

© В.М. Дорошенко
 д-р техн. наук
 ПАТ «Укрнафта»
 С.В. Дорошенко
 УМГ «Київтрансгаз»

Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ

УДК 622.276

У статті показано особливості розробки нафтових родовищ на пізній стадії, обґрунтовано доцільність та сформульовано головні напрями адресного використання розробленого в Україні та за кордоном арсеналу реагентів та технологій проведення водообмежувальних робіт.

Ключові слова: пізня стадія розробки, обводнення свердловин, реагенти та технології обмеження припливу води, напрями виробничо-дослідницьких робіт.

В статье показаны особенности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, обоснована целесообразность и сформулированы главные направления адресного применения разработанных в Украине и за рубежом арсенала реагентов и технологий проведения водоизолирующих работ.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, обводнение скважин, реагенты и технологии ограничения притока воды, направления производственно-исследовательских работ.

The article shows the specifics of oil fields development on the late stage. The expedience is grounded, as well as the main directions of targeted use of the range of native and foreign reagents and technologies for carrying out the water isolating works, are formulated.

Key words: mature stage of development, watering of wells, reagents and technologies of the water inflow restriction, areas of production and research works.

Переважна більшість нафтових родовищ України перейшла на пізню стадію розробки, яка характеризується високою обводненістю продукції свердловин та низькими рівнями видобутку, які асимптотично наближуються до межі економічної доцільності подальшого видобування [1]. Під час деталізації залишкових запасів промислових категорій виявляється, що більш як 80 % запасів розташовано у «старих» родовищах із розвиненою виробничою структурою. Саме ця частка запасів потребує найбільш ретельної уваги та створення особливих умов для підвищення ефективності їх розробки.

Останнім часом нафтовидобувну галузь України та її головну компанію ПАТ «Укрнафта» (частка видобутку нафти становить 87 % від загального обсягу) спіткала потужна рецесія виробництва. Це спричинено відлунням світової економічної кризи, що розпочалася у 2007 році і характеризується монотонним зниженням рівня видобутку нафти після його оптимістичного зростання у 2002–2007 рр. (рис. 1).

Загалом, основні причини рецесії видобування нафти умовно можна поділити на дві групи: соціально-економічні та геолого-виробничі.

Соціально-економічні ознаки полягають у погіршенні стану та якості матеріально-технічного забезпечення, відсутності пілґ на розробку покладів із важковидобувними запасами, складності, а часом і неможливості відведення землі під нафтопромислові об'єкти, покритті пріоритетних родовищ національними парками та при-

родними заказниками. Так, 8 родовищ ПАТ «Укрнафта» із загальним річним видобутком нафти у 2014 році 104,1 тис. т, поточними запасами нафти близько 100 млн т та 30 проектними свердловинами від 20 до 100 % ліцензійної площі охоплені національними природними парками. Вплив соціально-економічних ознак суттєво підсилено анексією Криму та «гібридною війною» на сході України.

Головними геолого-технічними ознаками є:

- високий рівень виснаженості родовищ (відібрано 83 % нафти від початкових балансових запасів);
- близько 80 % річного обсягу видобутку нафти забезпечують 25 % родовищ, і навпаки, 75 % родовищ відтворюють лише 20 % видобутку;
- 63 % становить частка поточних важковидобувних запасів;
- складна тектонічна і літологічна будова родовищ в умовах прояву природного або штучного водонапірних режимів спричиняє прогресуюче утворення залишкових або невироблених запасів нафти;
- обводненість продукції нафтових свердловин досягла 88 %, власне, в середньому з кожною тонною нафти видобувають 8 т води, що спричиняє не тільки нерациональне виснаження пластової енергії, а й значне збільшення витрат на піднімання на поверхню великої кількості мінералізованої води, її деемульсацію, транспортування, боротьбу з корозією підземного та наземного обладнання, зворотне нагнітання води в пласт.

