

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ В НГВУ “ДОЛИНАНАФТОГАЗ”

¹ В.Д.Михайлюк, ² Л.Б.Мороз

¹ НДПІ ВАТ “Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2
e-mail: nafta@cndl.ukrnafta.com;

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Анализ результатов внедрения технологий интенсификации добычи нефти на месторождениях НГВУ “Долинанафтогаз” показал, что наибольшее количество дополнительной нефти добыто в результате применения обработок с использованием ПАВ – 118,1 тыс.т. При осуществлении кислотных обработок добыто 43,77 тыс.т нефти, а вследствие проведения ПГРП – 20 тыс.т нефти. Меньше всего дополнительной нефти получено после обработок с использованием полимеров – 4,2 тыс.т.

The conducted analysis of results of introduction of technologies of intensification of booty of oil showed on the State Company “Dolynanaftogaz” deposits, that an anymore than all additional oil is obtained as a result of application of treatments with the use of superficially-active matters – 116230 ton (uk). During realization of acid treatments 43078,5 ton (uk) oils are obtained and during the fracture treatment conducting it is got to a 19684 ton (uk) additional oil. Exactly a less additional oil is got after treatments with the use of polymers – 4133,7 ton (uk).

Ефективним методом інтенсифікації видобування нафти є підвищення продуктивності свердловин за рахунок обробок привибійних зон пласта (ПЗП). Для оцінки ефективності впровадження технологій інтенсифікації видобування нафти в НГВУ “Долинанафтогаз” виконано аналіз технологічної ефективності різних методів обробок ПЗП. Усі існуючі методи обробки ПЗП спрямовані на зменшення гідравлічних опорів у ПЗП, або за рахунок покращення зв'язку між свердловиною і продуктивним пластом, або внаслідок збільшення абсолютної чи фазової проникності у привибійній зоні. Для підвищення продуктивності свердловин в малопроникних колекторах традиційно важливу роль відіграють такі методи інтенсифікації припливу нафти до вибою, як гідравлічний розрив пласта, кислотні обробки, застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) та розчинників.

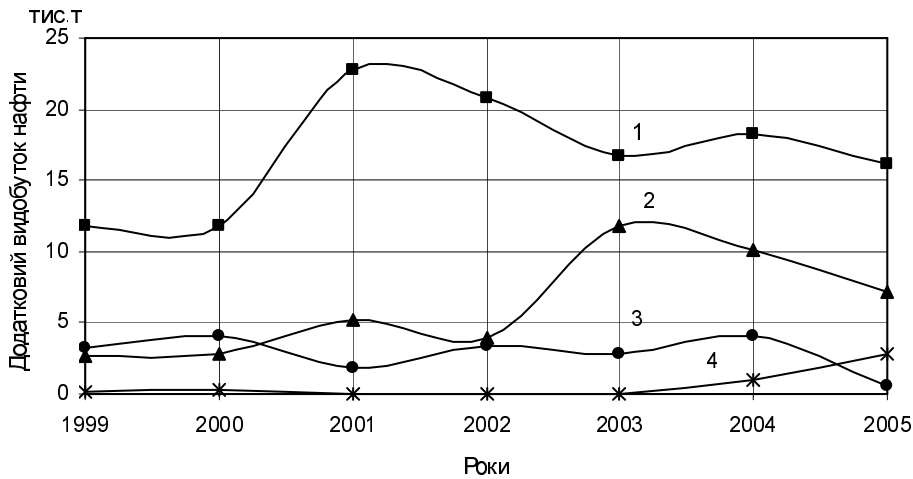
Слід зазначити, що на пізній стадії розробки покладів ефективність стандартних технологій обробки ПЗП різко зменшується. Тому на цій стадії потрібно використовувати селективні методи обробки ПЗП. Вони передбачають у більшості випадків попереднє блокування або обводненого, або високопроникного пропластка з наступною обробкою відповідно нафтонасиченого або низькопроникного пропластка. Блокування при цьому може бути або постійним, або тимчасовим. Для працюючих пластів тимчасове блокування є більш оптимальним, оскільки підключаються до розробки невідключені або заблоковані інтервали пласта.

