

Виробничий досвід

УДК 622.276.344

СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЦІНКИ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

В.П.Гришаненко, М.В.Гунда, Ю.О.Зарубін

ДП „Науканафтогаз” НАК „Нафтогаз України”, 03035, м. Київ, вул. Урицького, 45,
тел./факс (044) 5850215, e-mail: gryshanenko@nng.com.ua

Рассмотрены современные методы оценки технологической эффективности систем разработки месторождений нефти и газа, сформулированы их основные недостатки и преимущества. Представлены результаты макроанализа основных технологических показателей, с использованием методики оперативной оценки технологической эффективности систем разработки месторождений нефти и газа, которая разработана в ДП "Науканафтогаз".

Modern methods of estimation of technological efficiency of oil and gas fields development systems are considered, their main disadvantages and advantages are formulated. Macro-analysis results of main technological figures, using the methodology of operating estimation of technological efficiency of oil and gas fields development systems, developed in SE "Naukanafogaz" are shown.

В нафтогазовидобувній галузі завжди існувала проблема впровадження високотехнологічних систем розробки, за рахунок яких можна досягти максимальних техніко-економічних показників, зокрема, коефіцієнтів вилучення вуглеводнів та дисконтованого прибутку за весь період розробки родовищ нафти і газу. Проблема є складною через цілу низку обмежень, наприклад, брак необхідної геолого-промислової інформації на кожній стадії освоєння родовища під час проектування систем розробки, недосконалі методи оцінки технологічної ефективності реалізованих систем розробки та ряд інших. Одним із основних напрямків, який потребує вивчення є визначення технологічної і економічної ефективності систем розробки родовищ на кожній стадії їх реалізації. Це пов'язано із визначенням технічної і технологічної можливості досягнення кращих результатів під час реалізації систем розробки та оцінки наявних резервів на макрорівні, що дозволить скоротити затрати на освоєння і розробку родовищ нафти і газу.

Для якісного проектування систем розробки та підвищення технологічної ефективності систем розробки (ТЕСР) і управління процесом їх реалізації на різних стадіях необхідно використовувати сучасні методи оцінки та прогнозування основних технологічних показників розробки, використання яких дозволяє вносити своєчасні зміни у процес розробки та обирати

раціональний варіант таких змін із числа можливих.

Система розробки родовища, як категорія, відноситься до штучних, створених людиною систем для досягнення суб'єктивних (ідеалізованих) і об'єктивних (таких, що були досягнуті під впливом об'єктивних обставин) цілей. Повнота досягнення цілей може служити мірою оптимальності побудованої штучної системи.

Основні цілі системи розробки можуть бути зведені до трьох цільових функцій, за якими вона повинна надалі оптимізуватись:

- 1) рівні видобутку вуглеводнів (високі темпи розробки родовищ);
- 2) повнота вилучення вуглеводнів з покладів;
- 3) кінцевий дисконтований прибуток від розробки (реалізації системи розробки) родовища.

Окрім досягнення оптимального рівня цільових функцій, система розробки повинна відповідати деяким обмеженням:

- 1) вимогам охорони навколишнього природного середовища і охорони надр;
- 2) непорушення соціальних інтересів населення, забезпечення безпечних умов життєдіяльності.

Очевидно, цільові функції знаходяться в протиріччі між собою, тому досягнення оптимального рівня є проблематичним, або взагалі нездійсненним. У такому випадку замість понят-

тя оптимальної системи розробки можна використовувати поняття ефективної (раціональної) системи розробки. Під технологічно ефективною (раціональною) системою розробки слід розуміти такий комплекс технологічних та техніко-економічних рішень, при реалізації яких значення цільових функцій (з врахуванням додаткових обмежень) знаходяться у визначених межах, які максимально наближені до еталонних значень для кожного конкретного випадку з врахуванням значення цільових функцій родовищ-еталонів, тощо. Як еталонні значення можуть бути використані розрахункові (прогнозні) значення цільових функцій, отримані з використанням математичного моделювання.

