

## ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

І.М. Купер

ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,  
e-mail: ivankuper@ukr.net

*Подается характеристика основных методов повышения нефтеизвлечения, які застосовувалися на родовищах України, показано їх ефективність. Надано рекомендації щодо їх подальшого впровадження для збільшення ефективності розробки вітчизняних родовищ нафти. Запропоновано технологію підвищення нафтовилучення з використанням технології тампонування високопроникних тріщин заводнюваного нафтового пласта та технології підтримування пластового тиску з застосуванням поверхнево-активних полімервмісних систем.*

Ключові слова: розробка родовищ, запаси, коефіцієнт нафтовилучення, методи підвищення нафтовилучення.

*Приводится характеристика основных методов повышения нефтеизвлечения, которые применялись на месторождениях Украины, показана их эффективность. Даны рекомендации по их дальнейшему внедрению с целью увеличения эффективности разработки отечественных месторождений нефти. Предложена технология повышения нефтеотдачи с использованием технологии тампонирувания высокопроницаемых трещин заводняемого нефтяного пласта и технологии поддержания пластового давления с применением поверхностно-активных полимерсодержащих систем.*

Ключевые слова: разработка месторождений, запасы, коэффициент нефтеотдачи, методы повышения нефтеизвлечения.

*Characteristics of the main methods of oil recovery increase, applied at the oilfields of Ukraine, as well as their effectiveness have been shown. Recommendations on their further implementation to increase the efficiency of domestic oil fields were suggested. The technology of increasing the oil extraction, using plugging of highly permeable cracks of pumping water oil reservoir, the technologies of pressure maintaining using surface polymer systems is proposed.*

Key words: development work, reserves, oil recovery coefficient, methods of oil recovery increase.

**Вступ**

На сучасному етапі в розвитку нафтовидобувної галузі світу чільне місце посідають методи підвищення нафтовилучення, які дозволяють значно підвищити ефективність розробки нафтових родовищ. Особливо це стосується родовищ з ускладненими геолого-технічними умовами, до яких відноситься велика частина родовищ України.

**Мета статті**

Мета цієї публікації – звернути увагу власників ліцензій на розробку родовищ та спеціалістів на необхідність впровадження методів підвищення нафтовилучення, з допомогою яких можна суттєво підвищити успішність розробки вітчизняних родовищ.

**Огляд досвіду застосування методів підвищення нафтовилучення**

У світі широко застосовуються методи підвищення коефіцієнта нафтовилучення. За оцінками спеціалістів на сьогодні світові видобувні компанії вкладають у впровадження цих методів близько 5 млрд доларів США на рік. Зараз налічується декілька сотень різноманітних інноваційних технологій, які широко застосовуються в нафтогазовидобувній галузі світу і їх розвиток не припиняється.

Залишкові або не вилучені промислово освоєними методами розробки запаси нафти досягають в середньому 55-75% від початкових

геологічних запасів нафти в надрах [1]. Ефективність вилучення нафти з нафтоносних пластів сучасними промислово освоєними методами розробки у всіх нафтовидобувних країнах на сьогоднішній день вважається незадовільною, а обсяги споживання нафтопродуктів у всьому світі постійно зростають. Середнє кінцеве нафтовилучення пластів залежить від структури запасів нафти і застосовуваних методів розробки і становить, наприклад, в країнах Латинської Америки та Південно-східної Азії – 24-27%, в Ірані – 16-17%, в США, Канаді та Саудівській Аравії – 33%. Тому актуальними є задачі застосування нових технологій нафтовилучення, що дозволяють значно збільшити видобуток нафти вже розроблюваних покладів, що традиційними методами це зробити вже неможливо.

Розподіл залишкової нафтонасиченості пластів вимагає, щоб методи підвищення нафтовилучення ефективно впливали на нафту, розсіяну в заводнених або загазованих зонах пластів, на решту слабопроникних шарів і прошарків в монолітних заводнених пластах з високою поточною нафтонасиченістю, а також на відокремлені лінзи і зони пласта, які зовсім не охоплені дренаванням при існуючій системі розробки. Безперечно, що при такому широкому розмаїтті станів залишкових запасів і властивостей нафти, води, газу та проникності нафтонасичених зон пластів не може бути одного універсального методу підвищення нафтовилучення.