З 1999 по 2005 рік на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” випробувано і впроваджено 18 технологій інтенсифікації видобутку нафти і газу. Здійснено 320 обробок привибійних зон пласта. За цей час додатково видобуто 261,02

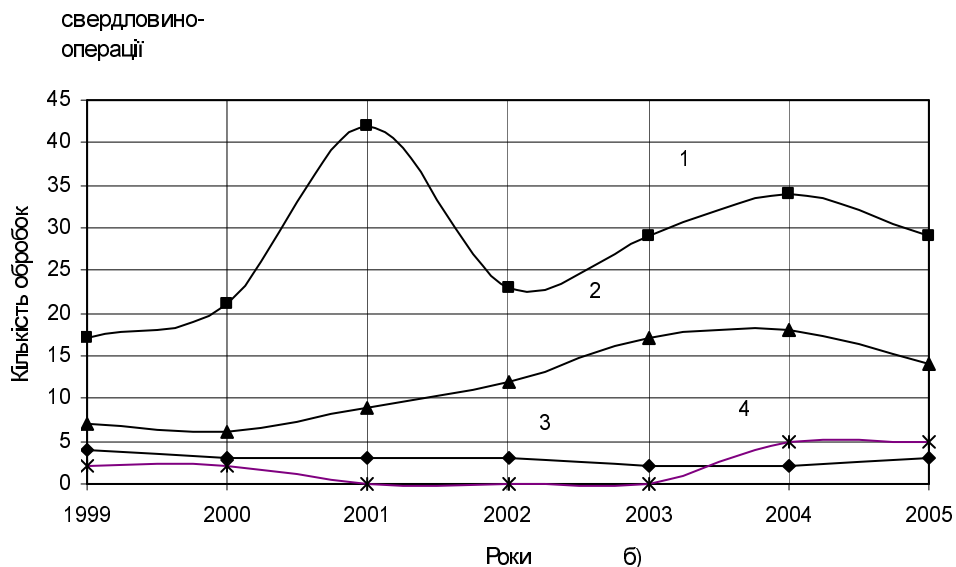
тис. т нафти, що становить понад 11% від загального видобутку нафти в НГВУ.

Кислотні обробки – це один із методів інтенсифікації видобування нафти на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз”, які почали проводитись з 1965 року. Поряд із традиційними солянокислотними та глинокислотними обробками випробувано та застосовано багато різновидів технологій кислотної дії: хімічні обробки з використанням фосфорної кислоти та кальцієвих суспензій, комбіновані кислотні обробки з використанням загущених міцелярних розчинів, селективні кислотні обробки з використанням полімеру „Полікар”, кислотні обробки з використанням загущених неоіоногенних ПАР, обмеження водопривливу у видобувних свердловинах з використанням сполук лужноземельного металу та ортофосфорної кислоти, селективна термохімічна обробка ПЗП та інші. Необхідність застосування такої кількості технологій пов'язана з тим, що родовища цього нафтопромислового району знаходяться на пізній стадії розробки, а основні продуктивні пласти вже обводнені. За таких умов більшість технологій кислотних обробок, які були раніше ефективними, вже не забезпечують отримання позитивних результатів, особливо в свердловинах, де неодноразово проводились обробки ПЗП різними методами.

Досить перспективним методом інтенсифікації є кислотна обробка продуктивних пластів з використанням загущених систем, що спрямована на збільшення глибини обробки пластів. Це досягається шляхом послідовного нагнітання розчину поверхнево-активної речовини (ПАР) та кислотного розчину. При цьому процес обробки здійснюється у три етапи: на першому етапі послідовно закачують загущений полімером 8–20% розчин НПАР та загущений



а)



б)

1 – обробки з використанням ПАР; 2 – кислотні обробки;
3 – гідророзрив пласта; 4 – обробки з використанням полімерів

Рисунок 1 – Додатковий видобуток нафти (а) та кількість обробок ПЗП (б) для методів інтенсифікації, що застосовувались в НГВУ „Долинанافتогаз” за період 1999-2005 рр.

