

РЕЗЕРВИ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ЗА РАХУНОК НИЗЬКОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН У ЗАХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

І.М. Іванченко

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42308,
e-mail: irusyaiv@gmail.com*

Описано резерви збільшення видобутку нафти з низькодебітних свердловин родовищ України. Наведено результати використання сучасних методів підвищення нафтовіддачі на нафтогазових родовищах Західного регіону України. Рекомендовано розширення застосування даних методів, що дає змогу досягти високих коефіцієнтів вилучення нафти.

Ключові слова: низькодебітні свердловини, дисконтований грошовий потік, сучасні методи підвищення нафтовіддачі, додатковий видобуток нафти

Описаны резервы увеличения добычи нефти из низкодебитных скважин месторождений Украины. Приведены результаты использования современных методов по увеличению нефтеотдачи на нефтегазовых месторождениях Западного региона Украины. Рекомендуется расширение внедрения данных методов, что позволит достичь высоких коэффициентов извлечения нефти.

Ключевые слова: низкодебитные скважины, дисконтированный денежный поток, современные методы повышения нефтеотдачи, дополнительная добыча нефти

The reserves of increasing oil extraction in the low-yield wells of fields in Ukraine are learnt in this work. The results of applying new methods for enhancing oil recovery in Western Ukraine oil and gas fields are shown. Recommendations to enhance the implementation of such methods are given, that will enable to achieve high coefficients of oil extraction.

Keywords: low-yield wells, discounted cash flow, modern methods of enhanced oil recovery, additional oil extraction

Вступ. На сьогодні значна кількість родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки, тому питання сповільнення темпів падіння обсягів видобування нафти є надзвичайно актуальним. Кількість низькодебітних свердловин невідомо зростає, а від ефективності роботи з таким фондом залежить як загальний видобуток нафти в країні, так і його собівартість. Різка погіршення структури запасів, обмеженість фінансових ресурсів для модернізації виробництва ускладнюють дане завдання. Проблема оптимізації розробки нафтових родовищ зумовлює необхідність адаптації високообводненого низькодебітного фонду свердловин до погіршених умов розробки і, як наслідок, до встановлення економічної доцільності експлуатації такого фонду, що потребує детального обґрунтування.

Аналіз досліджень і публікацій по проблемі. Підвищенню ефективності роботи низькодебітних свердловин, визначенню граничних меж та доцільності їх подальшої експлуатації із врахуванням мінімально рентабельних дебітів присвячують свої роботи значна кількість дослідників [2, 5, 7, 8]. Тим більше, що у ринкових умовах, які склалися, економічна доцільність подальшої експлуатації як високообводнених родовищ (покладів), так і окремих свердловин після досягнення граничної межі є проблематичною і потребує детального обґрунтування.

Результати дослідження. Аналіз стану видобутку нафти і газоконденсату на багатьох

родовищах свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні в процесі розкриття пластів та їх розробки [1]. Особливістю будови продуктивних пластів є значне поширення низькопроникних колекторів, які вміщують значні запаси нафти. Численні вітчизняні та зарубіжні дослідження і виробничий промисловий досвід свідчать, що в процесі буріння та освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта, що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати бурових розчинів можуть проникати в продуктивні пласти на глибину в середньому до 1,5 м, а інколи і більше. При цьому вода або фільтрат бурового розчину відтісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, зумовлюючи зниження проникності колектора на 50 % і більше. Недосконалість методів освоєння та експлуатації свердловин призводить до занижених показників експлуатації, в результаті чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано [2].