Весь період розробки родовищ поділяють на три етапи. Перший – це етап розробки родовищ з використанням тільки пластової енергії, а саме напорі краєвих вод і газової шапки, пружних сил, розчиненого в нафті газу, гравітаційних сил. З практичного досвіду за таких режимів досягається 5-15 % нафтовилучення. Решта запасів залишаються невиробленими. Тому дуже важливим є другий етап - штучного підтримання пластового тиску (ППТ). Це дає можливість довести нафтовіддачу до 20% і більше. На третьому етапі розробки родовищ застосовують так звані вторинні і третинні методи підвищення нафтовилучення, завдяки яким нафтовилучення зростає до рівня 35-75% [2].

Вторинні методи базуються на модернізації процесів заводнення. До них відносяться в основному гідродинамічні методи, а саме: зміна напрямків фільтраційних потоків, нестационарне (циклічне) заводнення, форсування відбирань рідини, створення високих тисків нагнітання, бар'єрне заводнення на газонафтових покладах, інтегровані технології тощо.

Третинні методи підвищення нафтовилучення передбачають додавання під час ППТ додаткових витісняючих агентів, однак попри їх численність найчастіше застосовують: витіснення нафти газом (діоксидом вуглецю CO<sub>2</sub>, азотом, повітрям); фізико-хімічні методи (закачування поверхнево-активних речовин, лугів, полімерів, розчинів сірчаної кислоти); теплові (закачування теплоносіїв). До третинних методів можна також віднести буріння горизонтальних свердловин з проведенням масованого гідравлічного розриву пласта.

#### **Аналіз методів і результати впровадження на родовищах України**

Рівень впровадження методів підвищення нафтовилучення в Україні на жаль є низьким, хоча досвід у цьому питанні набутий багаторічною історією нафтовидобувної галузі, особливо західного регіону.

Першим методом підвищення нафтовилучення в Україні можна вважати газову репресію на пласт, запроваджену на ямненському покладі Східницького родовища в 1931 році. Тоді в пласт закачувався попутний та природний газ, а відтак повітря. За увесь час застосування цієї технології (близько 40 років) додатковий видобуток склав 310 тис т нафти. Подібна за принципом технологія газової та повітряної репресії була запроваджена в 1936 р на Бориславському родовищі. Дуже ефективним цей метод виявився при впровадженні його на поклад «бориславський пісковик» в 1947 році, який на той час був виснажений. Спочатку в пласт закачували газ, а з 1956 до 1970 року – повітря. Завдяки впровадженню даного методу додатково отримували до 149 тис. т нафти на рік.

Площове заводнення ямненських відкладів ділянки МЕР Бориславського нафтового родовища було розпочато у серпні 1954 р. При цьому у свердловину № 1138 щодоби нагнітали 50 м<sup>3</sup> прісної води при тиску 2 МПа.

Слід також зазначити, що у 1957-1958 рр. вперше в практиці нафтопромислової справи на Бориславському родовищі було пробурено чотири (№№ 1543, 1544, 1545 і 1546) неглибокі (до 500 м) горизонтально-розгалужені свердловини, дебіти нафти в яких були в 3-5 разів вищі, за дебіти оточуючих вертикальних.

У ці ж роки на ділянках "МЕР" Бориславського родовища був запроваджений один з теплових методів підвищення нафтовилучення – нагнітання пари. Пара вироблялася японською парогенераторною установкою «Такума». Закачування пари проводилося також на ділянці «Міріам» того ж родовища, що мало також позитивний ефект.

З метою підвищення нафтовилучення на Битківському родовищі у 1958-1961 рр. розпочато роботи з підтримання пластового тиску шляхом нагнітання води в менілітовий поклад. Для нагнітання води було задіяно 9 нагнітальних свердловин. Через їх низьку приймальність (10-40 м<sup>3</sup>/добу) цей метод не міг бути рекомендований як базовий. Відкриття в 1958 р. газоконденсатного покладу в еоценових відкладах з тиском, який на 10 МПа перевищував поточний пластовий тиск нафтового покладу, дозволило вперше в колишньому СРСР впровадити газову репресію шляхом природного перепускання газу з газоконденсатного покладу у залягаючий вище нафтовий. Через 10 років внаслідок вирівнювання пластових тисків у газоконденсатному і нафтовому покладах природне перепускання газу було припинено. За період 1962-1968 рр. в нафтовий поклад було перепущено 1,9 млрд. м<sup>3</sup> газу, що компенсувало відбір флюїду в пластових умовах з початку розробки на 32 %. В окремі періоди річна компенсація змінювалася в межах від 76,5 % до 64,2 %. За рахунок такого перепускання додатково видобуто 980 тис. т нафти. Враховуючи позитивний результат від підтримання пластового тиску шляхом нагнітання газу, в 1971 р. побудована компресорна станція і розпочато нагнітання газу високого тиску в продуктивні пласти. Відновлення нагнітання газу позитивно вплинуло на стан розробки покладу. Відзначено збільшення дебітів свердловин та стабілізація газових факторів.