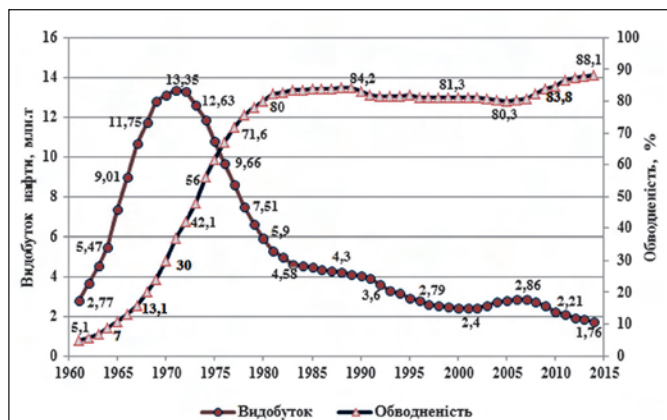


Рис. 1. Профіль видобутку нафти на родовищах ПАТ «Укрнафта»



Рис. 2. Динаміка зростання обводненості та зменшення кількості фонтануючих свердловин

Зростання обводненості на фоні поступового виснаження пластової енергії спричиняє прогресуюче зменшення кількості фонтануючого фонду свердловин (рис. 2), незважаючи на те, що фонтанним способом піднімається на поверхню найменша частка води (рис. 3).

В умовах високої обводненості та зростаючої частки важковидобувних і невироблених запасів особливого значення в процесах стабілізації видобутку та підвищення ефективності вилучення нафти з надр набувають методи дії на пласт та привибійну зону, тобто методи підвищення нафтовилучення та методи інтенсифікації видобутку нафти і обмеження припливу пластової води [2].

Застосування таких потужних методів підвищення нафтовилучення, як теплові, фізико-хімічні, газові, потребує створення на родовищах додаткової інфраструктури та суттєвих фінансових і часових витрат на їх апробацію та впровадження.

Тому на родовищах України, зокрема ПАТ «Укрнафта», для підвищення нафтовилучення успішно впроваджується відносно простий і порівняно малозатратний метод заводнення, яким охоплено 46 об'єктів розробки (продуктивних горизонтів) на 26 родовищах із річним обсягом нагнітання води близько 8 млн м³. Метод реалізується шляхом звичайного стаціонарного та нестаціонарного заводнення (циклічне, зміна тисків та обсягів нагнітання, зміна функціонального призначення нагнітальних і видобувних свердловин).

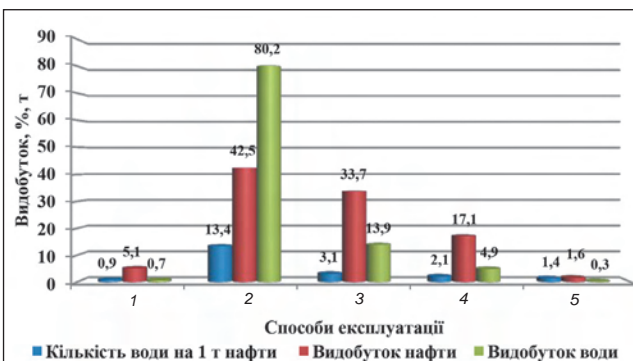


Рис. 3. Частка видобутку нафти і води від загального обсягу (%) та кількість води (т), що піднімається на поверхню з 1 т нафти за різних способів експлуатації: 1 – фонтанний; 2 – електровідцентровими насосами; 3 – штанговими свердловинними насосами; 4 – газліфтний; 5 – гвинтовими та діафрагмовими насосами



Рис. 4. Динаміка кількості свердловино-обробок

Поряд із відносною простотою і надійністю методу заводнення тривалий період нагнітання води в пласт сприяв утворенню вибіркової траєкторії її руху та виникненню локальних зон і ділянок із невиробленими запасами [3, 4]. Така ситуація потребує удосконалення архітектури системи розробки родовищ шляхом удосконалення геолого-технічних заходів, головним чином, інтенсифікуючої та водообмежувальної дії на привибійну зону пласта.

Реалізація цього напрямку, що відрізняється наявністю величезного арсеналу технологій, напрацьованих в нафтогазовій практиці, забезпечила на родовищах ПАТ «Укрнафта» у 2014 році 3,7 % нафти від загального видобутку. Як і в усьому світі, найпопулярнішими є гідралічні розриви пласта, соляно- та глинокислотні обробки, обробки привибійної зони пласта розчинниками, водообмежувальні роботи. Найбільш поширеними на родовищах ПАТ «Укрнафта» є кислотні обробки та обробки розчинниками (рис. 4).

Однак прогресуюче обводнення свердловин, що пригальмує пізній або завершальній стадії розробки родовищ, на вищій щабель підносить не інтенсифікуючі, а водообмежувальні або водоізоляційні роботи. Не випад-



Рис. 5. Динаміка додаткового видобутку нафти

ково, що додатковий видобуток нафти на одну свердловину-обробку від цих робіт є найвищим (рис. 5).