На сьогоднішній день використовують методи оцінки ТЕСР нафтових і газових родовищ, які в першу чергу відрізняються способом визначення екстремальних значень відповідних цільових функцій:

1. *Проведення геолого-промислового аналізу розробки родовища.* Вихідні дані проектного документа на розробку родовища, прийнята система розробки і основні проектні техніко-економічні показники розробки є відправною точкою аналізу розробки і тим еталоном, з яким проводиться співставлення фактичного стану і фактичних показників розробки [2]. Технологічно ефективною, за цим методом, є система розробки у якій фактичні технологічні показники відповідають проектним (розбіжність в межах 10%). Вочевидь, при такому підході достовірність висновків про ефективність системи розробки залежить від достовірності розрахунків основних технологічних показників розробки нафтових родовищ у відповідному проектному документі.

2. *Побудова і застосування постійнодіючої геолого-технологічної моделі (ПДГТМ) розробки родовища нафти і газу.* Враховує всі відомі фактори, що впливають на процес розробки родовища та дозволяє визначити екстремуми цільових функцій і сформувати обґрунтовані висновки щодо поточної ТЕСР. Цей спосіб, на сьогоднішній день, є одним з найбільш достовірних з визначення ТЕСР родовищ, але створення адекватних геологічної та гідродинамічної моделей потребує великого обсягу геолого-промислових даних, які в більшості випадків відсутні. Крім того, процес створення ПДГТМ є досить тривалим (мінімум 2-3 місяці на один об'єкт розробки) і потребує значних матеріальних та людських ресурсів, що не дозволяє оперативно проводити оцінку ТЕСР для значної кількості родовищ нафти і газу України (на цей час понад 230 родовищ).

3. *Вибір родовища-еталона.* Система розробки якого вважається технологічно ефективною, дозволяє для родовища зі схожими геологічними, енергетичними, фільтраційно-емісійними та іншими показниками визначити ефективність системи розробки [2]. Ступінь невідповідності (відстань) фактичних показників від показників цільових функцій родовища-еталона служать мірою ефективності. Враховуючи унікальність більшості нафтових родовищ, вибір

відповідного родовища-еталону з достатньою схожістю основних характеристик системи розробки виявляється проблематичним.

Для аналізу ТЕСР з позиції темпів розробки і кінцевого нафтовилучення та аналізу ефективності методів дії на пласт та привибійну зону пласта використовують різні методи для прогнозування показників розробки нафтових родовищ, які відрізняються складністю застосованого математичного апарату [3]. Методи прогнозування технологічних показників розробки нафтових родовищ базуються на різних уявленнях про фізичну модель покладу, властивості пластових флюїдів, режим його роботи, характер витіснення, врахування анізотропії пластів, і відповідно мають різну достовірність результатів прогнозування [4].

З робіт [5-19] можна зробити висновок, що оцінка ТЕСР родовищ за певними критеріями та показниками практично не проводилась. Як правило, аналізується залежність коефіцієнту вилучення нафти (КВН), як одного з основних критеріїв ТЕСР, від одного або декількох показників, що характеризують геолого-фізичні або техніко-технологічні показники розробки нафтового родовища.

На даний час відсутня методика оцінки ТЕСР за такими важливими інтегральними показниками, як коефіцієнт вилучення вуглеводнів, енергетичний стан пластових систем, темп відбору пластових флюїдів, обводненість продукції, стан залишкових видобувних запасів, тощо [5]. Кількісні значення основних інтегральних показників можна використовувати в якості критеріїв, за якими визначається ТЕСР нафтових родовищ.