кислотний розчин; на другому етапі послідовно-циклічно закачують 5–10% НПАР та глино-кислотний розчин; на третьому етапі послідовно-циклічно закачують 1–5% розчин НПАР та 3–10% солянокислотний розчин НПАР, а кількість циклів становить від 1 до 5. Весь процес кислотної обробки здійснюється поетапно. На кожному етапі використовуються технологічні розчини різної в'язкості. Утворення високов'язкого бар'єру на першому етапі у високопроникних пропластках зменшує їх гідропровідність, що дає змогу вирівнювати профіль приймальності пластів із різною проникністю. Інші – менш проникні пропластки – на інших етапах обробляються менш в'язкими технологічними рідинами, що і забезпечує обробку всього продуктивного пласта на значно більшу глибину. Впродовж 2003-2005 років проведено 13 обробок привибійної зони пласта цим методом, за рахунок чого додатково видобуто 9944,8 т наф-

ти. Величина додаткового видобутку нафти на одну свердловино-обробку становить 765,8 т. Середня тривалість ефекту становить 196,4 дні. Всі обробки проведені на Долинському родовищі.

Непоганий результат отримано після кислотної обробки з використанням полімеру „Полікар”. Для обробки однієї свердловини використовували від 11 до 22 м³ 10% солянокислотного розчину. Об'єм розчину полімеру „Полікар” становив від 2 до 6 м³. За період 1999–2005 рр. на Долинському, Північно-Долинському та Струтинському родовищах проведено 14 свердловино-операцій за вказаною технологією, за рахунок чого додатково отримано 8066,5 т нафти, що становить 655,2 т на одну обробку. Тривалість ефекту в середньому – 173,5 днів.

Впродовж 1999–2005 рр. на родовищах НГВУ „Долинанافتогаз” проведено 66 свердловино-операцій з кислотних обробок ПЗП, за

Таблиця 1 – Додатковий видобуток нафти на одну обробку для методів інтенсифікації, що застосовувались в НГВУ „Долинанафтогаз” в період 1999-2005рр

Роки	Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-обробку, т			
	ГРП	Кислотні обробки	Обробки з використанням ПАР	Обробки з використанням полімерів
1999	792	375,6	757,9	103,4
2000	1380	479,2	510,7	112
2001	619,7	676,4	543	0
2002	1108,4	330,2	1060,5	0
2003	1398,2	707,09	639,3	0
2004	2050,6	661,1	538,3	190,5
2005	188,9	653,1	652,2	564,3
1999-2005	997,8	527,4	605,7	300,3

рахунок чого додатково отримано 31336,7 т нафти та 6649,51 тис. м³ газу. В середньому на одну обробку отримано додатково 474,8 т нафти та 100,8 тис. м³ газу (рис. 1).

Середня тривалість ефекту – 191,9 днів. Починаючи з 1999 року, збільшується додатковий видобуток нафти за рахунок застосування кислотних обробок з 2,66 тис.т до 5,22 тис.т у 2001 році. Кількість додатково видобутої нафти на одну свердловино-операцію теж збільшується із 375,6 т у 1999 році до 676,4 т у 2001 році (таблиця 1). У 2002 році спостерігається спад видобутку додаткової нафти за рахунок застосування кислотних обробок (3,9 тис.т). Однак у 2003 році різко збільшується як кількість кислотних обробок (17), так і додатковий видобуток нафти (11,8 тис.т). Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію в середньому становить 707,1 т. Хоча в 2004 році було проведено 18 свердловино-операцій, однак додатковий видобуток нафти знизився до 10,2 тис.т. За останній рік провели дещо менше обробок ПЗП і додатковий видобуток нафти почав спадати (як і додатковий видобуток на одну свердловино-операцію) – 653,1 т нафти.

За результатами аналізу ефективності застосування кислотних обробок ПЗП можна зробити висновок, що цей метод обробки потребує вдосконалення.

