

3. Предложена новая технологическая схема для подводной разработки газогидратных месторождений, которая обеспечивает оперативное перемещение оборудования для добычи газа по площади месторождения, его разработку по всей толще гидратосодержащих пород, применение комплекса методов разложения газовых гидратов.

Наведено нову технологічну схему для підводного розроблення газогідратних родовищ, що забезпечує оперативне переміщення устаткування для видобутку газу за площею родовища, розроблення останнього по всій товщі порід, що містять гідрати, застосування комплексу методів розпаду газових гідратів.

Ключові слова: видобуток газу, підводні родовища газових гідратів.

Presented a new technological scheme for underwater extraction of gas hydrate deposits, which provides operative movement of equipment for the extraction of gas at the deposit area, work on the entire thickness of the hydrates, the use of a set of different methods of decomposition of gas hydrates.

Key words: gas mining, undersea deposits of gas hydrates.

Литература

1. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Рос. хим. журн.–2003.–Т. XLVII, №3.–С. 70–79.
2. Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря.–К.: ОМГОР НАН Украины, 2004.–280 с.
3. Бондаренко В.И., Ганушевич К.А., Сай Е.С. К вопросу скважинной подземной разработки газовых гидратов // Науковий вісник НГУ.–2011.–Т. 1.–С. 60–66.
4. Пат. РФ 2403379, МПК E21B 43/01. Способ добычи газа из придонных скоплений газовых гидратов/ Т.В. Матвеева, В.А. Соловьев, Л.Л. Мазуренко. – Заявл. 24.06.2009; Оpubл. 10.11.2010; Бюл. № 31.
5. Пат. 82371 Україна, МПК E21B 43/16; 43/25. Спосіб локального спрямованого гідророзриву пласта/ Б.М. Васюк. – Заявл. 07.03.2013; Оpubл. 25.07.2013, Бюл. № 14.
6. Пат. 2370642 РФ, МПК E21B 43/22. Добыча свободного газа конверсией газового гидрата/ Арне Грээу и др. – Заявл. 16.09.2005; Оpubл. 20.10.2009.
7. Пат. 65280 Україна, МПК E21B 43/00. Спосіб добування газу метану з морських газогідратних родовищ/ В.І. Бондаренко та ін. – Заявл. 05.07.2011; Оpubл. 25.11.2011, Бюл. № 22.

Поступила 01.06.15

УДК 622.276.346

В. І. Коваль; **Б. О. Чернов**, д-р техн.наук

СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО ОЦІНКИ ПОЧАТКОВИХ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА МЕЖІ ТИСКУ НАСИЧЕННЯ

НДПІ ПАТ «Укрнафта»

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.

Математичне моделювання таких покладів вуглеводнів, як нафтовий з газовою шапкою та газовий з нафтовою облямівкою, пов'язано з труднощами узгодження фізичних властивостей пластових флюїдів та розбіжністю в результатів замірювання глибинних проб у свердловинах. Це стосується також покладів зі значним поверхом нафтогазоносності, коли густини та компонентівміст 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 газовмісту 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 багатокомпонентні 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 непросте 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, газовміст і густина 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 врахування перерозподілу 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. Намот 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. Брусиловський 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 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 відбулося значне зростання газового фактора (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.

Із метою підтримання пластового тиску (ПТТ) 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. м³ 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. 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. Із метою ППТ у поклад запомповано 257,312 тис. м³ води.

Достовірних початкові дані 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, пізніше це стало причиною переобліку запасів на Держбалансі, а саме: вилучення з нього запасів газової частини покладу.

