

# РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.5

## АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ

<sup>1</sup>Л.Б.Мороз, <sup>2</sup>В.Д. Михайлюк

<sup>1</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195  
e-mail: public@nung.edu.ua

<sup>2</sup> НДПІ ВАТ "Укрнафта", 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2,  
тел. (0342) 776141

*Месторождения Прикарпатья, которые разрабатываются с помощью заводнения, вступили в позднюю стадию разработки. Поэтому возникает проблема доработки их с целью извлечения остаточной нефти. Для повышения нефтеотдачи на месторождениях Прикарпатья применялись такие методы действия на пласт: циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости, газовое и водогазовое воздействие, вытеснения нефти горячей водой и растворами поверхностно-активных веществ. В работе охарактеризованы методы повышения нефтеотдачи на месторождениях Прикарпатья и рассмотрены возможные направления извлечения остаточной нефти.*

Розробка родовищ Прикарпаття на природних режимах є малоєфективною і нераціональною в зв'язку з низьким (10%, рідше до 16%) коефіцієнтами вилучення нафти. Тому основні родовища регіону (Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Гвіздецьке, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Старосамбірське, Орів-Уличнянське) розробляються із застосуванням технології витиснення нафти водою шляхом заводнення, що дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 26–46%. Слід зауважити, що родовища, які розробляються за допомогою заводнення, вступили у пізню стадію розробки. Тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти. На завершальній стадії розробки в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення.

Для підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття застосовувались такі методи дії на пласт: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газова і газоводяна дія, витиснення нафти гарячою водою і розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР).

*The Prykarpatya Deposits which are developed by water flood operation entered into the late stage of development. Therefore there is the problem of development them with the purpose of extraction of remaining oil. For the increase of reservoir recovery on the Prykarpatya deposits such methods of action on a layer were used: cyclic water flood, forced selection of liquid, gas and watergas influence, ousting of oil by hot water and solutions of superficially-active matters. In work the methods of enhanced oil recovery are described on the Prykarpatya deposits and possible directions of extraction of remaining oil are considered.*

Циклічне заводнення використовувалось на Долинському, Північно-Долинському, Гвіздецькому родовищах. У 1966 р. на циклічний режим роботи було переведено всі свердловини склепінного ряду вигодського покладу Долинського родовища та окремі свердловини манявського і менілітового покладів. У наступні роки кількість свердловин, які працювали у циклічному режимі, збільшувалася, але для менілітового покладу вона не перевищувала 25 % загального фонду, тоді як на еоценових покладах досягла 68-82% від загального фонду нагнітальних свердловин. З 1975 р. у зв'язку із зменшенням 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. На цьому етапі додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення має місце тільки на вигодсько-бистрицькому покладі і величина його становить 4,2-4,5% від загального видобутку з покладу. При цьому

слід зауважити, що на пізній стадії розробки більш ефективним є довготривала зупинка нагнітальних свердловин, в які запомповані великі об'єми води, оскільки вона дає можливість використати і термобаричний ефект, зумовлений відновленням температури охолодженої частини розрізу. Саме за рахунок такої довготривалої зупинки нагнітальних свердловин було суттєво зменшено темпи падіння видобутку нафти у межах II і IV ділянок вигодсько-бистрицького покладу. Додатковий видобуток за рахунок циклічного режиму запомповування води і відбір нафти із свердловин, пробурених у слабодренуваних зонах на 1.01.2008 р. становив 29,198 млн.т нафти.

Циклічне заводнення на Північно-Долинському родовищі почали впроваджувати у 1970 р. Кількість свердловин з циклічним запомповуванням води до 1987 р. становила 73-87% від загального фонду свердловин, і лише в окремі роки зменшувалася до 50-60%. З 1988 р. у зв'язку з різким падінням приймальності у циклічному режимі працюють лише 3-5 свердловин. В 1996 р. 96,7% запомпованої води в еоценовий поклад поступило через шість свердловин при діючому фонді 17, три з яких розміщені на ділянці, де є зони з мінімальним пластовим тиском, що не дає можливості перевести їх на циклічний режим роботи. Тому на цьому етапі циклічне запомповування води ведеться лише у свердловину 167. Максимальний приріст видобутку нафти за рахунок циклічного заводнення припав на 1972-1973 рр. і 1977-1979 рр., коли він складав 10,1-11,7% від загального видобутку. З початку впровадження циклічного заводнення додатково одержано 266,2 тис. т нафти, в тому числі видобуток з нових свердловин, які проектувались для вироблення недренуваних зон еоценового покладу.

