

ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

Л. Б. Мороз

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Родовища Передкарпаття, які розробляються за допомогою заводнення, вступили в пізню стадію розробки. Тому виникає проблема дорозробки їх з метою видобування залишкової нафти. Для підвищення нафтовидодачі на родовищах Передкарпаття застосовувалися такі методи діяння на пласт: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газовий і водогазовий вплив, витіснення нафти гарячою водою і розчинами поверхнево-активних речовин.

Питання вивчення, дослідження і впровадження різних технологій підвищення нафтовилучення в умовах нафтових родовищ Передкарпаття України містить низку суперечливих аспектів. З одного боку це можливість і необхідність збільшення коефіцієнту нафтовилучення цих родовищ, а з іншого – наявність ряду несприятливих факторів, що значною мірою ускладнює їх вирішення. Одними з найбільш ефективних методів третинного вилучення нафти на родовищах Передкарпаття є фізико-хімічні методи з застосуванням поверхнево-активних речовин. Слід зазначити, що зараз в Україні випускається ціла низка ПАВ, які за нафтовитисними властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною значно нижчі. Випробування їх для умов родовищ Передкарпаття є необхідністю, адже підвищення нафтовилучення на 1-2 % дозволить додатково видобути нафти, що рівна відкриттю нового родовища з невеликими запасами нафти.

Ключові слова: нафтовилучення, видобування нафти, залишкова нафта, загальний видобуток, третинні методи нафтовилучення, родовище, заводнення, водонагнітальні свердловини.

Месторождения Предкарпатья, которые разрабатываются с помощью заводнения, вступили в позднюю стадию разработки. Поэтому возникает проблема доразработки их с целью извлечения остаточной нефти. Для повышения нефтеотдачи на месторождениях Прикарпатья применялись такие методы воздействия на пласт: циклическое заводнения, форсированный отбор жидкости, газовое и водогазовое воздействие, вытеснения нефти горячей водой и растворами поверхностно-активных веществ.

Вопросы изучения, исследования и внедрения различных технологий повышения нефтеизвлечения в условиях нефтяных месторождений Предкарпатья Украины содержит ряд противоречивых аспектов. С одной стороны это возможность и необходимость увеличения коэффициента нефтеизвлечения этих месторождений, а с другой – наличие ряда неблагоприятных факторов, что в значительной мере затрудняет их решение. Одними из наиболее эффективных методов третичного извлечения нефти на месторождениях Предкарпатья физико-химические методы с применением поверхностно-активных веществ. Следует отметить, что сейчас в Украине выпускается целый ряд ПАВ, за нефтеизвлекающими свойствами не уступают зарубежным, а по цене значительно ниже. Испытания их для условий месторождений Прикарпатья является необходимостью, ведь повышение нефтеизвлечения на 1-2% позволит дополнительно добыть нефти равно открытию нового месторождения с небольшими запасами нефти.

Ключевые слова: нефтеизвлечение, добыча нефти, остаточная нефть, общая добыча, третичные методы нефтеизвлечения, месторождение, заводнение, водонагнитальные скважины.

The Precarpathian fields, which are developed by water-flooding, reached the late stage of development. Therefore, there is a problem of their additional development with the purpose to produce the residual oil. To increase oil recovery on the Precarpathian fields such methods of formation stimulation are used: cyclic water flood, forced fluid withdrawal, gas and water-gas influence, oil displacement by hot water and solutions of surface-active substances.

The matter of study, research and application of various technologies to increase oil recovery under the conditions of the Precarpathian oil fields of Ukraine includes a number of controversial aspects. On the one hand, it is an opportunity and a need to increase the coefficient of oil recovery of these fields and, on the other hand, it is the presence of a number of unfavorable factors, which greatly complicates their solution. One of the most effective methods for tertiary oil recovery on the Precarpathian oil fields are physical and chemical methods with the use of surface-active substances. It is worth noting that a number of surface-active substances, which according to their oil displacement properties are not worse than the foreign ones and their price is much lower, are produced in Ukraine now. Their testing for the conditions of the Precarpathian fields is a necessity because oil recovery increase for 1-2% would allow producing additional amounts of oil that is equal to discovery of new fields with small oil reserves.