Згідно з Правилами розробки родовищ нафти і газу [3], до низькодебітних свердловин відносять свердловини із дебітом нафти $q_n \leq 5$ т/добу. Так, по нафтогазовидобувних управліннях Західного регіону України загалом за 2010 рік питома вага низькодебітних свердловин становила 92% від загального фонду свердловин, забезпечуючи при цьому 45,4% видобутку нафти. Розподіл фонду свердловин за

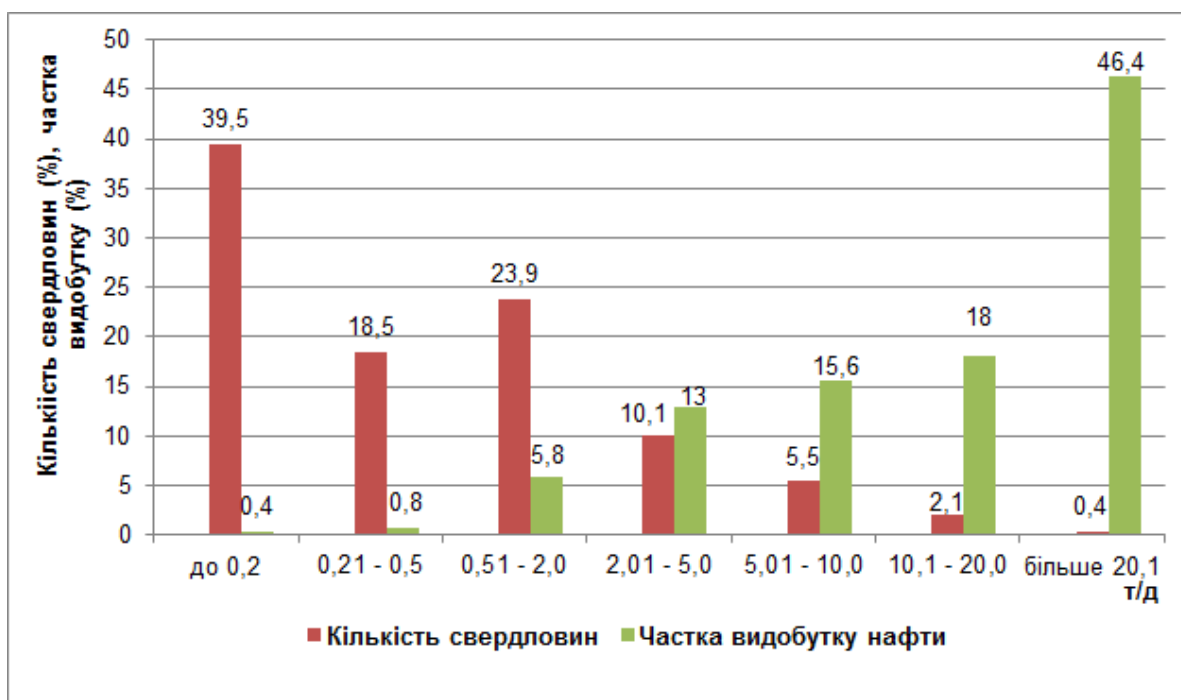


Рисунок 1 – Розподіл фонду свердловин за продуктивністю та видобутком нафти по НГВУ Західного регіону у 2010 р.

Таблиця 1 – Розподіл фонду низькодебітних свердловин за продуктивністю по НГВУ Західного регіону у 2010 р.

Показники	Продуктивність свердловин, т/д				
	до 0,2	0,21 - 0,5	0,51 - 2,0	2,01 - 5,0	>5,0
НГВУ "Долина нафтогаз"					
Кількість свердловин, шт.	87	35	84	65	60
з них рентабельні	–	3	57	65	60
Питома вага свердловин, %	26,3	10,6	25,4	19,6	18,1
Питома вага видобутку нафти, %	0,7	1,3	10,5	24,2	63,3
НГВУ "Надвірна нафтогаз"					
Кількість свердловин, шт.	16	41	65	15	2
з них рентабельні	–	30	63	15	2
Питома вага свердловин, %	11,5	29,5	46,8	10,8	1,4
Питома вага видобутку нафти, %	1,1	9,0	37,4	27,2	25,3
НГВУ "Борислав нафтогаз"					
Кількість свердловин, шт.	266	97	74	14	13
з них рентабельні	35	58	65	14	12
Питома вага свердловин, %	57,3	20,9	15,9	3,0	2,9
Питома вага видобутку нафти, %	6,3	7,8	20,9	19,0	46

продуктивністю та видобутком нафти наведено на рисунку 1.

