

ІВАНЧЕНКО І.М.,

Наук. керів.: Витвицький Я.С., д.е.н., проф.

ДВНЗ "Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу",

м. Івано-Франківськ

МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ НАФТИ НА НАФТОВИХ РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

Рассмотрены основные положения научно-обоснованного выбора технологий и скважин для проведения методов интенсификации добычи нефти на месторождениях Украины.

В даний час в Україні більшість нафтових родовищ знаходяться на пізній стадії експлуатації, запаси яких за критеріями рівня виснаження, обводнення продукції, в'язкості, погіршених колекторських характеристик порід належать до категорії важковидобувних. Для підтримки рівня видобутку нафти на належному рівні необхідне постійне проведення різних геолого-технічних заходів (ГТЗ). Дані заходи є основним інструментом для інтенсифікації видобутку нафти на пізній стадії розробки родовищ. Витрати на проведення заходів з інтенсифікації видобутку вуглеводнів складають значну частину витрат при експлуатації родовищ, тому моніторинг їх ефективності та оптимального планування є актуальними для нафтогазовидобувних управлінь.

Досягнення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів та збільшення поточних обсягів видобутку ускладнюються при розробці складно побудованих високо неоднорідних багат шарових покладів та покладів вуглеводнів, що вступили у пізню та завершальну стадії розробки, тому принципово важливим є науково-обґрунтований вибір технологій та свердловин для впровадження методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

На кожному етапі розробки родовища, при оцінці економічної ефективності його експлуатації, необхідно враховувати особливості даного етапу [1]. Розробку нафтових родовищ поділяють на стадії, що відображають режими роботи пласта. На початковій стадії розробки для нафтогазовидобувного підприємства важливо отримати високі дебіти з метою зменшення терміну окупності капітальних вкладень у розвідку і облаштування родовища. Тому доцільним є застосування таких технологій як гідророзрив пласта та буріння горизонтальних стовбурів свердловин.

Однак при форсуванні відборів нафти, з впевненістю можна прогнозувати зниження коефіцієнту вилучення нафти. З метою уникнення негативних наслідків, пов'язаних із зменшенням коефіцієнту вилучення, рекомендується виконувати відповідні вимоги, а саме, забезпечувати максимально ефективні норми відбору, при яких видобуток нафти і газу із свердловини проводиться без втрат енергії колектору та незадіяних нафтових запасів [1]. Наступні стадії розробки родовища характеризуються зростаючими темпами зниження продуктивності раніше пробурених та

введених в експлуатацію свердловин. Виникає необхідність підтримання пластового тиску. Тому поряд з бурінням нових свердловин перед нафтогазовидобувними підприємствами постає задача відновлення продуктивності видобувних та досягнення необхідної приймальності нагнітальних свердловин з допомогою кислотних обробок, повторних ГРП, обмеження водопритоку у видобувні свердловини, ліквідації вуглеводневих забруднень, обробки з використанням коливань різної частоти та ін.

Таким чином, методи підвищення нафтовіддачі чітко розподіляються за стадіями розробки родовища, відповідно і оцінка їх ефективності буде відрізнятися. Недоцільно оцінювати, а тим більше порівнювати, гідророзрив пласта в щойно пробуреній свердловині та свердловині, що знаходиться на стадії зниження продуктивності.

Як правило, заходи з інтенсифікації на свердловині плануються без врахування впливу та інтерференції заходів, проведених на сусідніх свердловинах ділянки [2]. У зв'язку з цим існує гостра проблема, що полягає у виробленні нових підходів до обґрунтованого та оптимального планування заходів із врахуванням взаємовпливу різноманітних методів дії на ПЗП, проведених у сусідніх свердловинах.