З метою підвищення нафтовилучення на Струтинському родовищі у 1976 р впроваджено закачування розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) низької концентрації. Тут видобуток нафти з менілітового покладу розпочато в 1962 р на пружному режимі, що викликало зниження пластового тиску до значення, нижчого від тиску насичення нафти газом. Внаслідок цього почав розвиватися режим розчиненого газу. Тому з грудня 1966 р. на поклад впроваджено приконтурне, а з 1973 р – внутрішньоконтурне заводнення. З лютого 1976 р. на родовищі розпочато нагнітання водних розчинів ПАР. Лабораторні дослідження та гідродинамічні розрахунки показали, що нагнітання водних розчинів ПАР на відносно пізній стадії розробки Струтинського родовища забезпечить підвищення кінцевого нафтовилучення на 2,3 %.

Для цього в продуктивні пласти треба було закачати такий об'єм цих розчинів, який забезпечив би створення 40 % об'ємної частини від об'єму нафтонасичених пор пласта. До початку нагнітання водних розчинів ПАР в продуктивні пласти закачано 3,2 млн. м<sup>3</sup> води і відібрано 53,2 % початкових видобувних запасів нафти. Коефіцієнт нафтовилучення досяг 0,17, обводненість продукції склала 23 %. Нагнітання водних розчинів ПАР здійснювалося протягом 1976-1991 рр. За цей період в пласт закачано 4,55 млн. м<sup>3</sup> водного розчину ПАР, що забезпечило створення 30 % об'ємної частини від величини обсягу нафтонасичених пор пласта. Нагнітання ПАР забезпечило підвищення кінцевого нафтовилучення на 2,1 %, що склало 189,6 тис. т додатково видобутої нафти. Аналіз фактичних показників розробки родовища показав, що нагнітання водних розчинів ПАР сприяло підвищенню коефіцієнта охоплення заводнюванням від 0,54 (під час нагнітання води) до 0,66 (під час нагнітання водних розчинів ПАР).

Закачування розчинів ПАР здійснювалося також на Старосамбірському родовищі. Розробку ямнеського покладу Старосамбірського родовища розпочато в 1969 р. на пружному режимі. Закономірно, що це призвело до різкого зниження пластового тиску – від 46,8 МПа (початковий) до 29,8 МПа (1978 р.), і тим самим до зменшення рівнів видобутку нафти. Але режим розчиненого газу тут не розвинувся з причин низького тиску насичення (14,7 МПа). Розробка ямнеського покладу на режимі виснаження могла забезпечити кінцеве нафтовилучення 12,3 %. В 1976 р. тут введено приконтурне заводнення. Цей захід дозволив стабілізувати пластовий тиск на рівні 30 МПа і позитивно вплинув на показники розробки. Впровадження процесу заводнення дало можливість збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення до 29,5 % і додатково отримати 1848,5 тис.т нафти, а з урахуванням удосконалення сітки свердловин (буріння двох додаткових свердловин) досягнути нафтовилучення 30,3 %. В 1979 р. розпочато нагнітання водних розчинів ПАР, які склалися з суміші аніонного (сульфонол) з неіоногенним (превоцел, а потім – ОП-10, неонол) у співвідношенні 1:1 і концентрацією 0,05 %. Така суміш реагентів, а також їх співвідношення були рекомендовані за результатами досліджень, виконаних в ЦНДЛ ПАТ «Укрнафта» і показали, що коефіцієнт витіснення нафти водними розчинами суміші ПАР із зразків кернів порід-колекторів Прикарпаття є більш високим, ніж витіснення розчинами як неіоногенних (НПАВ), так і аніонних (АПАВ) поверхнево-активних речовин. Суміш ПАР має велику поверхневу активність, тобто забезпечує більш низький міжфазний натяг (для умов Старосамбірського родовища близько 0,05-0,08 мН/м). За проектними даними запомповування водних розчинів ПАР при створенні в пласті об'ємної частини 0,4 нафтонасичених пор дало б можливість підвищити кінцеве нафтовилучення до 33 %, накопичений видобуток нафти довести до 3540 тис.т, додатково отримати 286 тис.т

нафти. Однак була створена об'ємна частинка близько 0,152 обсягу нафтонасичених пор, яка проштовхувалася вздовж пласта водою. Впровадження даної технології дало змогу додатково добути 92,4 тис. т нафти.