Для проведення якісного оперативного аналізу розробки нафтових родовищ, з врахуванням всіх існуючих на сьогоднішній день науково-обґрунтованих уявлень про процеси, які при цьому відбуваються, необхідно оцінювати технологічну ефективність реалізованих систем розробки за допомогою основних критеріїв ефективності (темп відбору нафти, КВН, водонафтовий фактор (ВНФ), тощо). Кожен з яких має певну, як правило, невизначену, багатфакторну залежність від різних геолого-фізичних і техніко-технологічних показників розробки родовищ. Залежності між критеріями і характеристиками систем розробки можна описати наступним чином. Критерії ТЕСР мають функціональні, статистичні та логічні залежності (зв'язки) від характеристик систем розробки. В свою чергу характеристики систем розробки тісно пов'язані між собою і поділяються на дві групи, а саме, геолого-фізичні та техніко-технологічні, що мають прямий вплив на техніко-економічне прогнозування і реалізацію розроблених систем розробки.

Визначення функціональних залежностей критеріїв ефективності від характеристик (показників) систем розробки залишається предметом змістовних наукових досліджень. Висновки, навіть достатньо обґрунтовані для якого-небудь конкретного об'єкту, не завжди можуть бути перенесені на інші родовища, оскі-

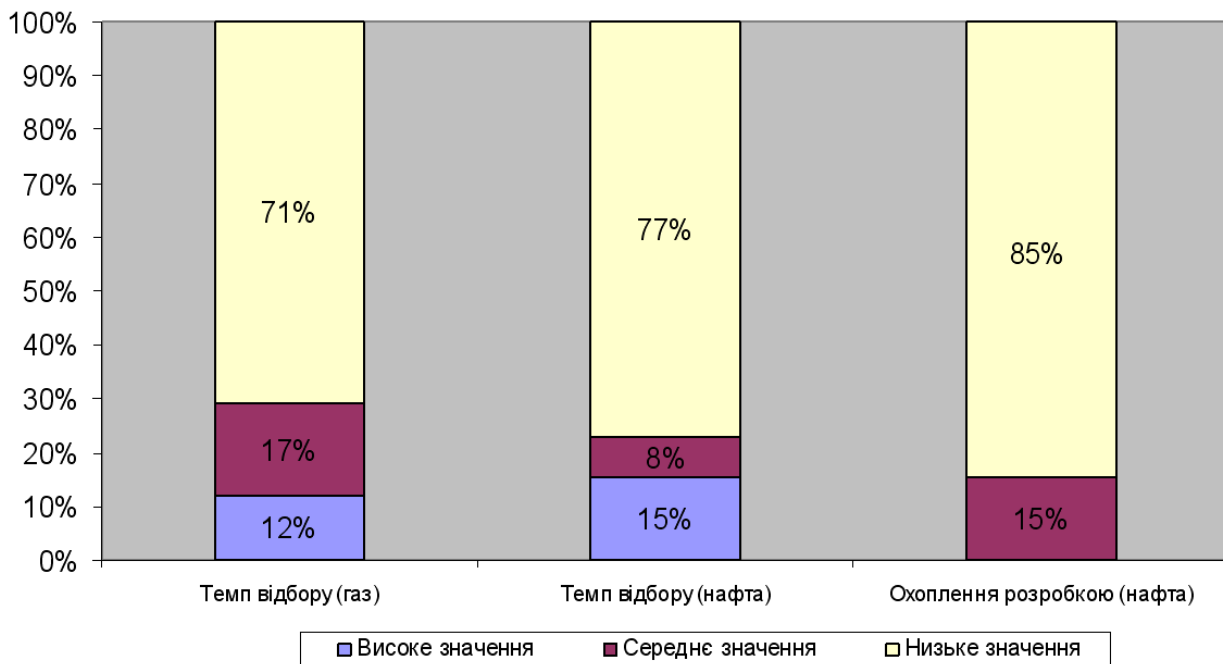


Рисунок 1 — Результати оцінки ТЕСР родовищ газу і нафти України

льки кожен поклад, тим більше в поєднанні з умовами і особливостями розробки, не має прямих аналогів. Дослідження впливу показників розробки на її технологічну ефективність, як правило, проводять для родовищ, що мають схожі геолого-фізичні характеристики та режими розробки, в такому випадку, отримані висновки по одній групі родовищ можна з певною похибкою розповсюджувати на інші родовища з подібними характеристиками.