У таблиці 1 представлено розподіл фонду свердловин по нафтогазовидобувних управліннях Західного регіону. Так, по НГВУ "Долина нафтогаз" питома вага даних свердловин становить 81,9% від загального фонду, видобуток нафти – 36,7%; по НГВУ "Надвірна нафтогаз" відповідно 98,6% і 74,7%, по НГВУ "Борислав нафтогаз" відповідно 97,1% і 54,1%.

З наведених даних видно, що є значні резерви підвищення видобутку нафти за рахунок низькодебітних свердловин. Але постає також

проблема економічної доцільності подальшої експлуатації нерентабельних свердловин.

Згідно з Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [4] за рентабельний період розробки приймається період отримання позитивних значень річного дисконтованого грошового потоку. Даний критерій допускає одночасну експлуатацію об'єкта як свердловинами, які приносять дохід підприємству, тобто рентабельними, так і збитковими свердловинами.

При цьому збитки від експлуатації нерентабельних свердловин повинні покриватися доходами рентабельних свердловин, тобто дохід повинен бути позитивним. При даному підході прибутковість від розробки об'єкта загалом складатиметься із суми доходів (збитків) від експлуатації окремих свердловин [5].

Поки висока ефективність роботи окремих високодебітних свердловин дозволяє продовжувати експлуатацію окремих низькодебітних свердловин без значних збитків, проблем, пов'язаних із оцінкою рентабельності роботи окремої свердловини, не виникає. Але з вичерпанням запасів рівень видобутку по них знизиться, і постає питання, за рахунок чого тоді проходитиме вирівнювання і підтримання середніх витрат. Визначення структури доходів від кожної свердловини дозволить встановити економічну межу її експлуатації і прийняти практичне рішення щодо подальшого використання свердловини.

Найпростішим способом оцінки роботи видобувної свердловини є визначення фінансового результату (ФР) від її експлуатації, як добутку різниці ціни і собівартості одиниці продукції та товарної кількості продукції із окремої свердловини.

Згідно методики визначення граничних меж економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини [6] виділяють наступні області ефективності експлуатації свердловини:

- якщо $ФР > 0$, свердловина економічно рентабельна;
- якщо $ФР = 0$, свердловина, працює на межі рентабельності (беззбиткова експлуатація свердловини);
- якщо $ФР < 0$, свердловина нерентабельна.

Для нерентабельних свердловин виділяють такі умови:

- якщо ціна $Ц > C^{y3}$ (C^{y3} – умовно-змінна складова собівартості одиниці товарної продукції), то частина прибутку покриває постійні витрати; тож доцільно продовжувати експлуатацію даної свердловини. Такі свердловини відносяться до категорії умовно-рентабельних і для них, в першу чергу, необхідно застосовувати різні методи підвищення нафтовіддачі пластів;

- якщо $Ц < C^{y3}$, то свердловина належить до збиткових з економічної точки зору, то ж її слід вивести з видобувного фонду.

Для більш детального вивчення доцільності виведення свердловини з видобувного фонду в якості межі можна порівнювати не лише умовно-змінні, а і вивільнені витрати (V^B). Якщо виконується умова $V^B > Ц$, свердловина нерентабельна.

Проте, як зазначено в роботах [5, 7], виведення збиткових свердловин з видобувного фонду може призвести до технологічних, екологічних, соціальних та економічних негараздів.

Щодо економічного аспекту, то переведення збиткових свердловин у бездію не призведе до суттєвого зменшення збитків, так як більша частина умовно-постійних витрат і амортизація самої свердловини, що враховуються при роз-

рахунку собівартості, не залежать від роботи окремої свердловини. При виведенні свердловини з діючого фонду дані витрати будуть перерозподілені між свердловинами діючого фонду. Для прийняття остаточного рішення про економічну доцільність подальшої експлуатації свердловини в конкретних умовах розробки необхідно порівняти дві величини – збитки від експлуатації свердловини та умовно-постійні витрати. Якщо збитки від експлуатації не більші, ніж умовно-постійні витрати, то недоцільно переводити таку свердловину в бездіючий фонд, а варто застосовувати на ній методи інтенсифікації видобування.