У 1991 р. через відсутність ПАР та з екологічних причин нагнітання водних розчинів ПАР на Старосамбірському родовищі було припинено.

На даний час обґрунтована доцільність заводнення розчинами ПАР на Долинському, Довбушансько-Бистрицькому, Перекопівському, Анастасіївському, Бугруватівському та ін. родовищах.

У 1999 р. при досягнутому коефіцієнті нафтовилучення 0,173 і обводненні продукції 11 % на Старосамбірському родовищі розпочато циклічне нагнітання води, що, як і на Долинському, Північно-Долинському і Гвіздецькому родовищах, значно поліпшило стан його розробки.

Циклічне заводнення впроваджувалося і на Долинському родовищі. У 1966 р. тут було переведено всі свердловини склепінного ряду вигодського покладу та окремі свердловини м'явського і менілітового покладів на циклічний режим роботи. З 1975 р. через зменшення приймальності нагнітальних свердловин об'єми води, які запомповувалися циклічно, різко зменшилися на всіх покладах. Відповідно, найбільший додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення було отримано у перші 7-8 років запровадження процесу, коли величина його досягла 7-18 % від загального річного видобутку. Поточна ефективність збільшення коефіцієнта нафтовилучення від впровадження циклічного заводнення тільки на вигодсько-бистрицькому покладі становить 4,2-4,5 %.

У 1970 р. циклічне заводнення було впроваджено на Північно-Долинському родовищі. Під циклічне нагнітання води тут було задіяно до 90% свердловин. З 1988 р. у зв'язку з різким падінням приймальності у циклічному режимі працювали лише 5 свердловин, а зараз процес здійснюється лише через свердловину 167. Максимальний приріст видобутку нафти за рахунок циклічного заводнення склав біля 12 % від загального видобутку.

На Гвіздецькому родовищі в 1988 р. проведено впровадження циклічного заводнення в середньоменілітовий і еоценовий поклади. За рахунок цього додатковий видобуток склав 1,7 тис. т.

Циклічне заводнення впроваджувалося також на Рибальському родовищі, а нестационарне заводнення – на Анастасіївському і Бугруватівському родовищах, які дали можливість збільшити видобуток нафти в середньому на 240-250 тис. т нафти за рік.

Форсований відбір рідини з метою збільшення нафтовилучення був впроваджений на Гвіздецькому родовищі з застосуванням газліфтною експлуатації свердловин. Цей метод дав можливість отримати додатково на Гвіздецькому родовищі близько 40 тис. т нафти. На Прилуцькому родовищі форсований відбір рідини

впроваджувався з допомогою електровідцентрових насосів.

На Битківському родовищі з метою підвищення нафтовилучення впроваджувалася газова репресія. В результаті було стабілізовано пластовий тиск, а приріст видобутку нафти за час застосування (1977-1980 рр.) складав близько 40-60 тис. т нафти щорічно.

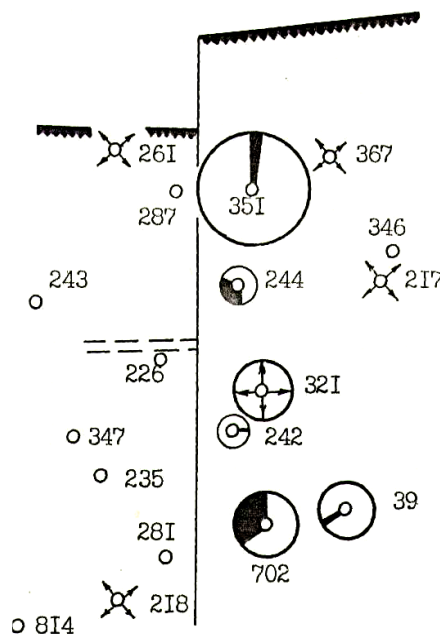
Витиснення нафти гарячою водою здійснювалось з 1986 року на Луквинському родовищі. Гаряча вода нагніталася в основний об'єкт – горизонт МЛ-2, оскільки нафта цього покладу характеризується високим вмістом парафіну і смол. В зв'язку з цим температура насичення нафти парафіном близька до пластової, що створює умови для випадання парафіну в пласті. Окрім цього нафта вказаного покладу характеризується в пластових умовах неньютонівськими властивостями. Підраховано, що за рахунок теплового впливу на поклад отримано додатково близько 430 т нафти.