На ділянці I середньоменілітового покладу Гвіздецького родовища проведено експеримент із впровадження циклічного запомповування води в поклад з 1988 р. За рахунок цього із свердловини 212 додатково видобуто 1,7 тис. т нафти за період 1988-1994 рр. Родовище знаходиться на завершальній стадії розробки. Поточний дебіт нафти складає 0,16-6,1 т/д при обводненості продукції 85-98%. З метою підключення до роботи менш продуктивних прошарків і використання термобаричних умов для зміни фільтраційних потоків з 1.07.1994 р., у вигляді промислового експерименту, припинено запомповування води в середньоменілітовий і еоценовий поклади, дві нагнітальні свердловини переведені у видобувні. Запомповування води проводиться в свердловину I нижньоменілітового покладу, а з вересня 1995 р. відновлене запомповування води у свердловину 230 еоценового покладу. Сумарний видобуток нафти із родовища складає 1203,7 тис. т, газу – 448,9 млн.м<sup>3</sup>, води – 2712,2 тис.м<sup>3</sup>, запомповано води 3934,6 тис.м<sup>3</sup>. Від геологічних запасів нафти (3877/1297 тис. т) відібрано 31%, реалізовано 92,8% видобувних запасів. За рахунок вторинних та третинних технологій вилучення нафти додатково видобуто 217,2 тис. т, в т.ч. за

рахунок запомповування води 168,5 тис. т, циклічного запомповування – 1,7 тис. т.

*Форсований відбір рідини* застосовувався на Гвіздецькому родовищі. У 1985 р. на всіх покладах Гвіздецького родовища впроваджено форсований відбір рідини шляхом переведення свердловин на газліфтний спосіб експлуатації. Самостійними об'єктами розробки є нафтові поклади середньоменілітових і нижньоменілітових відкладів олігоцену і вигодських відкладів еоцену Старунського блоку. Пробну експлуатацію родовища розпочато в 1963 р. В промислову розробку родовища введено в 1967 р. Пробурено чотири свердловини – одну на середньоменілітовий поклад і три – на еоценовий. Через низьку продуктивність і високу обводненість пробурених свердловин подальше розбурювання родовища припинено. Всього в межах родовища пробурено 38 свердловин, з яких дев'ять ліквідовано після буріння. Видобувний фонд налічує 18 свердловин, з яких дві свердловини використовуються для одночасного відбору нафти з двох об'єктів. У фонді нагнітальних числилось дев'ять свердловин, дві з них у 1994 р. переведено у видобувні. З метою підтримування пластового тиску в 1967 р. впроваджено заводнення середньоменілітового покладу, в 1983 р. – нижньоменілітового покладу і в 1984 р. – еоценового. За рахунок вторинних технологій видобування нафти додатково видобуто 192,505 тис.т нафти. Впровадження форсованого відбору рідини дало можливість значно збільшити відбір нафти при збільшенні обводненості продукції свердловин. Станом на 1.01.2006 р. додатково видобуто 38,5 тис. т нафти.

*Газова і газоводяна дія на пласт* здійснювалась на Битківському родовищі. В результаті промислового впровадження газоводяної репресії якісно покращився стан розробки родовища. Знизився темп падіння пластового тиску і за 1978-1979 рр. він становив 0,12 і 0,09 МПа відповідно. Зниження тиску за перше півріччя 1980 р дорівнювало 0,03 МПа.

Починаючи з 1977 р. почалось зниження газового фактору. Середнє значення за 1978 р. – 2955 м<sup>3</sup>/т, а в 1979 р – 2842 м<sup>3</sup>/т, 1980 р. – 2418 м<sup>3</sup>/т нафти. По полях нагнітальних свердловин, в які запомповування газоводяної суміші здійснюється довший час, коефіцієнт поточного нафтовилучення становив 9-17% проти 6,4% в цілому для покладу.

В результаті запомповування газоводяної суміші в 1979 р. отримано 59,2 тис.т нафти, а за 9 місяців 1980 р. – 41,8 тис.т нафти. Загальна кількість нагнітальних свердловин, в які проводилось спільне запомповування газу і води складала 35 одиниць. Треба зауважити, що із працюючих свердловин на родовищі на 1980 р. з 31 нагнітальної свердловини, тільки в дев'ять проводилось спільне запомповування газу і води, причому сім із них знаходяться на Битківському блоці родовища, тобто процесом газоводяної репресії охоплено лише вказаний блок.