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

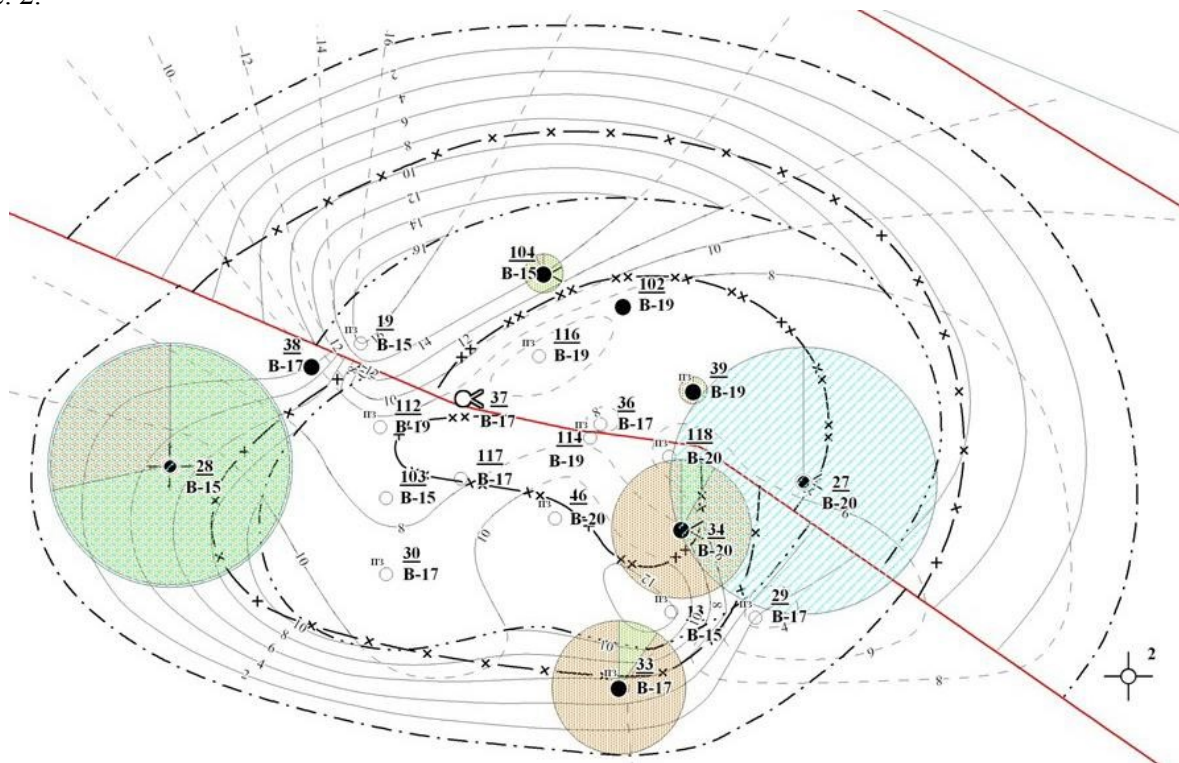


Рис. 1. Фрагмент карти накопичених відборів продуктивного покладу

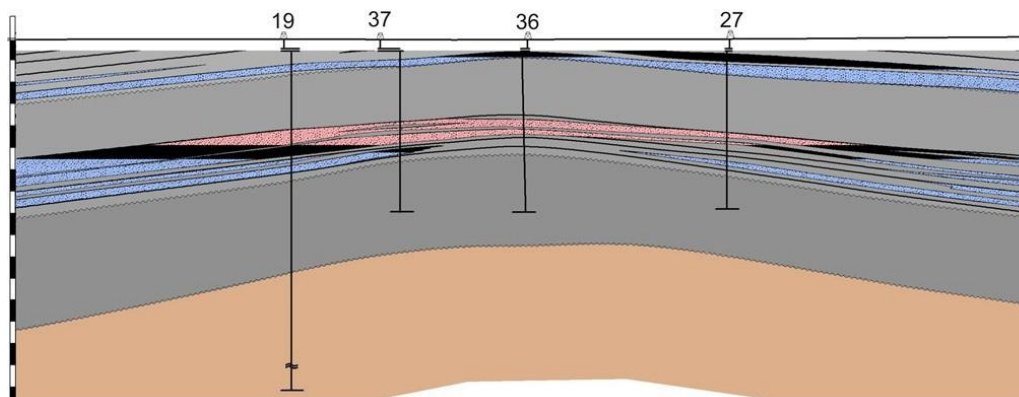


Рис. 2. Схематичний профіль продуктивного покладу

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 $526 \text{ м}^3/\text{т}$. За результатами дослідження сепарованої нафти по цій же свердловині розраховано склад та властивості нафти, що моделюється як суміш компонентів від F1 до F6 (кожен 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 молярна частка важких вуглеводнів становить 18%. Далі, виходячи з наявної глибинної проби по св. 13, вміст фракції C_{5+} якої становить 321 г/м^3 , глибинної проби нафти по св. 33, ГФ якої 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'язування всіх вищезазначених досліджень в одну пластову систему. Для цього зменшено розрахункову величину густини нафти до 812 кг/м^3 , молярна 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 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.