Згідно СОУ [3] основним критерієм при виборі об'єктів для інтенсифікації є зниження дебіту свердловини по нафті і рідині протягом останнього періоду (шести місяців експлуатації), або необхідність збільшення темпів видобутку вуглеводнів до базового рівня. Додатковим критерієм для вибору і проведення інтенсифікації є результати гідродинамічних досліджень свердловини. Однак вибрати свердловини, які задовільняли б усім критеріям практично неможливо. Тому до переліку свердловин, в яких планується проведення ОПЗ, включаються свердловини з високим вмістом води в продукції [4].

Основними показниками технологічної ефективності інтенсифікації видобутку є коефіцієнт успішності, середня і максимальна тривалість ефекту, загальна і питома кількість додатково видобутої нафти. Технологічний ефект методів дії на ПЗП по групі свердловин, так як і по окремій свердловині, оцінюють за весь період роботи свердловин (свердловини) із дебітом, що вищий базового.

Так, на родовищах ПАТ "Укрнафта" у 2010 р. було реалізовано 50 технологій з інтенсифікації видобутку нафти і газу, відповідно до яких проведено 271 свердловино-операцій, з них 241 на видобувних свердловинах з коефіцієнтом успішності 90%.

Обсяг додаткового видобутку нафти з конденсатом з врахуванням перехідного технологічного ефекту становив у 2010 р. 253903,2 т, в т.ч. конденсату – 19354 т, причому 82267,1 т нафти з конденсатом (або 32,4%) отримано в результаті обробок, які проведені у 2010 р. Частка додаткового видобутку нафти з конденсатом від загального видобутку по ПАТ "Укрнафта" склала 10,0%. Зазначимо, що в розрізі НГВУ частка додаткового видобутку нафти з конденсатом значно відрізняється від середньої, так для НГВУ західного регіону вона знаходилася на рівні від 19,8% (БНГВУ) до

26,2% (ДНГВУ), для НГВУ східного регіону – від 4,0% (ЧНГВУ) до 11,4% (ПНГВУ).

Найбільша частка серед технологій з інтенсифікації у кількості свердловино-операцій належить кислотним обробкам (31,1%), технологіям з ліквідації вуглеводневих забруднень (24,7%), обробці свердловин з використанням розчинів ПАР (17,5%). Відповідно зазначені технології поряд із технологіями гідравлічного розриву пласта та обмеженням водоприпливу у видобувні свердловини забезпечують найбільший додатковий видобуток нафти та економічний ефект. Найменша частка серед технологій, що впроваджуються у ПАТ “Укрнафта”, належить комбінованим методам обробки ПЗП та обробки з використанням коливань різної частоти.

Таким чином, комплексний підхід до вирішення оптимізаційних задач по вибору методів інтенсифікації дозволить зменшити ризики проведення ефективних заходів, призведе до раціональної розробки родовищ і вироблення запасів родовищ України. Врахування взаємовпливу проведених заходів може призвести до виникнення синергетичного ефекту з видобутку нафти, при якому сумарний додатковий видобуток нафти, отриманий в результаті окремо проведених заходів буде меншим, ніж при проведенні даних заходів в комплексі.

Бібліографічний список

1 Гилязов Т.Ф. Методологические подходы к решению организационно-экономических проблем повышения нефтеотдачи пластов на предприятиях нефтедобывающего комплекса: дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Гилязов Тимур Филаритович. – Москва, 2010. – 153 с.

2 Султанов А.С. Обоснование комплексного планирования геолого-технических мероприятий с учетом их взаимовлияния / А.С. Султанов, М.Н. Ханипов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Саттаров // Нефтепрмысловое дело. – 2011. – №5. – С. 13-17.

3 СОУ 11.1-00135390-010:2011 Організація і процедура управління роботами, які виконують бригади поточного і капітального ремонту свердловин. Розроблено ЦНВД І НДПІ ПАТ “Укрнафта”.

4 Капырин Ю.В. Анализ эффективности интенсификации добычи нефти на примере скважин НГДУ “Сергиевскнефть” / Ю.В. Капырин, Е.И. Храпова, В.Я. Шпан // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №9. – С. 99-101.