

© В.І. Коваль  
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

## Сучасний підхід до оцінки початкових запасів вуглеводнів на межі тиску насичення

УДК 622.276.346

*У 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 урахуванням гравітаційного розподілу компонентів пластової системи, видобутку кожного з компонентів пластових флюїдів, зміни їх фізичних властивостей в процесі розробки покладу, стисливості породи та надходження в поклад води.*

**Ключові слова:** запаси, фазова рівновага, гравітаційний розподіл, матеріальний баланс.

*В статье рассмотрены особенности оценки начальных запасов насыщенных углеводородных систем, которые разрабатываются как на истощение пластовой энергии, так и с поддержанием пластового давления. Использована новая методика материального баланса с учетом гравитационного распределения компонентов пластовой системы, добычи каждого из компонентов пластовых флюидов, изменения их физических свойств в процессе разработки залежи, сжимаемости породы и поступление в залежь воды.*

**Ключевые слова:** запасы, фазовое равновесие, гравитационное распределение, материальный баланс.

*This article contains estimation peculiarities of initial reserves of saturated hydrocarbon systems that to developed both for the depletion reservoir energy and for the maintenance of reservoir pressure. The author uses a new method of material balance taking into account the gravity distribution of formation system components, recovery of each of the components of formation fluids, the change of their physical properties in the process of deposits development, rock compressibility and water inflow.*

**Key words:** reserves, phase equilibrium, gravity distribution, material balance.

Математичне моделювання таких покладів вуглеводнів, як нафтовий поклад із «газовою шапкою» та газовий з нафтовою обляміркою, пов'язано з труднощами ув'язки фізичних властивостей пластових флюїдів та розбіжністю в результатах замірів глибинних проб у свердловинах. Це стосується також покладів зі значним поверхом нафтогазоносності, коли густини та компонентовміст пластового флюїду значно різняться у розрізі покладу.

Розглянемо випадок, який досить часто трапляється в нафтопромисловій практиці, коли однією свердловиною розкрито газонасичену частину покладу, другою – нафтову, причому газонафтовий контакт (ГНК) не підсічено жодною свердловиною і поверх нафтогазоносності становить декілька десятків метрів, а поклад свердловинами розкрито в крайній верхній та нижній точках. 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, а також недостатні розбуреність та вивченість покладу можуть призвести до спроби здійснити розділення двох гідрогазодинамічних систем умовним порушенням чи застосування 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 вважається припущення про насиченість фаз на межі контакту, а отже, й рівність тисків насичення, які повинні бути рівними поточному пластовому.

Вирішити таке непросто завдання можна за допомогою використання новітніх рівнянь стану речовини, проте й у такому випадку виникає ряд труднощів. Розрахунки, проведені за рівняннями стану речовини, свідчать про таке: 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 густини якої змінюються з глибиною. Отже, використовувати класичний підхід, тобто застосовувати середнє значення параметрів флюїду, заміряне або розраховане у одній точці, з подальшою екстраполяцією по всьому об'єму, неможливо.

Обов'язковою умовою адекватної адаптації такої математичної моделі покладу є необхідність урахування пе-