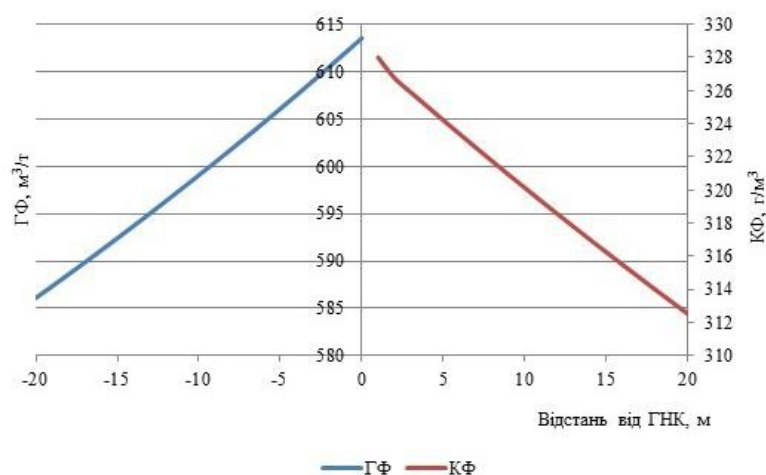


Рис. 3. Зміна ГФ та КФ залежно від відстані до ГНК

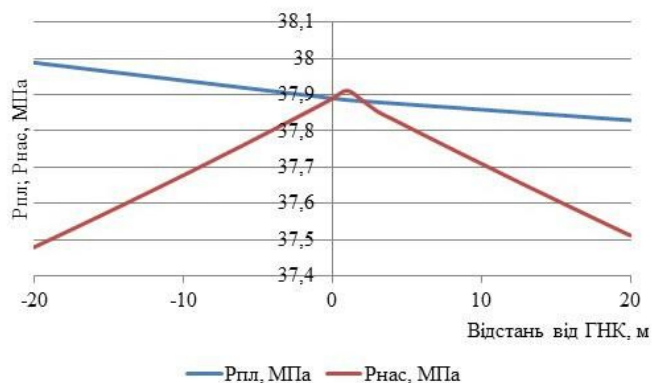


Рис. 4. Зміна пластового та тиску насичення від відстані до ГНК

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 молярна частка газової фази становить 0,4.

Таблица 1. Компонентный состав та фізичні властивості нафтової та газової частин покладу

Основные параметры пластовой смеси		Нафтовая часть	Газовая часть
Мольная часть, 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	
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 ³		508,4	298,6
Мольная масса, г/моль		49,1	26,2

Таблица 2. Узагальнений компонентный состав та фізичні властивості пластової углеводневої системи

Мольная часть, %	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	
P _{нас} , 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

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 компонентовіддачі пласта.

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 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 вуглеводнів 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 самий 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 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]:

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

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; γ – об'ємний коефіцієнт пластової води; β^* – сумарний приведений коефіцієнт стисливості породи та пластової води; P_0 та 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.

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 %.

Таблица 3. Вхідні дані для розрахунку

Роки	Накопичений видобуток			Накопичене надходження 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

Таблица 4. Зміна компонентного складу газу в часі

Роки	Густина, кг/м ³	М, г/моль	Metan	Etan	Propan	I-butan	N-butan	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

Таблица 5. Зміна компонентного складу 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

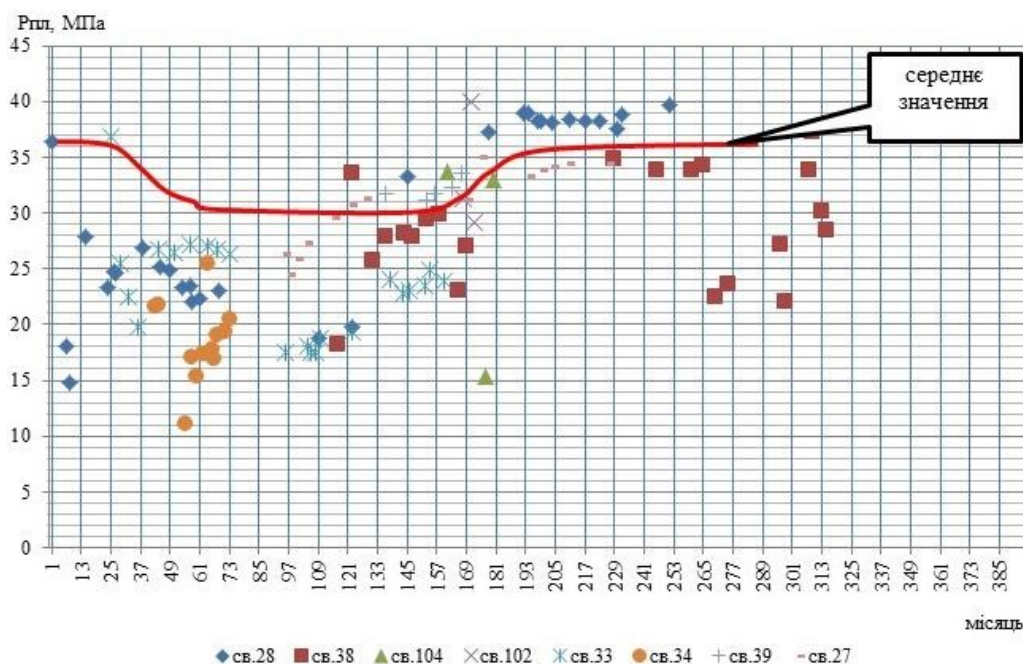


Рис. 5. Динаміка середнього пластового тиску та тиску по експлуатаційних та нагнітальних свердловинах