Для визначення ефективності систем розробки родовищ нафти і газу за допомогою критеріїв ефективності у ДП "Науканафтогаз" розроблено експертну методику оперативної оцінки ТЕСР родовищ нафти і газу, яка базується на залежностях критеріїв технологічної ефективності від основних геолого-технологічних показників експлуатації об'єктів розробки. Методика оцінки технологічної ефективності полягає в наступному: за залежностями критеріїв ефективності (температура відбору нафти (газу), КВН, ВВФ, тощо) від геолого-технологічних показників конкретного об'єкта розробки розраховуються значення критеріїв, які порівнюються з поточними (проектними) значеннями. Ступінь невідповідності цих значень служить мірою оцінки ефективності системи розробки родовища. Якщо система розробки об'єкта визнається експертами неефективною, то отримані залежності використовуються для визначення шляхів її вдосконалення. Змінюючи значення технологічних показників розробки і отримуючи нові значення критеріїв ТЕСР можна визначити першочергові заходи, спрямовані на вдосконалення існуючої системи розробки родовища.

Для визначення залежностей критеріїв ТЕСР від геолого-технологічних показників, на основі фактичних даних розробки родовищ нафти і газу України, було використано три

різні методичні підходи, які мають власні позитивні і негативні сторони, а саме: регресійний аналіз, багатомірна інтерполяція, штучні нейронні мережі [20].

Враховуючи те, що системи розробки родовищ нафти і газу відносяться до складних багатоцільових виробничих систем з недостатністю і невизначеністю вихідної інформації, яка априорі ніколи не може бути визначеною повністю, значний вплив на прийняття рішення стосовно ТЕСР має експертний досвід. Тому запропоновані методичні підходи визначення розрахункових значень критеріїв технологічної ефективності використовуються одночасно, а отримані значення порівнюються з фактичними значеннями критеріїв ефективності, ступінь невідповідності значень, розрахованих за різними підходами, дозволяють визначати ТЕСР. Експертний досвід застосовується для формування висновків про технологічну ефективність та визначення першочергових рекомендацій, спрямованих на вдосконалення систем розробки, які визнані не ефективними.

З використанням розробленої методики було проведено оцінку ТЕСР родовищ нафти і газу України (див. рисунок 1).

Результати проведеної оцінки свідчать про низьку ТЕСР більшості родовищ газу і нафти України (див. рисунок 1). Реалізовані системи розробки більшості родовищ газу та нафти (67-85%) мають низькі значення критеріїв технологічної ефективності, що свідчить про недостатній темп відбору вичерпаних запасів вуглеводнів та недостатнє охоплення покладів розробкою. Особливо неефективно розробляються нафтові родовища, тільки 15% систем розробки мають середні значення коефіцієнтів охоплення розробкою і 23% мають середні та високі значення темпу відбору. Для підвищення ТЕСР

необхідно застосовувати новітні технології, спрямовані на їх інтенсифікацію, зокрема: буріння горизонтальних, багатовибійних видобувних свердловин для згущення сітки, впровадження методів підвищення вуглеводневилучення (МПВ), оптимізація процесів видобутку, збору і підготовки продукції за рахунок використання сучасної техніки і обладнання, тощо.