Кількість запомпованого газу змінювалась в 1977-1980 рр. в досить широких межах від

10 до 33 млн. м<sup>3</sup> в місяць по покладу. Нерівномірне запомповування флюїду впродовж року призвело до передчасного прориву газу і води, що напомповувались, і зниженню ефективності процесу.

Дебіти свердловин залежали від зміни об'ємів запомпованого флюїду. Мінімальні дебіти свердловини спостерігаються в літній період, коли відчувалося зниження об'ємів запомповування в зимовий період і збільшення дебітів в зимовий період (жовтень-лютий) в результаті збільшення об'ємів запомповування в літній період. Сезонне запомповування газу призвело до передчасного прориву газу і води в експлуатаційні свердловини. Через це газовий фактор збільшився в 2 рази і більше, в 1978 р. було закрито вісім свердловин (507, 508, 509, 526, 527, 529, 563, 625), в 1979 р. – 2 свердловини (539, 566), в першому кварталі 1980 р. – 2 свердловини (601, 626).

Закриття свердловин через прорив газу, що запомповується, є недостатньо ефективним заходом боротьби з невірними втратами робочого агента. В результаті закриття свердловин відбувалося короткотривале і незначне збільшення дебітів нафти суміжних свердловин, яке не компенсувало зниження дебіту нафти за рахунок зупинки свердловин. Це підтверджено і зниженням річного видобутку нафти із покладу при зростанні середнього дебіту однієї свердловини (дебіт зріс з 2,29 т/д в 1979 році до 2,34 т/д в 1980 році).

*Витиснення нафти гарячою водою* здійснювалось на Луквинському родовищі. На покладі нафти горизонту МЛ-2 Луквинського родовища з 1983 р. проводилось підтримування пластового тиску і пластової температури шляхом запомповування гарячої води. Родовище представлене трьома покладами. Два поклади МЛ-1 і МЛ-2 – у відкладах менілітової світи олігоцену і поклад ЕЦ 1+2 – у відкладах еоценового віку. Поклади горизонтів МЛ-1 і ЕЦ 1+2 мають другорядне значення, їх запаси становлять, відповідно 3 і 2 % від запасів нафти родовища в цілому. Основним об'єктом розробки Луквинського родовища є поклад горизонту МЛ-2. Початкові запаси нафти цього горизонту складають: геологічні – 4333 тис. т; видобувні при коефіцієнті нафтовилучення 33% – 1430 тис. т. Глибина залягання об'єкту 1200-1500 м, пластова температура – в межах 38-41°C. Нафта характеризується високим вмістом парафіну 7-12% і силікагелевих смол 10-15%. В зв'язку з цим температура насичення нафти парафіном близька до пластової, що створює умови для випадання парафіну в пласті навіть при розробці покладу на природному режимі. Нафта цього покладу має в пластових умовах неньютонівські властивості. Початковий пластовий тиск в покладі МЛ-2 складав 14,5 МПа, поточний – близько 10,5 МПа. Запомповування гарячої води в поклад МЛ-2 розпочато наприкінці 1986 р. через свердловину 25. Для нагрівання води використовувались печі ПТ 160/100 з тиском нагнітання 16 МПа і температурою води до 90°C. Відсутність необхідного облад-

нання не дозволило витримати проектні технологічні режими запомповування, що призвело до зниження приймальності, відповідно до зниження температури нагрітої води при досягненні вибою нагнітальної свердловини. Від початку процесу запомповування гарячої води в нагнітальні свердловини було переведено сім свердловин (25, 38, 41, 52, 23, 80). Свердловина 53 знаходиться в приконтурній зоні і переведена в нагнітальну після виходу з буріння. Всі інші свердловини переведено в нагнітальні після різного терміну перебування в ролі видобувних. В свердловини 25, 38, 41, 52 з 1992 р. ведеться запомповування холодної води після запомповування 50-70 тис.м<sup>3</sup> гарячої води в кожну з цих свердловин. В свердловини 23 і 80, які знаходяться на південній ділянці, запомповувалася гаряча вода. На 01.07.2008 р. в поклад запомповано 2638,86 тис.м<sup>3</sup> води, що дало змогу додатково видобути 428,855 тис. т нафти. Всього видобуто з покладу 582,464 тис. т нафти. Фонд діючих свердловин складає 49, з них 39 видобувних і 10 нагнітальних.