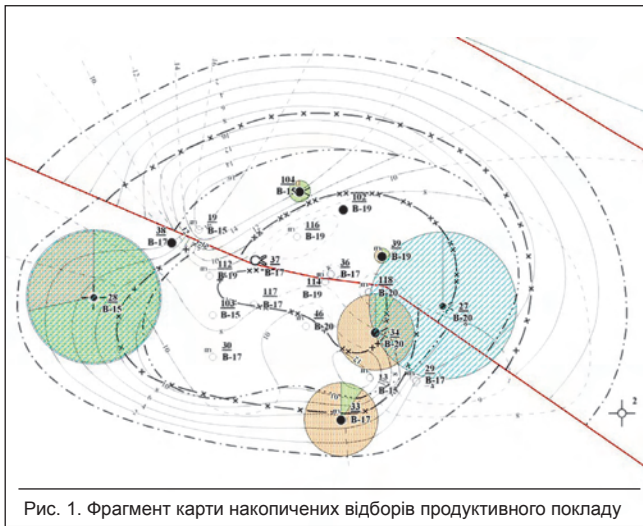


Рис. 1. Фрагмент карти накопичених відборів продуктивного покладу

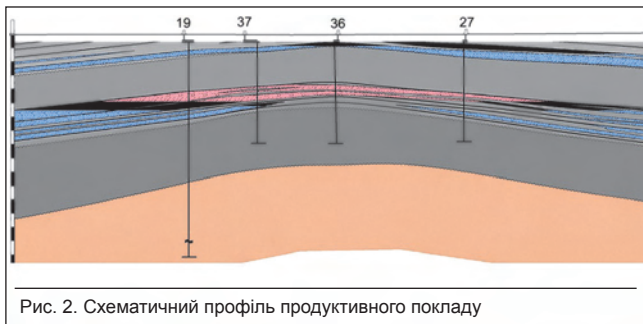


Рис. 2. Схематичний профіль продуктивного покладу

перозподілу компонентів системи у гравітаційному полі. Загальновідомо, 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.

У свій час цю проблематику висвітлювали різні вчені [1]. Перші спроби врахувати гравітаційний перерозподіл ще 1939 р. здійснили Сейдж і Лейсі, які відзначали, що розподіл компонентів суміші пропорційний їх молекулярним масам. А.Ю. Наміот у 1954 р. виконав розрахунки для багатокомпонентних систем, що моделювали нафту різного складу. Було зроблено висновок про те, що сили гравітації повинні суттєво впливати на склад нафти, яка вміщує значну кількість асфальтово-смолистих речовин і розчиненого газу. А.І. Брусилівський у 2002 р. запропонував методику розрахунку гравітаційного розподілу та зробив висновки про необхідність його врахування для покладів, суміші яких знаходяться в стані, близькому до термодинамічної рівноваги [2].

Для прикладу практичного застосування запропонованої методики вибрано один із продуктивних покладів Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища, що розробляється НГВУ «Чернігівнафтогаз» ПАТ «Укрнафта».

Об'єкт введено в розробку св. 28. Річний відбір нафти протягом першого року експлуатації становив

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

Основні параметри пластової суміші	Нафтова частина	Газова частина	
Мольна частка, ч.од	метан	0,607	0,721
	етан	0,096	0,096
	пропан	0,044	0,037
	і-бутан	0,003	0,003
	н-бутан	0,007	0,006
	CO <sub>2</sub>	0,003	0,003
	N <sub>2</sub>	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	
$P_{пл}$ , МПа	37,919	37,853	
$P_{нас}$ , МПа	37,760	37,669	
ГФ	604,6	–	
КФ	–	318,5	
Густина в пласт. ум., кг/м <sup>3</sup>	508,4	298,6	
Мольна маса, г/моль	49,1	26,2	

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, внаслідок чого сталося значне зростання газового фактора (ГФ), який з початкового 902 зріс до 2101 г/м<sup>3</sup>. Зазначене зростання ГФ негативно вплинуло на темпи відборів нафти, і з шостого року експлуатації річний видобуток зменшився до 0,7 тис. т.

Із метою підтримання пластового тиску (ППТ) через десять років із початку розробки на покладі впроваджено внутрішньоконтурне нагнітання води у св. 27, а через два роки приконтурне – у св. 28. Нагнітання води, а також введення в експлуатацію нової св. 39 дало змогу підвищити річний відбір нафти до 2,7 тис. т, проте вже з наступного року видобуток почав зменшуватися на фоні прогресуючого обводнення, що стало причиною припинення видобування. Нагнітання води відбувалося з середнім темпом, близько 25 тис. м<sup>3</sup> на рік, що забезпечувало поточну компенсацію відборів, вищу у 3,9 раза. Протягом наступних шести років об'єкт не перебував у розробці. Після відновлення видобування св. 38 було отримано приплив пластової води зі слідами вуглеводнів. Протягом наступних шести місяців свердловина працювала періодично, і за 21 день експлуатації сумарно видобуто 1 т нафти та 1 тис. м<sup>3</sup> газу.