Нами була розроблена і впроваджена технологія тампонування високопроникних тріщин заводнюваного нафтового пласта [3]. Суть технології полягає у тампонуванні високопроникних тріщин, якими вода проривається під час заводнення. В результаті такого проривання вода обминає нафтонасичені ділянки пласта і утворюються застійні зони невірблених запасів.

Суть технології полягає у закачуванні суспензії гранульованого тампонуєчого агенту, густина якого близька до густини води. Завдяки цьому при закачуванні в пласт реагент переноситься потоком води, яка фільтрується тріщинами і гідротранспортується на будь-які відстані, нагромаджуючись і утворюючи потоковідхиляючі бар'єри. Закачування необхідно проводити за тиску, який забезпечує розкриття тріщин і перевищує тиск нагнітання води системи заводнення. Це дає змогу забезпечити защемлення нагромадженого шару гранул стінками тріщин і запобігти їх подальшому вимиванню з тріщин. Під дією сили стискання шару стінками тріщин, пластової температури та впливу нафти намитий шар перетворюється у пластичну масу, яка тампонує тріщини. Вода системи заводнення вимушена рухатися в обхід затампованих тріщин і витисняти нафту з застійних зон.

Технологія впроваджена на дослідних ділянках нагнітальних свердловин № 321-Д, 231-Д, 319-Д вигодського покладу Долинського нафтового родовища. На рис. 1 показано дослідне поле нагнітальної свердловини 321-Д. Підбір цих об'єктів обумовлений високою приймальністю нагнітальних свердловин, нерівномірністю профілю приймальності і наявністю вузьких за даними глибинної витратометрії високопроникних інтервалів, високою (близько 90 %) обводненістю продукції нафтових свердловин дослідної ділянки. Взаємодія видобувних свердловин з нагнітальними оцінювалася методом кореляційного аналізу із застосуванням коефіцієнта рангової кореляції Спірмена і Кендала. На дослідних ділянках налічувалось 5-9

оточуючих видобувних свердловин, які реагували на закачування води. Для тампонування високопроникних тріщин закачували 9-10 т гранульованого асфальтсмолистого пом'якшувача АСМГ (випускається промисловістю шляхом окислення залишкових продуктів прямої перегонки нафти за ТУ 38 УССР 201193-78). Концентрація водної суспензії складала 20-25 кг/м<sup>3</sup>, а тиск закачування на 4-6 МПа перевищував тиск розкриття тріщин. Дані проведеної витратометрії підтвердили перерозподіл профілю поглинання. Реагування видобувних свердловин на тампонування тріщин в умовах вигодського покладу Долинського родовища почалося через 0,5-5 місяців і залежало від відстані до нагнітальної свердловини.



**Рисунок 1 – Дослідна ділянка нагнітальної свердловини 321-Д**

Ефективність робіт оцінювалася за інтегральними характеристиками витиснення Г.С.Камбарова, А.М.Пірвердяна, Б.Ф.Сазонова. На рис. 2 наведено характеристику витиснення по дослідній ділянці свердловини 321-Д. В результаті впровадження технології додатково видобуто 2,9 тис т нафти.

В НДПІ ПАТ «Укрнафта» в 2004 р для підвищення нафтовилучення Довбушансько-Бистрицького родовища була розроблена і впроваджена технологія закачування розчинів ПАВ в суміші із поліакриламідом (ПАА) [4, 5]. Такі розчини названі поверхнево-активними полімервмісними системами (ПАПС) і складаються з 0,05 % поверхнево-активної речовини (суміш пінола з савенолом у співвідношенні 1:1) і полімеру 0,03 % концентрації. Згідно з лабораторними дослідженнями встановлено, що закачування облямівки ПАПС (0,5 об'єму пор) і проштовхування її водою (1,2 об'єму пор) забезпечує підвищення кінцевого нафтовилучення на 4-5 %.