Для збільшення продуктивності свердловин на родовищах НГВУ „Долинанафтогаз” постійно ведеться пошук перспективних технологій щодо застосування ПАР, в тому числі і мицелярних розчинів. За період 1999–2005 рр. на родовищах НГВУ „Долинанафтогаз” випробувано та застосовано багато технологій обробки ПЗП: обробка ПЗП з використанням жириноксу, обробка ПЗП з використанням пінолу, імпульсна стимуляція роботи свердловин з використанням мицелярних розчинів низьких концентрацій, обробка ПЗП мікроемulsіями, стабілізованими акустично-магнітним полем, обмеження водопритоку у видобувних свердловинах з використанням ПАР та полімерних матеріалів, селективна дія на ПЗП загущеними мицелярними розчинами, хімічна обробка неоднорідних по проникності пластів із використанням МР в комплексі з саморуйнуючими полімерними системами.

Можемо назвати декілька ефективних технологій застосування ПАР, в тому числі і мицелярних розчинів. Технологія селективної дії на ПЗП із використанням мицелярних розчинів. Вона реалізується багатьма шляхами. Один з них – це використання мицелярних розчинів у комплексі із саморуйнуючими буферними рідинами. Суть технології полягає у послідовному нагнітанні в пласт 5 або 8% за активною речовиною мицелярного розчину, саморуйнуючої буферної рідини та знову мицелярного розчину. Як саморуйнуюча буферна рідина використовується розчин карбоксиметилцелюлози (КМЦ) з додаванням деструкційного агента (соляної кислоти). Змінюючи вміст деструкційного агента, можна регулювати час розкладання (втрата в'язкості) полімерного розчину. Завдяки використанню цієї технології збільшується ступінь охоплення пластів дією розчинами ПАР в умовах неоднорідних за проникністю пластів. Найбільшу кількість дослідно-промислових випробувань в умовах Долинського нафтопромислового району пройшла згадана вище технологія обробки привибійної зони пласта, а саме – обробки мицелярними розчинами з використанням саморуйнуючих буферних рідин.

Технологія селективної дії на ПЗП загущеними мицелярними розчинами передбачає дію на пласти, що характеризуються ускладненими умовами (наявність гідрофобних пластів, високов'язкої нафти, асфальтосмолопарафіністичних відкладів). В основу даної технології покладено застосування легкопроникаючих систем для капілярного насичення привибійної зони пласта. Це досягається шляхом послідовного циклічного нагнітання загущеного мицелярного розчину, полімерного розчину, що руйнується в пластових умовах, та мицелярного розчину. При цьому після нагнітання кожної порції мицелярного розчину, нагрітої до (40–70)°С, свердловину залишають під тиском на 12–24 годин для капілярного насичення, а остання порція мицелярного розчину додатково містить соляну кислоту та НПАР. Як бачимо, ця вдосконалена технологія окрім полімерного розчину, що саморуйнується в пластових умовах, ще містить мицелярний розчин. Останній додатково містить соляну кислоту та НПАР, що сприяють легкому проникненню технологічних рідин у пласти.

Поряд із застосуванням технології селективної дії на ПЗП міцелярним розчином, впроваджуються також нові технології обробки ПЗП з використанням жириноксу. Добре зарекомендувала себе технологія, спрямована на забезпечення високих нафтовитисних властивостей залишкової нафти для низькотемпературних свердловин. Це досягалося шляхом нагнітання неіоногенних та аніоноактивних ПАР, при цьому їх нагнітання здійснювали в такому порядку: розчин НПАР, розчин аніоноактивної ПАР та розчин НПАР. Як НПАР використовували жиринокс, а як аніоноактивний ПАР – або сульфенол, або карпатол. При цьому вміст активної речовини у першому і другому розчині становив від 2 до 10%, а в третьому розчині – від 0,1 до 2%.