На цей час впровадження сучасних технологій підвищення нафто-, газо-, конденсатовіддачі на родовищах України не забезпечує їх ефективної розробки. Комплексний аналіз технологічної ефективності впровадження геолого-технологічних заходів (ГТЗ) спрямованих на інтенсифікацію систем розробки показує, що основні показники проведення ГТЗ: а) успішність проведення робіт; б) середня тривалість ефекту; в) технологічна ефективність та кратність збільшення дебіту в Україні суттєво нижчі від аналогічних показників у Республіці Білорусь, РФ і дальньому зарубіжжі (США, Канада). Тому для нарощування видобутку вуглеводнів необхідно комплексно та системно вдосконалювати існуючі системи розробки родовищ, підвищуючи їх інтенсивність за рахунок реалізації новітніх технологічних рішень, що базуються на використанні методичних підходів, техніки і технологій світового рівня.

На основі макроаналізу сформовано рекомендації загального характеру, що спрямовані на підвищення інтенсивності систем розробки родовищ нафти і газу на базі розробленої методики. З метою деталізації розроблених рекомендацій, для визначення конкретних технологічних рішень, спрямованих на досягнення потенційних рівнів видобутку нафти і газу, необхідно проводити геолого-промисловий аналіз стану розробки кожного родовища із створенням постійно діючих геолого-технологічних моделей і визначенням прогнозних техніко-економічних показників.

Таким чином, основними напрямками з вдосконалення існуючих систем розробки на понад 100 родовищах нафти і газу України з метою нарощування видобутку, є:

- а) укрупнення об'єктів розробки;
- б) згущення сітки свердловин;
- в) впровадження технологій інтенсифікації та підвищення вуглеводневилучення;
- г) вдосконалення техніки та технології видобутку нафти і газу;
- д) оптимізація роботи фонду малодебітних свердловин.

Стратегічними та найбільш перспективними є великі родовища України, для яких в першу чергу необхідно створювати ПДГТМ, незважаючи на вироблення видобувних запасів, яке перевищує в них 80%. Адже, приріст запасів на таких родовищах на рівні 10-15% дорівнює відкриттю одного малого родовища і для освоєння яких непотрібні значні капіталовкладення.

Використання методики оцінки ТЕСР у поєднанні з постійно діючим моніторингом є одним з пріоритетних напрямків щодо реалізації високоєфективних управлінських рішень та

запровадження оперативного контролю за процесами розробки і підвищенням інтенсивності систем розробки родовищ нафти і газу України до світового рівня.

Література

- 1 Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 422 с.
- 2 РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
- 3 Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Дівончук Р.І. Прогнозування видобувних запасів за фактичними показниками розробки нафтових покладів // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – К., 2005. – 224 с.
- 4 Гришаненко В.П. Современные тенденции прогнозирования основных технологических показателей разработки нефтяных месторождений // Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji zloz weglowodorow. Wydanie konferencyjne – Krakow, 2004, 935 s.
- 5 Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміка процесів їх розробки / Єгер Д.О., Ковальчук М.Р., Ковальчук Р.М., Григоренко В.В., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Лизун С.О.; за ред. Д.О.Єгера. – Львів, Київ, 2005. – 364 с.
- 6 Абасов М.Т., Эфендиев Г.М., Стреков А.С., Хисметов Т.В., Хальзов А.А. Оценка сравнительной эффективности геолого-технических мероприятий по комплексной информации // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 10.
- 7 Праведников Н.К. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Свердловск: Среднеуральское издательство, 1975. – 174 с.
- 8 Говорова Г.Л. Разработка нефтяных месторождений в США. – М.: Недра, 1970 – 272 с.
- 9 Лисовский Н.Н. Анализ состояния нефтедобывающей промышленности России // Проектирование и разработка нефтяных месторождений (Материалы совещания). – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – С. 23.
- 10 Щелкачев В.Н. Состояние разработки отечественных нефтяных месторождений в сравнении с зарубежными // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения (Материалы совещания). – М.: ВНИИОЭНГ, 1996 – С.36-41.
- 11 Щелкачев В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений СНГ и других стран мира. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1992. – 59 с.
- 12 Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра, 1973. – 238 с.
- 13 Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Вопросы полноты извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений. – Баку: АГИ, 1965. – 185 с.

14 Гавура В.Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 340 с.