Таблиця 2

Узагальнений компонентний склад та фізичні властивості пластової вуглеводневої системи

Мольна частка, %	метан	65,372
	етан	9,620
	пропан	4,108
	і-бутан	0,297
	н-бутан	0,661
	CO <sub>2</sub>	0,307
	N <sub>2</sub>	6,350
	F1	2,977
	F2	3,591
	F3	1,447
	F4	0,898
	F5	0,412
F6	3,950	
$P_{нас}$ , МПа	42,23	
Загальний газовміст, м <sup>3</sup> /т	944	
Загальний вміст $C_{s+}$ , г/м <sup>3</sup>	1060	
Об'ємна (мольна) частка газової фази, ч.од	0,4	

Достовірних початкових даних про фізичні властивості пластової вуглеводневої системи немає. Газ газоконденсатної частини покладу досліджено за результатами відбору глибинної проби у св. 19 ще до початку розробки, а нафту у св. 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 із «газовою шапкою».

Пізніше було доведено, що поклад нафтовий, а згодом це стало причиною переобліку запасів на Держбалансі, а саме: вилучення з нього запасів газової частини покладу.

Фрагмент карти накопичених відборів по покладу наведено на рис. 1, схематичний профіль – на рис. 2.

Із метою уточнення початкових властивостей пластової системи використано глибинні проби, початкові гідродинамічні дослідження на приплив у св. 13, компонентний склад газу сепарації та фракційну розгонку нафти за температурами кипіння.

Отже, під час випробування продуктивного інтервалу у св. 13 було отримано приплив нафти та газу, при цьому ГФ становив 526 м<sup>3</sup>/т. За результатами дослідження сепарованої нафти по цій же свердловині розраховано склад та властиво-

Вихідні дані для розрахунку

Роки	Накопичений видобуток			Накопичене надходження води, тис. м <sup>3</sup>	Пластовий тиск, МПа
	нафти	води	газу		
	тис. т		млн м <sup>3</sup>		
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

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 вищезалігаючі горизонти. Накопичений видобуток нафти становить 70,033 тис. т, газу – 68,326 млн м<sup>3</sup>, води – 53,535 тис. т. Із метою ППТ у поклад запомповано 257,312 тис. м<sup>3</sup> води.

Таблиця 3

сті нафти, що моделюється як суміш компонентів від F1 до F6 (кожен із 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 урахування газів дегазації та дебутанізації, розрахункова мольна частка важких вуглеводнів становить 18 %. Далі, виходячи з наявної глибинної проби по св. 13, вміст фракції  $C_{s+}$  якої становить 321 г/м<sup>3</sup>, глибинної проби нафти по св. 33, ГФ якої становить 625 м<sup>3</sup>/т, та визначеного тиску на ГНК – 37,91 МПа, який є тиском насичення, здійснено коригування густини нафти і, відповідно, мольної маси з метою ув'язування

всіх вищезазначених досліджень в одну пластову систему. Для цього зменшено розрахункову величину густини нафти до 812 кг/м<sup>3</sup>, мольна маса при цьому – 172,6 г/моль. Розрахунковий вміст  $C_{s+}$  у рівноважному газі при тиску насичення становить 328 г/м<sup>3</sup>.

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

Відповідно до наведених у табл. 1 даних 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 склади 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 вдалося математично 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 компонентно-віддачі пласта.



Зміна компонентного складу газу в часі

Роки	Густина, кг/м <sup>3</sup>	M, г/моль	Metan	Etan	Propan	I-butan	N-butan	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
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

Розрахунок показників розробки покладу насичених вуглеводнів є складним. Це насамперед пов'язано зі складністю фізичних процесів, які відбуваються зі зниженням пластового тиску. У газовій частині покладу зі зменшенням 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 потрібно додати значний вплив дифузійних процесів, внаслідок дії яких відбуваються швидкий перерозподіл компонентів у кожній із фаз та їх нерівномірний розподіл уздовж лінії віддалення від ГНК.