*Витиснення нафти розчином ПАР* здійснювалось на Струтинському, Старосамбірському, Довбушансько-Бистрицькому родовищах. З 1976-1991 рр. проводилось запомповування 0,05% водного розчину суміші АПАР (сульфанол) і НПАР (ОП-10, превоцел, неонол) на Струтинському родовищі та запомповування води (з 1991 р) для проштовхування через пласт створеної 30% об'ємівки ПАР. Основні запаси нафти Струтинського родовища (48,7% балансових і 78,9% видобувних) пов'язані із Струтинським та Північно-Струтинським блоками, де промисловонафтоносними є вигодські, нижньоменілітові та верхньо-середньоменілітові відклади. Ці блоки розробляються з підтриманням пластового тиску шляхом заводнення (1966-1976 рр.). На інших блоках (ділянках) промисловонафтоносними є лише верхньо-середньоменілітові відклади, які через низькі фільтраційні властивості колекторів розробляються на режимі розчиненого газу.

У процесі заводнення система ППТ удосконалювалась, що підвищувало вироблення запасів нафти, покращувало поточний стан розробки покладів та стабілізувало рівні видобутку нафти. Так, з січня 1975 р. впроваджено імпульсне запомповування води. В результаті чого дебіти нафти із навколишніх видобувних свердловин підвищились в середньому на 8%. З липня 1975 р. підвищено тиск запомповування від 13,7-15,7 МПа до 18,6-19,6 МПа, що збільшило приймальність свердловин у 1,5-2 рази.

Для подальшої інтенсифікації системи розробки родовища в 1976 р. розпочато запомповування водних розчинів ПАР – суміші сульфанола з превоцелом у співвідношенні 1:1 низької концентрації – 0,05%. До запомповування ПАР у продуктивні пласти було запомповано 3,2 млн.м<sup>3</sup> води і відібрано 53,2% видобувних запасів нафти. Нафтовилучення досягло 14%, обводнення продукції 23%. Технологічною схемою розробки (1979 р.) на основі лабораторних експериментів передбачалось запомпову-

вання водних розчинів ПАР здійснювати до створення в покладах облямівки величиною 0,4 об'єму нафтонасичених пор. Це давало можливість за розрахунками збільшити коефіцієнт нафтовилучення до 34,5% і додатково отримати 209 тис.т нафти. У травні 1991 року після досягнення облямівки 0,3, закачування водних розчинів ПАР припинено. Це пов'язано з подорожчанням ПАР, їх відсутністю взагалі, а також з екологічними причинами. Тому проектом, який складений у 1993 році передбачено Струтинський та Північно-Струтинський блоки розробляти із запомповуванням води для просування у пласті створеної облямівки. Це забезпечить кінцеве нафтовилучення 34,3% і додатковий видобуток нафти завдяки запомповуванню водних розчинів ПАР складатиме 190 тис.т. Решту блоків розробляється на режимі виснаження через економічну недоцільність впровадження підтримання пластового тиску. Струтинський та Північно-Струтинський блоки повністю розбурені. В експлуатації є 37 видобувних і 16 нагнітальних свердловин. Дебіти нафти із видобувних свердловин знаходяться в межах 0,2-11,5 т/д, приймальність свердловин 6-200 м<sup>3</sup>/д. За останні роки спостерігається тенденція до зменшення приймальності нагнітальних свердловин від 83 м<sup>3</sup>/д. (1986 р.) до 52 м<sup>3</sup>/д. (1996 р.). Це пов'язано із забрудненням привибійних зон неякісно підготовленою водою. Запомповування води компенсує поточний відбір нафти із пласта на 170-180%, що забезпечує стабільність пластового тиску.