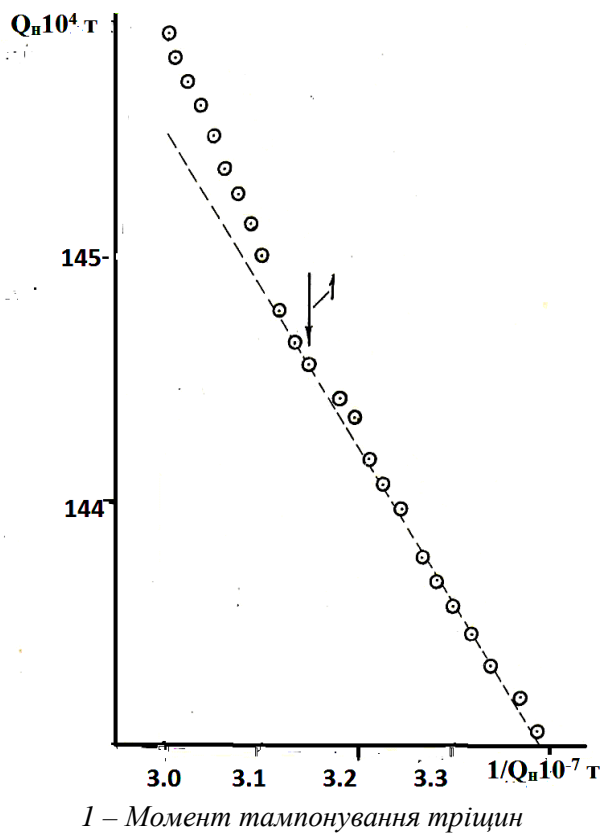


Рисунок 2 – Характеристика витиснення по дослідній ділянці свердловини 321-Д

Всі свердловини на родовищі експлуатувалися глибинно-насосним способом з дебітами нафти від 0,40 до 2,58 т/д при обводності від 2,7 % до 24,5 % (середня по об'єкту 11,4 %) та

газовому факторі від 403,7 до 1645,9 м<sup>3</sup>/т (середній 645,3 м<sup>3</sup>/т). У 1983 р. в межах основних покладів об'єкта на V та VI блоці розпочата робота з підтримування пластового тиску шляхом закачування води в нагнітальні свердловини 2, 56, 4, 128. Заходження дало змогу підтримувати пластовий тиск в зонах відбору в межах 7,5-8,0 МПа (проти початкового 22 МПа). Режим роботи II об'єкта визначається як змішаний з переважанням режиму розчиненого газу. Як нагнітальні використовуються свердловини 65 (V блок) та 70 (VI блок).

Протягом 2004-2006 рр. на Довбушансько-Бистрицькому родовищі проводились роботи із впровадження технології ППТ з застосуванням поверхнево-активних полімервміщуючих систем (ПАПС) з нагнітанням води. Водний розчин ПАПС закачувався у свердловину 70. У 2007 році закачування водних розчинів ПАПС припинили через проблеми з постачанням реагентів, хоча впровадження цієї технології було достатньо ефективним.

На рис. 3 відображено динаміку середньодобового дебіту групи свердловин дослідного поля Довбушансько-Бистрицького родовища (св. №№ 4, 9, 88, 89, 90, 93, 128), що реагують на закачування водних розчинів ПАПС, яка свідчить про ефективність процесу. Підтверджує підвищення коефіцієнта нафтовилучення також характеристика витиснення виду  $Q_n = A + B/Q_r$  для цієї групи свердловин, яка зображена на рис. 4.

За період 2004-2006 рр. за розрахунками додатково видобуто близько 1552 т нафти та 1796 тис.м<sup>3</sup> нафтового газу (табл. 1).