На родовищах НГВУ “Долина нафтогаз” проведено 195 свердловино-операцій з обробок ПЗП розчинами ПАР. Додатково видобуто 118106,9 т нафти та 33773,2 тис.м³ газу, що в середньому становить 605,7 т нафти та на одну обробку. Середня тривалість ефекту – 180,4 дні. Починаючи з 1999 року збільшується кількість обробок ПЗП з використанням розчинів ПАР і вже в 2001 році кількість обробок розчинами ПАР досягла значення 42 свердловино-обробки. Із рисунка 1 видно, що видобуток додаткової нафти збільшується з 11,8 тис.т у 1999 році до 22,708 тис.т у 2001 році. Видобуток нафти на одну свердловино-обробку становить у 2001 р. 543 т. За рахунок продовження ефекту на раніше оброблених свердловинах у 2002 році видобуток додаткової нафти на одну свердловино-операцію становив 1060,5 т. Починаючи з 2003 року, збільшується кількість обробок ПЗП з 29 до 34 у 2004 році. Додатковий видобуток нафти в результаті застосування обробок з використанням ПАР збільшується і у 2004 році становить 18,2 тис.т. Однак ефективність обробок дещо зменшується. Так, кількість додаткової нафти на одну свердловино-обробку в 2004 р. становить 538,3 т, а це менше ніж у 2003 р. (639,3 т. нафти на одну свердловино-операцію). У 2005 році знизилась як кількість додатково видобутої нафти (16,1 тис.т), так і кількість обробок ПЗП (29), однак ефективність обробок на одну свердловино-операцію становить 652,2 т нафти. У 2005 році була проведена обробка ПЗП стабілізованими мікроемульсіями та акустично-магнітним полем. В результаті трьох свердловино-операцій додатково отримано 2424,7 т нафти. У 2005 році була також здійснена хімічна обробка неоднорідних за проникністю пластів з використанням МР в комплексі із саморуїнуючими полімерними системами. В результаті чотирьох обробок додатково видобуто 3929,2 т нафти. Можна зробити висновок, що обробки з використанням ПАР є досить ефективними. Вони найбільш широко застосовувалися впродовж 1999-2005 років. Цей метод інтенсифікації теж потребує більш широкого вивчення відповідно до умов цього регіону. Застосування більш ефективних технологій є незаперечним стосовно методів обробки ПЗП розчинами ПАР.

На родовищах НГВУ “Долина нафтогаз” одним із основних методів інтенсифікації роботи видобувних свердловин є також потужний гідророзрив пласта (ПГРП). ПГРП застосовують для створення нових або розширення існуючих тріщин шляхом закачування рідини в свердловину під високим тиском та подальшому закріпленні тріщин високопроникним розклинюючим матеріалом (пропантом, а в окремих випадках – спеціально підібраним піском). Співробітниками НДПІ ВАТ “Укрнафта” було розроблено рецептури неньютонівських рідин для розкриття, розвитку і закріплення щілин – полімерні емульсії, які складаються з недефіцитних реагентів. Полімерноемульсійний розчин готується на основі ПАА, жириноксу і нафти. З 2002 року також використовують алюмогелі (свердловини 85-Струтинська, 163-Північно-Долинська та 92-Струтинська), що готується на основі ПАА, реагентів зшивачів і деструктору “ДА-1”. Всі перераховані вище розчини складаються з недефіцитних реагентів. Для закриття щілин в свердловинах глибиною до 3000 м застосовували пісок власного просіву. Завдяки меншій густині піску, порівняно з американським пропантом (ІРР 16/30) стає можливим переносити по щілині його високі концентрації у технологічній рідині. В 2003 році впроваджено технологію потужного гідророзриву пласта (ПГРП) із застосуванням міцелярних розчинів та алюмогелю (свердловини 717-Долинська та 41-Струтинська). Дана технологія дає змогу обмежити фільтрацію технологічної рідини в пласт через стінки тріщини та навколо стовбура свердловин, а також сприяє винесенню технологічної рідини в свердловину при її освоєнні. Процес включає послідовне проведення міні-ГРП і ПГРП із закріпленням щілин. Міні-ГРП здійснюється нагнітанням в пласт міцелярного розчину на основі нафтових сульфонатів.

