65	0,25	0,76	1,0	4,07
2	0,862	20,731	76,20	11,21	5,18	0,44	0,86	0,8	5,31
3	1,862	44,781	76,20	11,21	5,18	0,44	0,86	0,8	5,31
4	0,844	20,298	77,92	10,55	4,56	0,33	0,9	1,04	4,7
5	1,844	44,348	77,92	10,55	4,56	0,33	0,9	1,04	4,7
6	0,924	22,222	69,54	12,68	7,77	0,6	0,76	1,6	7,05
7	1,017	24,459	78,24	9,49	3,79	0,34	0,98	1,21	5,95
8	2,017	48,508	78,24	9,49	3,79	0,34	0,98	1,21	5,95
9	1,009	24,266	58,35	20,2	10,48	0,64	0,9	2,01	7,42
10	2,009	48,316	58,35	20,2	10,48	0,64	0,9	2,01	7,42
11	3,009	72,366	58,35	20,2	10,48	0,64	0,9	2,01	7,42
12	4,009	96,416	58,35	20,2	10,48	0,64	0,9	2,01	7,42
13	0,890	21,404	75,28	10,73	5,09	0,47	1,53	2,01	4,89
14	1,890	45,454	75,28	10,73	5,09	0,47	1,53	2,01	4,89
15	2,890	69,504	75,28	10,73	5,09	0,47	1,53	2,01	4,89

Таблиця 5

Зміна компонентного рідких вуглеводнів

Роки	Густина, кг/м ³	М, г/моль	F1	F2	F3	F4	F5	F6
1	790,0	146,8	14,757	38,661	15,663	11,307	5,066	14,545
2	782,0	140,0	28,362	29,961	13,045	10,03	6,954	11,648
3	807,5	167,5	16,478	27,852	11,66	7,77	6,465	29,776
4	750,5	114,2	43,498	34,719	11,97	4,273	3,555	1,985
5	752,0	115,0	42,552	35,961	8,603	8,599	1,789	2,496
6	798,0	153,0	31,236	28,974	12,938	10,777	7,472	8,603
7	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
8	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
9	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
10	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
11	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
12	748,0	113,0	51,636	26,386	10,197	6,37	2,944	2,466
13	767,7	127,0	32,823	35,506	12,077	8,512	5,151	5,931
14	767,7	127,0	32,823	35,506	12,077	8,512	5,151	5,931
15	767,7	127,0	32,823	35,506	12,077	8,512	5,151	5,931

Результати кореляції динаміки середнього пластового тиску та тисків по свердловинах наведено на рис. 5. Результати розрахунку графічно зображено на рисунку 6, з якого видно, що величина початкових

запасів рідких вуглеводнів становить від 441 до 470 тис. т (в середньому 455 тис. т), що досить добре корелюється із запасами, розрахованими об'ємним методом, похибка при цьому не перевищує 2 %.