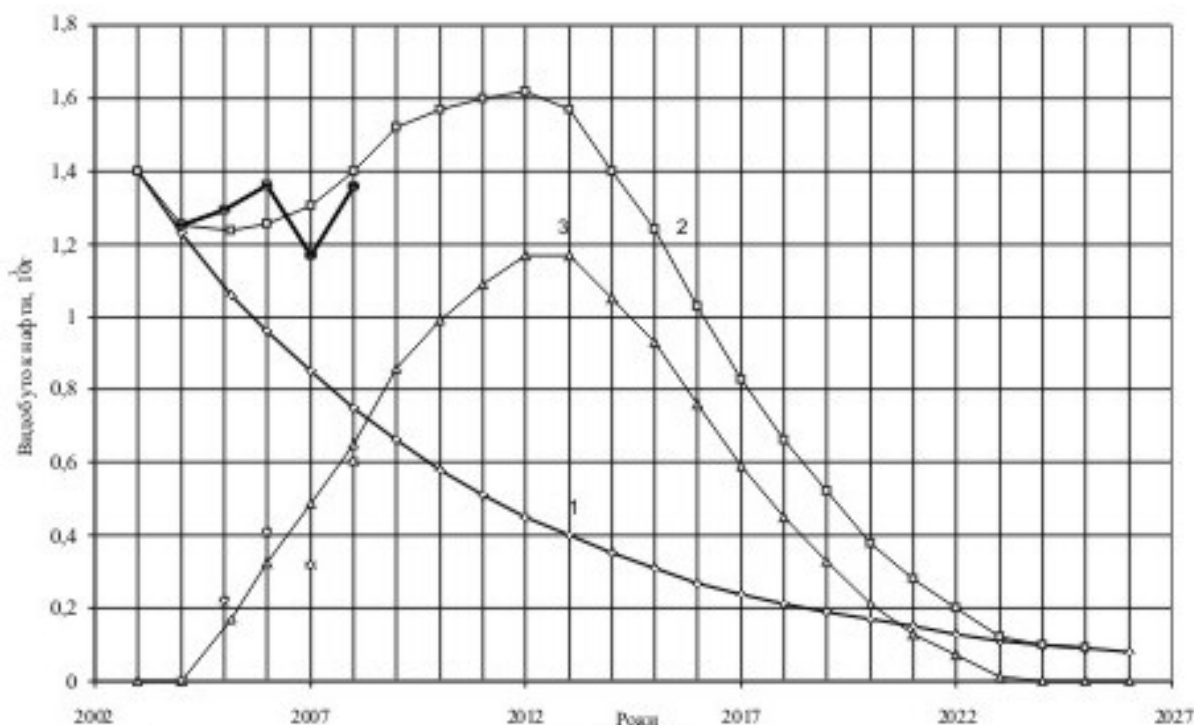
Накопичений видобуток нафти із Струтинського та Північно-Струтинського блоків становить 3386,3 тис.т, у тому числі завдяки нагнітанням ПАР видобуто 166,1 тис.т. З початку заводнення у продуктивні пласти запомповано 10218,5 тис.м<sup>3</sup> води, у тому числі 4552,5 тис.м<sup>3</sup> водних розчинів ПАР.

З 1979 р розпочато запомповування водних розчинів ПАР низької концентрації (0,05%) на Старосамбірському родовищі. Основним об'єктом розробки на Старосамбірському родовищі є ямненський поклад. Розробку покладу розпочато в 1969 р. на природному (пружному) режимі, що 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 ямненського покладу на режимі виснаження могла забезпечити кінцеве нафтовилучення 12,3%. Тому з грудня 1976 р. розпочато приконтурне заводнення. Запомповування води велось в об'ємах, що компенсували відбір із пласта на 140-160%, а це стабілізувало пластовий тиск на рівні 30 МПа і позитивно вплинуло на процес розробки і рівні видобутку нафти. Впровадження заводнення дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 29,5% і додатково отримати 1848,5 тис.т нафти, а з урахуванням удосконалення сітки свердловин (буріння двох свердловин) досягнути нафтовилучення 30,3%. Для подальшого покращення стану розробки

родовища і підвищення нафтовилучення в 1979 р. на основі лабораторних експериментів розпочато закачування водних розчинів ПАР низької концентрації – 0,05% (суміші сульфатолу з НПАР). Запомповування водних розчинів ПАР при створенні в пласті облямівки величиною 0,4 нафтонасичених пор дало б можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 33%, накопичений видобуток нафти довести до 3540 тис.т, додатково отримати 286 тис.т нафти. У 1991р. через дорожнечу ПАР, їх відсутність взагалі, а також з екологічних причин, запомповування водних розчинів ПАР припинено. Продовжується запомповування води для просування через пласт створеної облямівки – 0,15 нафтонасичених пор пласта. За весь період розробки завдяки запомповуванню водних розчинів ПАР буде добуто додатково 124,1 тис.т нафти. І це дає змогу досягнути кінцевого нафтовилучення 31,7%. Родовище повністю розбурене, за винятком двох додаткових свердловин. В експлуатації є 21 діюча свердловина. Дві свердловини в бездії, одна – контрольна. Видобуток нафти ведеться глибинно-насосним способом. У нагнітальному фонді числиться 10 свердловин, із яких одна недіюча. Дебіти нафти із свердловин змінюються від 1 до 19,4 т/д, приймальність від 10 до 130 м<sup>3</sup>/д. У 2006 р. із ямненського покладу видобуто 24,7 тис.т нафти і запомповано 140 тис.м<sup>3</sup> води. Накопичений видобуток нафти на 1.01.2007 р. досягнув 2091,2 тис.т води, було запомповано 3164 тис.м<sup>3</sup> водних розчинів ПАР.