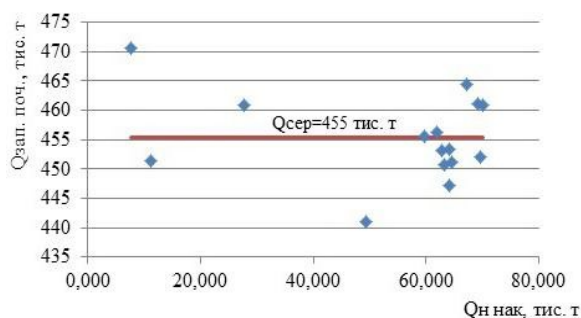


Рис. 6. Результати розрахунку запасів рідких вуглеводнів

Висновок

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

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.

The article presents estimation peculiarities of initial saturated hydrocarbon systems deposits developed as with the depletion drive and also 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: deposits, phase equilibrium, gravity distribution, material balance.

Література

1. Намиот А. Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи // Исследования в области физики пласта: труды ВНИИ. – Вып. 3. – 1954. – С. 41–60.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М. : Грааль, 2002. – 575 с.

3. Кожемякин А. А., Кожемякина И. А., Хромых Л. Н. Оценка геологических запасов нефти пласта А₄, Пиненковского месторождения методом материального баланса // 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 // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 2. – С. 31-33.
5. Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – 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., Коваль В. І. Визначення початкових запасів вуглеводнів методом матеріального балансу з врахуванням компонентвіддачі покладу // 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 компонентвіддачі 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.

Надійшла 06.07.15

УДК 622.245

Я. С. Коцкулич, д-р техн. наук¹, **А. М. Лівінський**²

¹ Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

² Науково-технічне підприємство, ТОВ «Бурова техніка», Україна

ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ШЛЯХОМ ЗАБУРЮВАННЯ БОКОВИХ СТОВБУРІВ – ПЕРСПЕКТИВНИЙ НАПРЯМ ЗБІЛЬШЕННЯ ОБСЯГІВ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

У статті розглянуто аналіз виконання робіт по відновленню бездіючого фонду нафтових та газових свердловин методом зарізки бокових стовбурів. Описано розроблений комплекс техніко-технологічних засобів для відновлення та кріплення свердловин Гнідинцівського родовища, який дає можливість мінімізувати витрати на спорудження другого стовбура.

Ключові слова: відновлення свердловин, техніко-технологічний комплекс, технологія похило-скерованого буріння, вирізання обсадної колони, профіль ствола свердловини

Стабілізація та можливе подальше нарощування видобутку нафти і газу з родовищ із важковидобувними запасами базується комплексному на систематичному вдосконаленні існуючих систем розроблення з використанням арсеналу сучасних технічних та технологічних засобів.

Буріння горизонтальних свердловин є одним із ефективним методом формування оптимальної системи розроблення нафтових та газових родовищ, підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення з пластів, а також відновлення продуктивності свердловин на родовищах, що перебувають на пізній стадії експлуатації. Розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром забезпечує підвищення продуктивності свердловини внаслідок збільшення площі фільтрації, ступеня вилучення вуглеводнів, виключає можливість надходження води при експлуатації свердловини, що важливо для низькопроникних горизонтів, а також для колекторів з вертикальною тріщинуватістю [1].

У провідних нафтогазовидобувних державах світу для підвищення обсягу видобування нафти і газу на таких родовищах широко застосовується буріння бокових похило-скерованих та горизонтальних стовбурів у свердловинах бездіючого фонду, що є чи не одним з основних напрямків збільшення обсягу видобутку нафти в умовах погіршення структури запасів та на кінцевих стадіях розробки родовища [2].

Цей метод є ресурсозберігаючим напрямком, оскільки вартість відновлення свердловин не перевищує 60% вартості буріння нової свердловини (врахування економії витрат на відведення землі, будівництво інфраструктури та ін.). Економія витрат зростає зі збільшенням глибини відновлюваної свердловини. В Україні налічується понад 3500 газових та майже 4000 нафтових ліквідованих і недіючих свердловин. Проте, відновлення свердловин шляхом буріння бокових стовбурів застосовується не виправдано рідко.