15 Ованесов Г.П., Халимов Э.М., Ованесов М.Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1973. – 192 с.

16 Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 252 с.

17 Афанасенко В.М., Иманов А.М. Оценка эффективности заводнения на Восточно-Янгтинской площади // Сборник научных трудов по результатам научно-технологических работ за 2003 год. – М.: ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2004. – 369 с.

18 Газизов А.А., Газизов А.Ш., Никифоров А.И. Об одном критерии эффективности разработки нефтяной залежи заводнением // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7.

19 Справочник по нефтепромысловой геологии / Под ред. Н.Е.Быкова, М.И.Максимова, А.Я.Фурсова. – М.: Недра, 1981. – 525 с.

20 Гришаненко В.П. Використання математичних методів аналізу даних для оцінки ефективності систем розробки родовищ нафти і газу // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 4. – К., 2006. – 280 с.

УДК 622.245.42.004.6

РЕЗУЛЬТАТИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ, СФОРМОВАНОГО У СВЕРДЛОВИНІ

Б.А.Тершак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nung.edu.ua

Приведены сравнительные результаты качества цементного камня, сформированного из тампонажного раствора в лабораторных условиях и в скважине 552 Долинская. Показано, что в последнем случае цементный камень содержит существенную примесь компонентов промывочной жидкости, в том числе и баритового утяжелителя. С помощью современных методов исследовано структуру и компонентный состав указанного материала. Акцентировано внимание на необходимости усовершенствования технологического процесса цементирования скважин

Comparative results of the cement stone quality of formed from plugging mud in laboratories and un 552 Dolynska well are given. It is shown in the last case the stone contains substantial admixture of components of flushing liquid including barite filler. With the help of modern methods there have been studied structure and component composition of the given material/ it is focused on the necessity of improving technological process of well cementing

Вітчизняна та зарубіжна практика будівництва свердловин складної просторової архітектури поставила перед фахівцями цілий ряд проблем до яких належить і забезпечення необхідного рівня надійності кріплення свердловини як цілісної інженерної споруди. Тут поряд з традиційними питаннями постає нове – забезпечення та збереження необхідної міцності цементного каменю. Велика кількість спуско-підіймальних операцій, обертовий рух бурових труб призводять до появи на внутрішній поверхні ізоляційного екрану пошкоджень різноманітної форми, які у подальшому стають джерелами концентрації напружень та крихкого руйнування каменю.

Прикладом такої ситуації може служити досвід спорудження похило-скерованої свердловини 552 ГС Долинського родовища з горизонтальним відхиленням від вертикалі по покривлі продуктивного пласта (бистрицькі відклади) – 459 м (азимут) 219⁰. Проектною конструкцією при глибині 2200 м передбачався

спуск 219 мм «хвостовика» з метою перекриття перем'ятих, схильних до осипання і обвалів порід перехідної зони верхньоменелітових відкладів. Однак, через обставин колону спустили тільки на 2185 м. Під башмаком залишився відкритий стовбур з підвищеною кавернозністю (рис. 1).

Перед цементуванням «хвостовика» параметри промивальної рідини (температура заміра 18⁰С) були наступними: густина – 1350 кг/м³; умовна в'язкість – 104 с; водовіддача за 30 хв – 9,0 см³; товщина кірки – 3,0 мм; КЗК – 0,15; статична напруга зсуву СНЗ_{1/10} – 134,2/300,00 дПа; пластична в'язкість – 16,0 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 230 дПа; водневий показник рН – 9,08; мінералізація фільтрату – 3,2 %; вміст колоїдної фази – 9,5 %; вміст іонів Са⁺⁺ – 400,8 мг/л; вміст іонів Mg⁺⁺ – 121,6 мг/л, вміст КСІ – сліди. Для регулювання густини використовувався баритовий обважнювач. Тампонування обсадної колони з використанням суспензії, замішаної з цементу ПЦТ-І-100 з