Метод матеріального балансу безпосередньо використовують під час складання всієї технічної документації на розробку родовищ, а саме: проектів розробки, аналізів та технологічних 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, у [3] наведено використання рівняння матеріального балансу для нафтового покладу та детально проаналізовано методи розрахунку

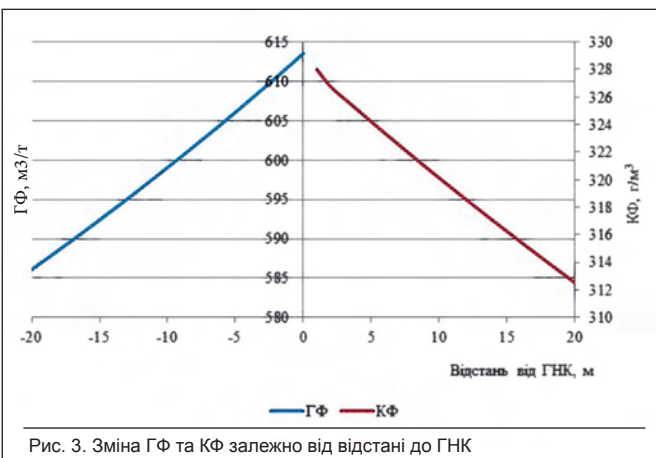


Рис. 3. Зміна ГФ та КФ залежно від відстані до ГНК

Таблиця 4 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 [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 із уведенням відповідних коефіцієнтів. Методи матеріального балансу залежно від повноти врахування фізичних процесів під час видобування вуг-

леводнів поділяються на три основні групи, а саме: на ті, що застосовуються при розробці продуктивних покладів на пружному, змішаному та газовому режимах. 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 у результаті диференціального розгазування. Такий підхід використовують для газоконденсатних покладів, коли за основу беруть криву диференціальної конденсації. Проте здебільшого він 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. Перевагою запропонованого методу є можливість його застосування як для газового покладу, так і для нафтового без модифікації – незалежно проводиться

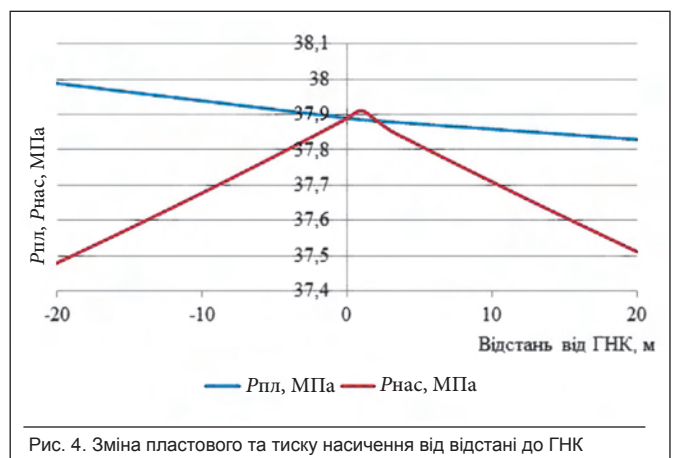


Рис. 4. Зміна пластового та тиску насичення від відстані до ГНК

Таблиця 5

Зміна компонентного складу рідких вуглеводнів

Роки	Густина, кг/м <sup>3</sup>	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