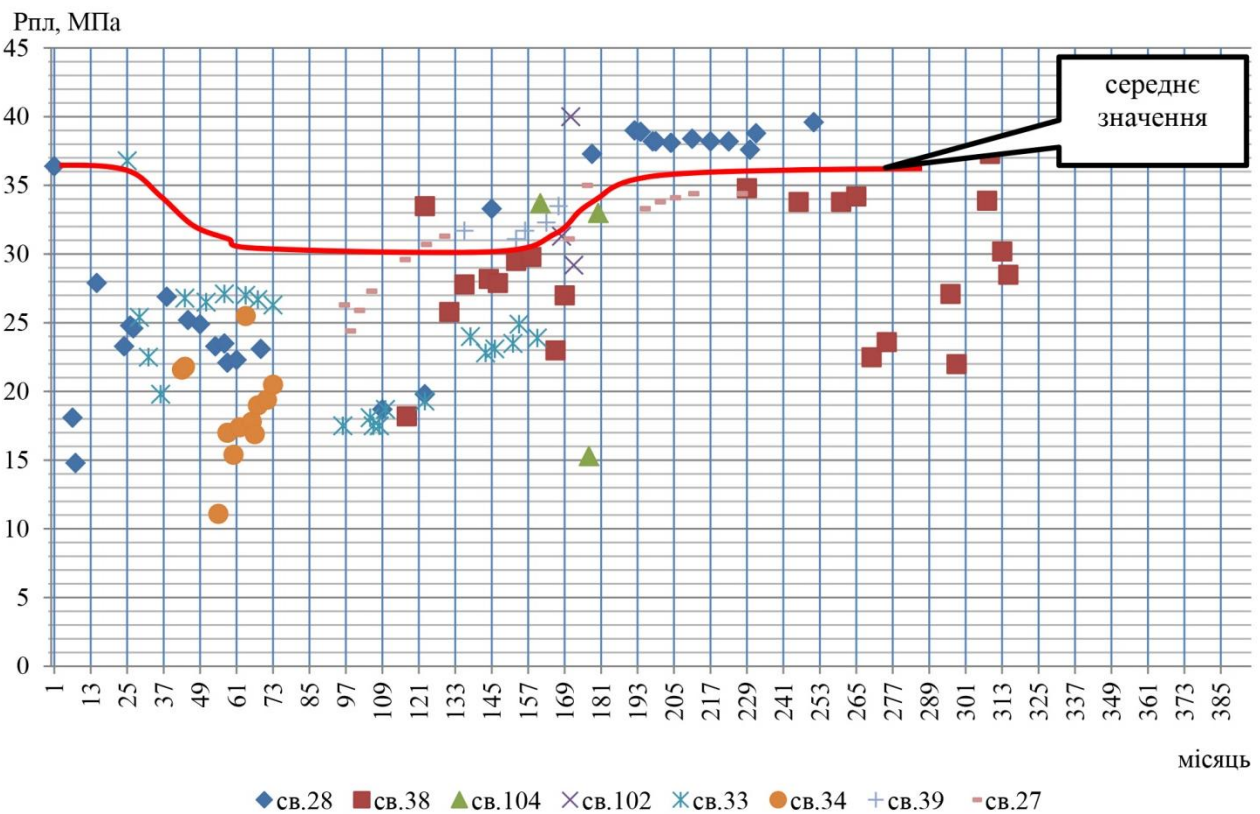


Рис. 5. Динаміка середнього пластового тиску та тиску по експлуатаційних та нагнітальних свердловинах

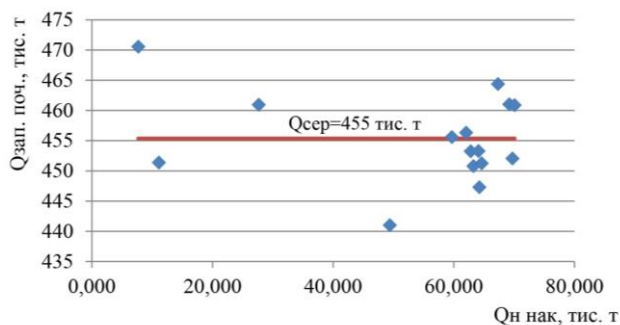


Рис. 6. Результати розрахунку запасів рідких вуглеводнів

6. Висновки

Отже, на прикладі конкретного об'єкту розробки, що пов'язаний з покладом нафти із "газовою шапкою", в роботі наведено практичну реалізацію сучасних математичних методів розрахунку властивостей пластових флюїдів та оцінки їх запасів. Вперше для даного горизонту з використанням результатів досліджень свердловин, замірів компонентного складу свердловинної продукції, обводнення та замірів пластового тиску вдалось докладно обґрунтувати фазовий стан пластового флюїду, врахувати зміну властивостей кожної з фаз у процесі розробки, оцінити початкові запаси методом матеріального балансу з високим ступенем збіжності отриманих результатів із об'ємним методом. Слід додати, що уточнені початкові властивості та фазовий стан флюїдів, а також запаси нафти і газу розраховані за методом матеріального балансу успішно пройшли експертизу, розглянуті ДКЗ України та обліковані на Державному балансі запасів корисних копалин.

Література

1. Намиот, А. Ю. Различные свойств нефти в пределах нефтеносной залежи [Текст] / А. Ю. Намиот // Исследования в области физики пласта: труды ВНИИ. – 1954. – Вып. 3. – С. 41–60.
2. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа [Текст] / А. И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Кожемякин, А. А. Оценка геологических запасов нефти пласта А4, Пиненковского месторождения методом материального баланса. Т. I [Текст]: науч.-прак. конф. / А. А. Кожемякин, И. А. Кожемякина, Л. Н. Хромых. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – С. 170–175.
4. Бікман, Є. С. Балансовий метод контролю за розробкою газоконденсатного покладу [Текст] / Є. С. Бікман // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 2. – С. 31–33.
5. Гришин, Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа [Текст] / Ф. А. Гришин. – М.: Недра, 1985. – 277 с.

6. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

7. Дорошенко, О. С. Визначення початкових запасів вуглеводнів методом матеріального балансу з врахуванням компонентовіддачі покладу [Текст]: зб. наук. пр. / О. С. Дорошенко, В. І. Коваль // Проблеми нафтогазової промисловості. – К.: Науканафтогаз, 2011. – Вип. 9. – С. 234–240.

8. Чернов, Б. О. Методика розрахунку матеріального балансу вуглеводнів методом математичного моделювання фазової рівноваги [Текст]: науч. конф. / Б. О. Чернов, В. І. Коваль, М. Є. Чернова // Наука и образование. – Хмельницький: ХНУ, 2010. – С. 46–50.

9. Чернов, Б. О. Універсальний метод оцінки початкових запасів вуглеводнів [Текст] / Б. О. Чернов, В. І. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 3. – С. 101–106.

10. Пат. України № 105978 E21V 43/00. Спосіб визначення початкових запасів вуглеводнів нафтових, газових та газоконденсатних покладів на основі компонентовіддачі пласта [Текст] / Чернов Б. О., Коваль В. І. – № а 2013 02013; заявл. 18.02.2013; опубл. 10.07.2014. – Бюл. № 14.

References

1. Namiot, A. Ju. (1954). Razlichie svojstv nefiti v predelah neftenosnoj zalezhi. Issledovanija v oblasti fiziki plasta: trudy VNII, 3, 41–60.
2. Brusilovskij, A. I. (2002). Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij nefiti i gaza. Moscow: Graal', 575.
3. Kozhemjakin, A. A., Kozhemjakina, I. A., Hromyh, L. N. (2010). Ocenka geologicheskikh zapasov nefiti plasta A4, Pinenkovskogo mestorozhdenija metodom material'nogo balansa. Vol. I. Samara: Samar. gos. tehn un-t, 170–175.
4. Bikman, Je. S. (2009). Balansovyy metod kontrolju za rozrobkoju gazokondensatnogo pokladu. Naftova i gazova promyslovist', 2, 31–33.
5. Grishin, F. A. (1985). Promyshlennaja ocenka mestorozhdenij nefiti i gaza. Moscow: Nedra, 277.
6. Vojko, V. S., Kondrat, R. M., Jaremijchuk, R. S. (Eds.) (1996). Dovidnyk z naftogazovoi spravy. Kyiv: L'viv, 620.
7. Doroshenko, O. S., Koval', V. I. (2011). Vyznachenija pochatkovykh zapasiv vuglevodniv metodom material'nogo balansu z vrakhuvannjam komponentoviddachi pokladu. Problemy naftogazovoi' promyslovosti. Kyiv: Naukanaftogaz, 9, 234–240.
8. Chernov, B. O., Koval', V. I., Chernova, M. Je. (2010). Metodyka rozrahunku material'nogo balansu vuglevodniv metodom matematychnogo modeljuvannja fazovoi' rinvnogy. Nauka u obrazovanye. Hmelnyckyj: HNU, 46–50.
9. Chernov, B. O., Koval', V. I. (2014). Universal'nyj metod ocinky pochatkovykh zapasiv vuglevodniv. Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovyshh, 3, 101–106.
10. Chernov, B. O., Koval', V. I. (2014). Pat. Ukrai'ny № 105978 E21V 43/00. Sposib vyznachenija pochatkovykh zapasiv vuglevodniv naftovyh, gazovyh ta gazokondensatnykh pokladiv na osnovi komponentoviddachi plasta. № а 2013 02013; zajavl. 18.02.2013; opubl. 10.07.2014. Bjul. № 14.

Рекомендовано до публікації науково-технічною радою НДПІ ПАТ "Укрнафта"
Дата надходження рукопису 22.06.2016

Коваль Віталій Ігорович, начальник групи розробки родовищ Чернігівського нафтопромислового району, Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта", бул. Північний ім. О. Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019
E-mail: koval@ndpi.ukrnafta.com