Обводнення свердловин може ініціюватися контурними водами (по найбільш провідних, вироблених пластах, прошарках, каналах), нижніми водами (утворення конусів або «язиків» обводнення) та «чужими» водами (по заколонному простору через невідале розмежування виснажених продуктивних горизонтів від високонапірних водоносних).

Це формує і напрями застосування технологій обмеження припливу пластових вод (рис. 6).

За будь-якого характеру обводнення якісне проведення водообмежувальних робіт забезпечує залучення до розробки невироблених прошарків та ділянок пласта, спричиняючи збільшення дебіту свердловин по нафті та зменшення їх дебіту по воді. Отже, для сучасного стану розробки нафтових родовищ пріоритетним напрямом дії на привибійну зону пласта потрібно вважати саме водообмежувальні роботи.

У 1975–1990 рр. в Україні (ІФІНГ, ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта», УкрНДГаз, УкрДГРІ) завдяки системному підходу розроблено, запатентовано та впроваджено чимало методів обмеження припливу пластових вод селективної та неселективної дії, спрямованих на створення водообмежувальних бар'єрів у пласті (контурні води), відтинаючих мостів у стовбурі свердловин та водоізолюючих екранів у пласті (підшовні води), ізолюючих тампонів у заколонному просторі (високонапірні води крізь негерметичність заколонного простору) [2, 5–7]. Основними або базовими реагентами і матеріалами для реалізації цих методів були синтетичні смоли (мочевиноформальдегідні, карбамідоформальдегідні, фенолоформальдегідні), кремнійорганічні сполуки, магнезіальні цементи (тверда, непроникна структура на основі магнеїю та його сполук), гіпано-формалінові суміші (гелеподібна структура з широким діапазоном регулювання часу утворення на основі гідролізованого поліакрилонітрилу), ріпол (гелеподібна структура з широким діапазоном регулюван-

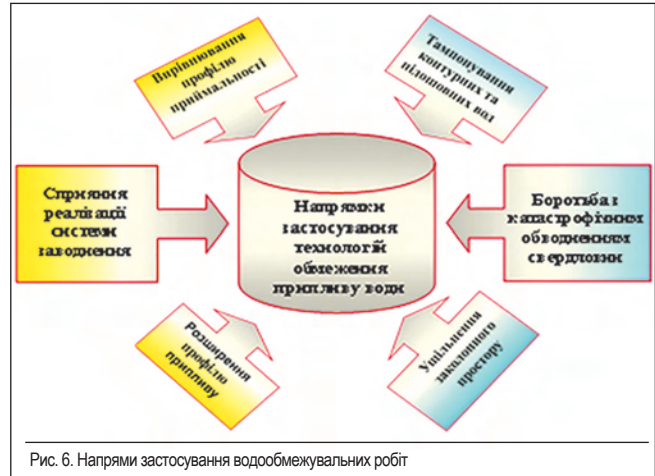


Рис. 6. Напрями застосування водообмежувальних робіт

ня часу утворення на основі поліакриламідів та рідкого скла), полікар (гелеподібний або порошковий матеріал на основі поліакриламідів, здатний набрякати у воді), кристалосольвати (тверді, непроникні структури на основі хлоридів полівалентних металів, здатні саморуйнуватися з часом).

Однак із переходом процесу розробки родовищ у період відносної стабілізації обводненості (1990–2005 рр., див. рис. 1) гострота питання боротьби з припливом пластових вод дещо зменшилася, і на передній план вийшли роботи з інтенсифікації видобутку нафти та форсування відборів рідини для залучення до розробки невироблених запасів. Це спричинило черговий цикл зростання обводненості (починаючи з 2005 року, див. рис. 1). Отже, на цьому етапі розробки родовищ наперед знову виходять роботи з обмеження припливу пластових вод.

На жаль, після періоду пасивного розвитку технологій та матеріалів для водообмежувальних робіт на техніко-технологічному озброєнні залишилися лише полімерні системи на основі композицій поліакриламідів з його защемленням у пласті цементним розчином та подальшою реперфорациєю продуктивного розриву.

Тому з метою реанімації технологічного забезпечення з урахуванням наявних, суттєво ускладнених геолого-промислових умов виробничо-дослідницькі роботи необхідно спрямувати за такими напрямами:

- аналітичний огляд та створення інформаційної бази світового досвіду розробки і впровадження методів обмеження припливу пластових вод;
- аналіз доцільності використання раніше напрацьованих методів та їх удосконалення щодо поточного стану родовищ;
- лабораторна та промислова адаптація прийнятних методів обмеження припливу пластових вод;
- постійно діючий моніторинг проведення водообмежувальних робіт у свердловинах;
- адресне застосування тампонуючих засобів як у видобувних, так і у нагнітальних свердловинах;
- розробка нових реагентів та інтелектуальних технологій водообмежувальних робіт, здатних автомо-

дельно підлаштовуватися до різнонасичених та різнопроникних проміжків пласта.