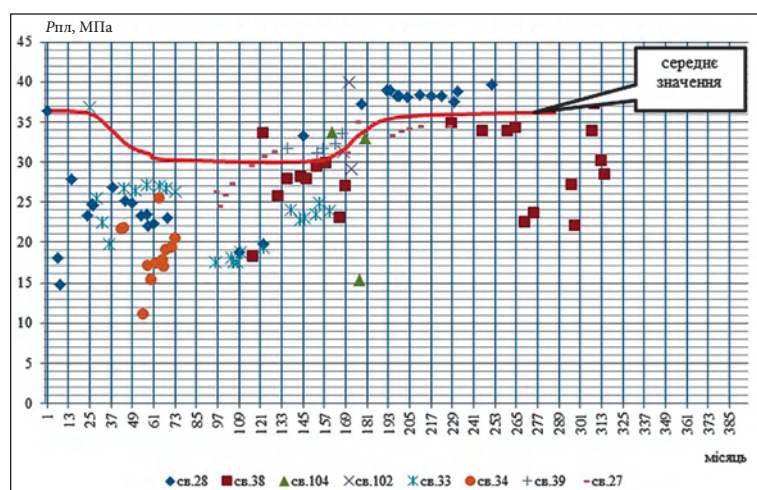


Рис. 5. Динаміка середнього пластового тиску та тиску по експлуатаційних та нагнітальних свердловинах

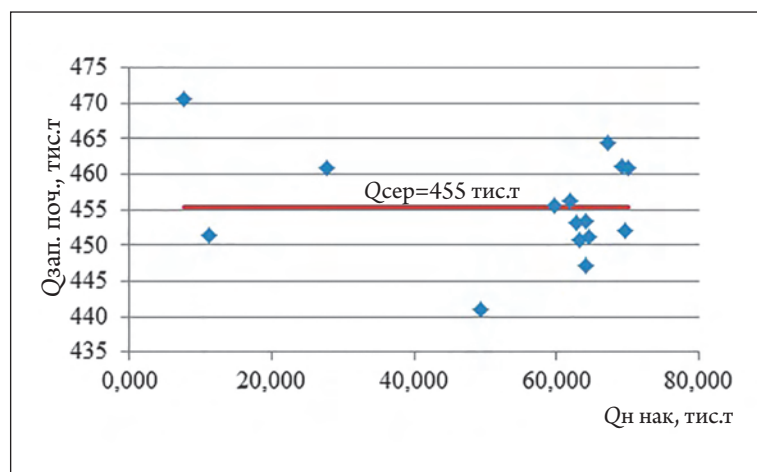


Рис. 6. Результати розрахунку запасів рідких вуглеводнів

розрахунок при тиску, що вище або нижче тиску насичення, з нагнітанням води чи без нього, а також у разі застосування зворотної рециркуляції газу – сайклінг-процесу. У роботі [7] детально висвітлено цю проблематику, виведено формулу та проведено порівняльні розрахунки для нафтового покладу, що розроблявся на змішаному режимі.

Проте під час виведення рівняння матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини не було враховано стисливості породи і води, не враховано об'єму видобутої та тієї води, що надійшла до початкового контуру нафтогазоносності. Для удосконалення методики та врахування зазначених чинників авторами взято за основу розглянуту в [7] методику та введено нові коефіцієнти в рівняння матеріального балансу.

Отримане у такий спосіб рівняння є універсальним рівнянням матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини незалежно від того, в якому початковому стані перебувала система, режиму розробки з урахуванням стисливості породи і води, об'єму видобутої та запомпованої в поклад води; за цією методикою отримано патент України на винахід [8]:

$$N_0 = \frac{BN_0 - P \frac{(W-w)\gamma}{RT}}{B - A \frac{P}{P_0} \beta^*},$$

де  $A, B$  – коефіцієнти рівняння;  $N_0$  та  $N_b$  – початкова та видобута кількість молів речовини відповідно;  $R$  – газова стала;  $T$  – пластова температура;  $W$  та  $w$  – об'єм запомпованої та видобутої води відповідно;  $\gamma$  – об'ємний коефіцієнт пластової води;  $\beta^*$  – сумарний приведений коефіцієнт стисливості породи та пластової води;  $P_0$  та  $P$  – початковий та поточний пластовий тиск відповідно.