В 2003 р. розпочато запомповування водного розчину суміші 0,05% пінолу і савенолу в однакових співвідношеннях та 0,03% вмісту полімеру ПАА на Бистрицькій складці Довбушансько-Бистрицького родовища. Воно знаходиться в дослідно-промисловій експлуатації з 1978 р. Нафтонасиченими є верхньо-середньоменілітові відклади олігоцену. Всього пробурено 39 свердловин, з них 5 ліквідовано в процесі буріння, одна – контрольна, дві – нагнітальні і 31 – видобувна. Запомповування води запроваджено в серпні 1983 р. у свердловину 2, а в червні 1984р. у свердловину 4. В нагнітальні свердловини почергово переводились свердловина 128 (1988 р.), і свердловина 70 (1991 р.). Запомповування води в поклад сприяло зниженню темпів падіння пластового тиску і дебітів свердловин. Поточний дебіт свердловин 0,5-2,9 т/д, газовий фактор – 700-1900 м<sup>3</sup>/т, обводненість 1-15 %. Видобуто 443,4 тис. т нафти, 277,5 млн.м<sup>3</sup> газу, 16,7 тис.м<sup>3</sup> води. Запомповано 943,2 тис.м<sup>3</sup> води. За рахунок заводнення додатково видобуто 20,9 тис. т нафти. Пластовий тиск від початкового (22,6 МПа) знизився на 15,0 МПа і складає 7,6 МПа.

Впровадження на дослідній ділянці Довбушансько-Бистрицького родовища запомповування 0,05 % поверхнево-активних полімервмісних систем (ПАПС) дало можливість на 1.01.2008 р додатково видобути 1,553 тис.т нафти, що становить 0,4% від видобувних запасів (рисунки 1).



1 – видобуток нафти в режимі базового варіанту; 2 – очікуваний видобуток нафти із застосуванням ПАПС; 3 – ефективність процесу в  $10^3$  т

**Рисунок 1– Характеристика очікуваної ефективності застосування ПАПС**

Таким чином, одним з основних напрямків інтенсифікації видобутку і підвищення нафтовилучення багатопластових покладів Прикарпаття, які розробляються із заводненням, є застосування гідродинамічних технологій підвищення нафтовилучення (циклічне заводнення, форсований відбір рідини та ін.), удосконалення систем розробки завдяки переведенню свердловин з об'єктів, що залягають нижче, а також буріння нових свердловин в слабодренованих та невироблених зонах. Застосування вторинних технологій дозволяє рекомендувати їх як важливий напрямок підвищення нафтовилучення. Проте широке впровадження їх обмежується техніко-економічними показниками і не може бути рекомендоване на всіх родовищах через невеликі глибини залягання покладів, низькі дебіти нафти та приймальність свердловин, незначні запаси нафти. Особливо гострою постає проблема розробки покладів нафти в менілітових відкладах.

З названих причин видобуток нафти постійно знижується і для зменшення темпу падіння, стабілізації та нарощування його можна рекомендувати застосування третинних технологій. Проте застосування їх вимагає вирішення ряду питань і вивчення процесів на дослідних ділянках.

Питання вивчення, дослідження і впровадження різних технологій підвищення нафтовилучення в умовах нафтових родовищ Прикарпаття України містить низку суперечливих аспектів. З одного боку це можливість і необхідність збільшення коефіцієнту нафтовилучення цих родовищ, що спонукає до глибокого

вивчення проблеми, а з іншого – наявність ряду несприятливих факторів (питання екології, постачання та якості хімреагентів, техніки та обладнання), що значною мірою ускладнює її вирішення. Позитивним є те, що вже зараз ці технології дають можливість підвищувати нафтовилучення тих родовищ, де вони застосовуються. Одними з найбільш ефективних методів третинного вилучення нафти на родовищах Прикарпаття є фізико-хімічні методи з застосуванням поверхнево-активних речовин. Слід зазначити, що зараз в Україні випускається ціла низка ПАР, які за нафтовитисними властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною значно нижчі. Випробування їх для умов родовищ Прикарпаття є необхідністю, адже підвищення нафтовилучення на 1-2% дасть змогу додатково видобути нафти, що рівна відкриттю нового родовища з невеликими запасами нафти.