Key words: oil recovery, oil production, residual oil, total production, tertiary oil recovery methods, field, water flood, water-injection wells.

Внаслідок постійного зменшення активних запасів нафти на багатьох родовищах сформувався нове поняття перехідного періоду як періоду завершальної стадії розробки об'єкта. Слід зазначити, що родовища, які розробляються за допомогою заводнення, вступили у за-

ршальну стадію розробки, а тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти, в тому числі із заводнених зон.

При всіх перевагах освоєного промислового методу заводнення нафтових покладів, як методу вилучення нафти, він вже не забезпечує

необхідну кінцеву ступінь вилучення нафти з покладів, особливо в умовах неоднорідних пластів і підвищеної в'язкості нафти, коли досягається низька ступінь охоплення пластів заводненням. В міру вивчення механізму і особливостей процесу заводнення нафтових покладів стали наполегливо шукати способи підвищення його ефективності.

Розподіл залишкової нафтонасиченості в пластах потребує, щоб методи збільшення нафтовилучення ефективно впливали на розсіяну нафту в заводнених або загазованих зонах пласта і на зони з високою нафтонасиченістю слабоброникних пропластків та в монолітних заводнених пластах, а також в утворених лінзах, які зовсім неохоплені дренаванням системою свердловин. Очевидним є те, що за такого стану залишкової нафтонасиченості, а також при великій різноманітності властивостей нафти, води і газу, і проникності нафтонасичених зон пластів не може бути одного універсального методу збільшення нафтовилучення з пластів, який усував би всі причини залишкової нафтонасиченості.

Розробка родовищ Передкарпаття на природних режимах є малоефективною і нераціональною у 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 витіснення 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 Передкарпаття застосовувались такі методи діяння на пласт: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газова і газоводяна дія, витіснення нафти гарячою водою і розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР).

Циклічне заводнення використовувалось на Долинському, Північно-Долинському, Гвіздецькому родовищах. Циклічне запомповування води підвищує ефективність заводнення неоднорідних пластів з контрастом по проникності. Концепція циклічного запомповування ґрунтується на пульсуючому нестационарному запомповуванні і зміні напрямків фільтраційних потоків. Циклічне заводнення було успішно реалізоване в Росії на нафтових родовищах з піщаними і карбонатними колекторами. В інших країнах цей метод застосовувався в обмежених об'ємах і тільки в тріщинуватих колекторах.

Циклічне запомповування води має найбільший потенціал збільшення коефіцієнта витіснення нафти в неоднорідних пластах піщаних колекторів з контрастом по проникності, а та-

кож в тріщинуватих карбонатних породах. Ефективність процесу вища в гідрофільних пластах, які насичені стиснутими флюїдами. На мікрорівні підвищення коефіцієнта вилучення нафти при реалізації циклічного заводнення є результатом проявлення ефектів капілярного тиску і відносних фазових проникностей. На макрорівні основні ефекти проявляються у вигляді:

а) підвищення охоплення заводненням менш проникних зон з високою залишковою нафтонасиченістю, які мають гідродинамічний зв'язок з більш проникними і більш виробленими зонами;

б) розширення горизонтального охоплення, яке досягається внаслідок зміни напрямку фільтраційних потоків у пласті;

в) періодична зміна переваги сил гравітації над в'язкісними силами і навпаки [1].

Підвищення ефективності заводнення за рахунок циклічного запомповування води може бути досягнуто фактично при малих додаткових затратах і без суттєвих ускладнень схем запомповування.

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, пробурих у слабодренованих 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 прийнятності 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 припау 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 недренованих зон еоценового покладу.

На ділянці 1 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 1 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.м³, води – 2712,2 тис.м³, запомповано води 3934,6 тис.м³. 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. Технологія полягає в поетапному збільшенні дебітів видобувних свердловин (зменшенні вибірного тиску $p_{\text{внб}}$).