За період 1999-2005 рр. проведено 20 ПГРП, за рахунок чого додатково видобуто 19956,4 т нафти та 3439,1 тис. м³ газу. Середня тривалість ефекту становить 216,5 днів, а середній додатковий видобуток нафти на одну обробку – 1076,8 т. Кількість свердловино-обробок щодо здійснення ПГРП впродовж 1999-2005 років знаходиться в межах 2-4 за рік. В середньому від проведення ПГРП отримано від 600 до 2000 т додаткової нафти на одну обробку. Найбільшу кількість нафти за допомогою ПГРП отримано у 2000 та 2004 роках – по 4100 т.

У 2004 р були впроваджені технологія обробки ПЗП композиційними розчинами з використанням вітчизняних біополімерів і технологія створення водовідокремлювальних екранів в нижній обводненій частині продуктивного пласта розчином з використанням композиції ріпол. Вітчизняні біополімери використано для підвищення ефективності методів інтенсифікації при їх повторенні на видобувних (нагнітальних) свердловинах як з однорідними, так і з неоднорідними за проникністю продуктивними пластами. При селективній дії на пласт біополімер аубазидан використовувався як потокові-

дхляючий агент при кислотних обробках, а симусан – як згущувач кислотного розчину.

Друга технологія ґрунтується на створенні водовідокремлювальних екранів в нижній обводненій частині продуктивного пласта розчином з використанням композиції ріпол. Гелеподібна композиція ріпол містить в собі рідке скло, полімер та ініціатор гелеутворення. Цю композицію можна використовувати для ізоляції припливу пластових вод у нафтогазовидобувних свердловинах, а також для регулювання профілю приймальності нагнітальних свердловин та усунення негерметичності міжтрубного простору в свердловинах. Протягом двох років 1999-2000 рр. на чотирьох свердловинах Долинського і Спаського родовищ були проведені ізоляційні роботи з використанням композиції ріпол, за рахунок чого додатково видобуто лише 430,7 т нафти та 129,2 тис. м³ газу. Ця технологія є менш ефективна в порівнянні з попередньою, тому не знайшла широкого застосування на родовищах НГВУ “Долинанaftогаз”.

По двох технологіях здійснено 14 свердловино-обробок на родовищах, в результаті яких додатково отримано 4204,8 т. нафти та 1602,3 тис. м³ газу. На одну обробку припадає 300,3 т. нафти та 114,45 тис. м³ газу. Середня тривалість ефекту становить 150,2 дні.

Проведений аналіз результатів впровадження технологій інтенсифікації видобування нафти на родовищах НГВУ “Долинанaftогаз” показав, що найбільше додаткової нафти видо-

буто в результаті застосування обробок з використанням ПАР – 118,1 тис.т. В результаті кислотних обробок видобуто 43,77 тис.т нафти, а при здійсненні ПГРП отримано 20 тис.т додаткової нафти. З 1999 до 2002 року додатковий видобуток нафти при проведенні кислотних обробок і при здійсненні ПГРП приблизно однаковий – до 5 тис.т за рік. Проте слід зауважити, що кількість кислотних обробок значно перевищувала кількість здійснених ПГРП (наприклад, у 2002 році додаткової нафти при здійсненні ПГРП і кислотних обробок видобуто приблизно однаково – 3,5 тис.т), проте кількість кислотних обробок у чотири рази перевищувала кількість проведених ПГРП). Найменше додаткової нафти отримано після обробок з використанням полімерів – 4,2 тис.т.

Технологічна ефективність найвища при здійсненні ПГРП – 997,8 т нафти на одну обробку; при обробці з використанням ПАР – 605,7 т нафти на одну обробку; при кислотній обробці – 527,4 т нафти на одну обробку; при обробці з використанням полімерів – 300,34 т. нафти на одну обробку.

Родовища НГВУ “Долинанaftогаз” знаходяться на завершальній стадії розробки. Технології інтенсифікації видобування нафти, які застосовувались раніше на цих родовища не приносять бажаного результату. Тому незаперечним є пошук нових технологій або селективних обробок ПЗП, які забезпечать збільшення продуктивності свердловин.