Висновки

Переважає більшість нафтових родовищ України перейшли у пізню стадію розробки, яка характеризується високою обводненістю продукції свердловин та низькими рівнями видобутку нафти. Найпоширенішим методом підвищення нафтовилучення на нафтових родовищах України залишається стаціонарне та нестационарне заводнення. Тривалий період нагнітання води спричинив утворення вибіркової траєкторії її руху та утворення локальних зон і ділянок пласта з невикористаними запасами, що потребує удосконалення архітектури системи розробки родовищ шляхом адресного

впровадження інтенсифікуючої та водообмежувальної дії на привибійну зону пласта. Застосування технологій ізоляції високопроникних водонасичених шарівквирівнювання профілю приймальності або розширення профілю припливу) та є основою боротьби з катастрофічним обводненням свердловин.

З метою реанімації технологічного забезпечення водообмежувальних дій в сучасних, суттєво ускладнених геолого-промислових умовах запропоновано методологію виробничо-дослідницьких робіт – від створення інформаційної бази ефективних реагентів та технологій до розробки нових інтелектуальних технологій, здатних автоматично підлаштовуватися до різнонасичених та різнопроникних проміжків пласта.

Список використаних джерел

1. **Дорошенко В.М.** Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений Украины / В.М. Дорошенко, В.И. Прокопів // В кн.: Pozykiwania I eksploatacja zloz ropy naftowej I gazu ziemnego – nowe technologie, nowe wyzwania. PracenaukoweInstytutuNaftyIGazu–PIBnr 198.–Krakow, 2014.– С. 577–582.
2. **Основні** напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко, В.Й. Прокопів, О.А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 27–30.
3. **Владимиров И.В.** Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений / И.В. Владимиров, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Тагиев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 360 с.
4. **Наукові** основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко, М.В. Гунда [та ін.]. – К.: ДП «Науканафтогаз», 2014. – 456 с.
5. **СТП 320.00135390.052-2001** Умови та принципи застосування методів обмеження припливу пластових вод / В.М. Дорошенко, В.М. Юрчишин, М.А. Столяров, С.В. Яковин. – К: ВАТ «Укрнафта», 2001. – 156 с.
6. **Обводнення** газових і нафтових свердловин. За ред. В.С.Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2006. – Т. 1. Технологічні матеріали і способи ізоляції. – 792 с.
7. **Обводнення** газових і нафтових свердловин. За редакцією В.С.Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2007. – Т. 2. Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції. – 772 с.

НОВИНИ

Компанія Statoil на родовищі Gulifaks встановила підводний компресор

Норвезька компанія Statoil вперше у світі на морській платформі «С» родовища Gulifaks встановила компресорну установку на дні моря. В компанії вважають, що установка підводних компресорів більш ефективна, ніж на поверхні платформи, вона забезпечує збільшення вилучення газу на родовищах норвезького континентального шельфу. Зокрема, із вказаного родовища планується протягом двох років отримати додатково 3 млн т нафтового еквіваленту продукції.

Коли пластовий тиск падає нижче критичного рівня, підводний газовий компресор підтримує видобуток вуглеводнів. На думку компанії, така технологія дасть можливість досягти коефіцієнтів вилучення на пізній стадії розробки родовища Gulifaks 62–74 % проти нинішнього 59 %. На родовищі з початку його розробки у 1986 р. видобуто 415 млн м³ нафти і понад 70 млрд м³ газу. Проектом передбачено два компресори для перекачування вологого газу потужністю 5 МВт, встановлених на підводному фундаменті на глибині моря 135 м. До кінця 2015 р. вони будуть з'єднані з існуючими трубопроводами та іншими технологічними установками, віддаленими від платформи на 16 км, що дасть змогу подавати продукцію з інших родовищ на компресорну установку платформи Gulifaks С. Компанії Statoil належить 51 % акцій родовища Gulifaks, її партнерами є Petoro (30 %) і OMV (19 %).

<http://www.ogj.com/articles/2015/07/statoil-installs-subsea-wet-gas-compressor-at-gu...>