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

Результати кореляції динаміки середнього пластового тиску та тисків по свердловинах наведено на рис. 5. Результати розрахунку графічно зображено на рис. 6, з якого видно, що величина початкових запасів рідких вуглеводнів становить від 441 до 470 тис. т (у середньому 455 тис. т), що досить добре корелюється із запасами, розрахованими об'ємним методом, похибка при цьому не перевищує 2%.

## Висновок

Отже, в роботі наведено практичну реалізацію сучасних математичних методів розрахунку властивостей пластових флюїдів та оцінки їх запасів.

## Список використаних джерел

1. **Намиот А.Ю.** Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи / 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 / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. **Кожемякин А.А.** Оценка геологических запасов нефти пласта  $A_4$ , Пиненковского месторождения методом материального баланса / А.А. Кожемякин, И.А. Кожемякина, Л.Н. Хромых // Нефтегазовые технологии: сб. трудов Междунар. науч.-практ. конф. Том I. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – С. 170–175.
4. **Бікман Є.С.** Балансовий метод контролю за розробкою газоконденсатного покладу / Є.С. Бікман // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 2. – С. 31–33.
5. **Гришин Ф.А.** Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1985. – 277 с.
6. **Довідник** з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
7. **Дорошенко О.С.** Визначення початкових запасів вуглеводнів методом матеріального балансу з врахуванням компонентів віддачі покладу / О.С. Дорошенко, В.І. Коваль // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – К.: Науканафтогаз, 2011. – Вип. 9. – С. 234–240.
8. **Патент** України №105978, Е21В 43/00. Спосіб визначення початкових запасів вуглеводнів нафтових, газових та газоконденсатних покладів на основі компонентів віддачі пласта / Чернов Б.О., Коваль В.І.; заявники Чернов Борис Олександрович, Коваль Віталій Ігорович. – № а201302013; заявл. 18.02.2013; опубл. 10.07.2014. – Бюл. №14.

## ДАЙДЖЕСТ (за матеріалами ДП «Науканафтогаз»)

## Нове програмне забезпечення для видобування нафти і газу

Компанія Honeywell Process Solutions (NYSE: HON) оголосила про випуск нового інноваційного програмного забезпечення (цифрових пакетів) для видобувної нафтогазової галузі, які дадуть змогу збільшити продуктивність на 3–5 % та водночас підвищити експлуатаційну безпеку.

Компанія Honeywell, відповідаючи на потреби нафтогазових компаній у підвищенні продуктивності та безпеці видобування нафти і природного газу, розробила унікальний набір рішень у рамках концепції «Цифрове родовище». Замовники, що випробували нове ПЗ, підтвердили покращення виробничих показників: збільшення продуктивності, часу безвідмовної роботи й ефективності дистанційного керування операціями. У результаті видобувні компанії, що використовують нові технології Honeywell, мають можливість вернути капіталовкладення протягом шести місяців.

Великий обсяг даних, що характерні для розвідки і видобування нафти і газу, суттєво ускладнює прийняття потрібних рішень, розрахунок комплексних звітних показників, а також іноді може загрожувати безпеці проведення виробничих операцій.

Цифрові пакети для нафтогазової галузі, які можна застосовувати на нових об'єктах чи вбудовувати в існуючу виробничу інфраструктуру, допомагають вирішувати ці специфічні завдання за допомогою інструментів аналізу даних.

Цифрові пакети для нафтогазової галузі являють собою повне інтегроване рішення, проте кожен пакет можна придбати окремо. Їх шість: Operational Data (виробничі дані), Process Safety (безпека технологічних процесів), Production Surveillance (спостереження за виробництвом), Equipment Effectiveness (ефективність обладнання), Production Excellence (високі стандарти виробництва) і Operational Performance (експлуатаційні показники). Цифрові пакети для нафтогазової галузі сумісні з усіма системами керування і безпеки, контрольно-вимірвальними приладами тощо компанії Honeywell та легко інтегруються в інфраструктуру, що включає обладнання різних постачальників.

<http://oil-gas-energy.com.ua>