На жаль, потенціал сучасних методів підвищення нафтовіддачі (МПН) недостатньо використовується в українському нафтогазовому комплексі. На нафтогазових родовищах Західного регіону застосовуються гідродинамічні, теплові, хімічні МПН, технології гідравлічного розриву пласта (ГРП). За період 2005-2010 рр. додатковий видобуток нафти за рахунок МПН зріс в 1,5 рази – до 107,5 тис. т. Такий об'єм додаткового видобутку відповідає в середньому 22 % від загального видобутку нафти західних нафтогазовидобувних управлінь. Найбільша частка у додатковому видобутку нафти належить гідродинамічним методам (64 %), відповідно тепловим – 18 %, технології ГРП – 16 %, хімічним методам – 2 %. До прикладу, у світовій практиці найбільш застосовувані теплові та газові МПН, частка додаткового видобутку за рахунок яких складає понад 95 %.

Слід вказати на гостру необхідність розширення застосування сучасних МПН, адже роботи з їх впровадження з технічних і економічних причин ведуться лише на чотирьох-п'яти родовищах. На противагу методу ГРП, що є складним і високозатратним та рекомендується до застосування при проникненні фільтрату на глибину від 1,5 м і більше, метод імплузії (локальний гідророзрив пласта) [9] є простим, доступним і забезпечує утворення тріщин у привибійній зоні свердловини без закачування в них закріплюючих матеріалів. При цьому структура основного нафтового пласта не порушується. За даними досліджень, приплив нафти після імплузії може зрости у декілька разів. Висока ефективність методу при застосуванні у свердловинах з малою проникністю порід-колекторів пояснюється утворенням вертикальних тріщин, що забезпечують великий приплив рідини із пласта до вибою свердловини.

Найбільш перспективним напрямком є створення і використання комплексних технологій, що забезпечували б багатофакторний вплив на пласт і флюїди, що його насичують [10].

Висновки. За умов значних темпів падіння видобування нафти в Україні існують значні резерви підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних управлінь за рахунок раціональної експлуатації низькодебітних свердловин. За допомогою оперативного моні-

торингу рівня рентабельності свердловин є можливість виділяти групу свердловин, щодо яких необхідно приймати рішення про доцільність їх подальшої експлуатації шляхом застосування на них методів інтенсифікації. Стимулювання розвитку даних методів дозволить в стислі терміни кардинально підвищити потенціал нафтовіддачі важковидобувних запасів і, таким чином, змінити негативну тенденцію зниження видобування нафти.

Література

1 Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам [Текст] / С.И. Иванов. – М.: Недра, 2006. – 565 с.

2 Гринберг П. Большие резервы малодебитных скважин. Как экономно извлечь их [Текст] / П.Гринберг, В. Совпель // Нефть и газ Сибири. – 2010. – №1. – С. 36-37.

3 Правила розробки нафтових, нафтогазових, газових і газоконденсатних родовищ України [Текст]. – К.: Міністерство паливо та енергетики України, 2004. – 107 с.

4 Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу [Текст]. – К.: ДКЗ України, 2006. – 14 с.

5 Терегулова Г.Р. Экономический предел эксплуатации скважин [Текст] / Г.Р. Терегулова, Н.Ю. Коробейников // Нефтепромышленное дело. – 2002. – №3. – С.34-37.

6 Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин [Текст]. – [Чинний від 2009-12-01]. – ПАТ “Укрнафта”, 2009. – 54 с.

7 Ганущак О.М. Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №2. – С.24-26.

8 Арбатов П.А. Проблемы определения минимального текущего рентабельного дебита [Текст] / П.А. Арбатов // Нефтепромышленное дело. – 2002. – №6. – С.58-59.

9 Попов А.А. Имплзия в процессе нефтедобычи [Текст] / А.А. Попов. – М.: Недра, 1996. – 186 с.

10 Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы [Текст] / С.А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 38-40.

Стаття надійшла до редакційної колегії

15.11.11

Рекомендована до друку професором

Я.С. Витвицьким