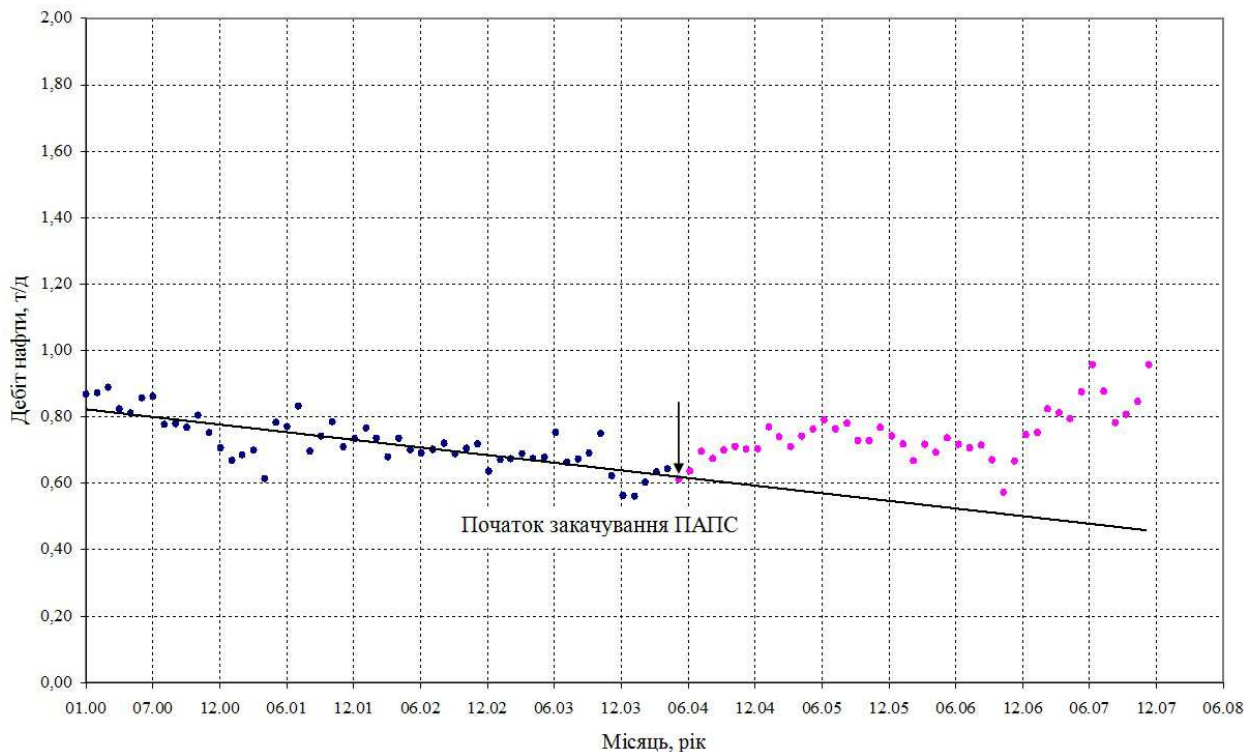


Рисунок 3 – Часова залежність середньодобового дебіту нафти для групи свердловин дослідного поля



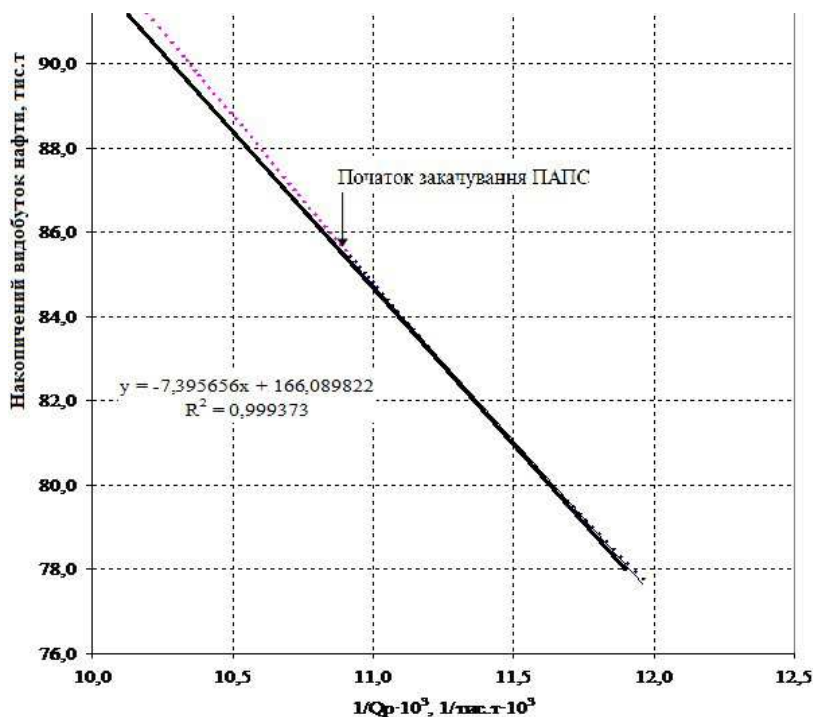
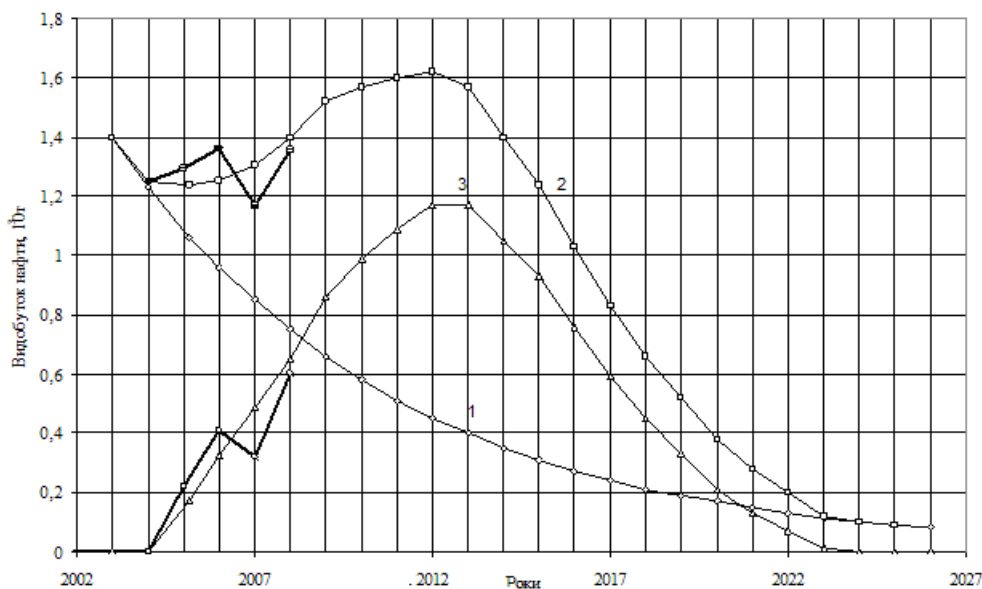


Рисунок 4 – Характеристика витиснення виду  $Q_n=A+B/Q_p$  для групи свердловин дослідного поля



- 1 - Видобуток нафти в режимі базового варіанту;
- 2 - Очікуваний видобуток нафти із застосуванням ПАПС;
- 3 - Додатковий видобуток нафти в  $10^3$ т;

Тонкою лінією позначено проектні параметри, жирною – фактичні дані

Рисунок 5 – Характеристика очікуваної ефективності застосування ПАПС на VI блоці Довбушансько-Бистрицького родовища

Таблиця 1 – Ефективність нагнітання ПАПС на Довбушансько-Бистрицькому родовищі

Рік	Додатковий видобуток	
	нафти, т	газу, тис.м <sup>3</sup>
2004	220,43	294,65
2005	409,92	531,72
2006	319,38	376,36
2007	603,18	593,18

На рис. 5 зображена характеристика очікуваної ефективності застосування ПАПС. Слід вказати на добру збіжність результатів розрахунків з фактичними даними. Подальше впровадження технології, як видно з рисунку, дозволило б суттєво покращити ефективність розробки родовища. Тому вважаємо за доцільне відновити роботи із впровадження технології нагнітання водних розчинів ПАПС і застосувати її не тільки на Довбушансько-Бистрицькому

родовищі, а й на інших родовищах з подібними геолого-промисловими характеристиками.

### Висновки і рекомендації

На даний час на нафтових родовищах України не впроваджується жоден з методів підвищення нафтовилучення (за окремими винятками) попри ефективність навіть у невеликих за розмірами покладах. Крім того, у більшості родовищ не ведеться навіть належного підтримування пластового тиску, що призводить до втрат видобутку нафти з родовища, до марнування ресурсів, які після такої розробки видобути вже буде неможливо.

Досвід впровадження технологій підвищення нафтовилучення на родовищах України вказує на те, що їх подальше впровадження дозволяє значно підвищити ефективність розробки вітчизняних родовищ.

### Література

- 1 <http://neftegaz.ru/smarty/templates/neftegaz/images/logo.png>
- 2 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев. – М.:Недра, 1985. – 308 с.
- 3 А.с. 1380334 СССР. МКИ Е21 В 33/13. Способ тампонирования трещин в удаленной от скважины зоне пласта / Бойко В.С., Купер И.Н. – №4041560/22-03; заявл 24.03.86 г. – ДСП.
- 4 Складання проекту дослідної експлуатації дослідної ділянки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища з застосуванням розчинів поверхнево-активних речовин: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта", договір № 01/42/283 / Михайлюк В.Д. – Івано-Франківськ, 2001. – 106 с.
- 5 Купер І.М. Шляхи підвищення нафтовиддачі на Довбушансько-Бистрицькому родовищі / І.М.Купер, В.І.Бойчук, Л.Б.Мороз // Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004», (м Судаки, 29 вересня – 1 жовтня 2004). – Київ, 2004. – С.56-58.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
12.09.16*

*Рекомендована до друку  
професором Кондратом Р.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук Рудим С.М.  
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*