Фізико-гідродинамічна суть методу полягає у створенні високих градієнтів тиску шляхом зменшення вибієрних тисків $p_{\text{внб}}$. При цьому в неоднорідних, дуже обводнених пластах залучаються до розробки залишені цілики нафти, лінзи, тупикові і застійні зони, малопроникні пропластки і ін.

Умовами ефективного застосування методу вважають: а) обводненість продукції не менше (80–85)% (початок завершальної стадії розробки); б) високі коефіцієнти продуктивності свердловин і високі вибієрні тиски; в) можливість збільшення дебітів (колектор стійкий, немає небезпеки проривання чужих вод, обсадна

колона технічно справна, є умови для застосування високопродуктивного обладнання, пропускна здатність системи збирання і підготовки продукції достатня) [1]. 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 промислово розробку родовище введене 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. При водогазовій дії використовується синергетичний ефект комбінованого запомповування газу і води в один і той самий пласт. Висока ефективність витіснення являється результатом нагнітання газу, в той час як вода, що запомповується, покращує співвідношення води і нафти. Водогазова дія підвищує коефіцієнт охоплення в результаті витіснення нафти із зон пласта, які не охоплені впливом при неперервному закачуванні газу чи води. В низькопроникних пластах малої товщини ефект гравітаційного розділення не відіграє такої важливої ролі, як у високопроникних пластах великої товщини.

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 м³/т, а в 1979 р. – 2842 м³/т, 1980 р. – 2418 м³/т нафти. По полях нагнітальних свердловин, в які запомповування газоводяної суміші здійснюється довший час, коефіцієнт поточно го 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 широкі межі від 10 до 33 млн. м³ в місяць по покладу. Нерівномірне запомповування флюїду впродовж року призвело до передчасного прориву газу і води, що напамповувались, і зниженню ефективності процесу.

Дебіти свердловин залежали від зміни об'ємів запомпованого флюїду. Мінімальні дебіти свердловини спостерігаються в літній період, коли відчувалось 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 невиробничими 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).

Витіснення нафти гарячою водою здійснювалось на Луквинському родовищі. Гаряча вода, що запомповується в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, внаслідок чого перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст нафтовилучення буде спостерігатись, головним чином, у водний період експлуатації об'єкта.

Дія гарячої води в пласті така: рух води супроводжується зменшенням фільтраційних опорів в гарячій зоні (а надалі і на усій оброблюваній ділянці), підвищенням темпів відбору нафти, прогріванням і підключенням із часом до розробки малопроникних ділянок, які обійшла або слабо промила холодна вода. Причому фронт прогрівання пересувається повільніше від фронту витіснення в 4-6 разів і більше. Початкове прогрівання пласта вибирається з

умови збереження певного рівня температури (70-100 °С) при підході до лінії відбору.

За наближеними методиками розрахунку коефіцієнт нафтовилучення враховується тільки залежність в'язкості нафти і води від температури. Згідно з розрахунками, при нагнітанні гарячої води (T=170 °С) приріст нафтовилучення досягає 16–17% при високій початковій в'язкості нафти (250-300 мПа·с) і тривалості процесу не менше 8–10 років. Для нафти з динамічним коефіцієнтом в'язкості 151 і 32,6 мПа·с приріст коефіцієнта нафтовилучення становить відповідно 8–11 і 4–5% [3, 4].

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 °С. 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 ньютонівські 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 запомповування 16 МПа і температурою води до 90 °С. Відсутність необхідного обладнання не дало змоги 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.м³ 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.м³ води, що дало змогу додатково видобути 428,855 тис. т нафти. Всього видобуто з покладу 582,464 тис. т наф-

ти. Фонд діючих свердловин складає 49, з них 39 видобувних і 10 нагнітальних.

Витіснення нафти розчином ПАР здійснювалось на Струтинському, Старосамбірському, Довбушансько-Бистрицькому родовищах. Цей метод базується на здатності ПАР після розчинення їх у воді знижувати міжфазний натяг на межі розділу нафта – вода, змінювати змочуваність у системі нафта – вода – поверхня породи. При цьому використовуються розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчини оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації окислу етилену та окислу пропілену.

Міжфазний натяг на межі розділу нафти і водних розчинів ПАР цього типу при концентрації їх в розчинах (0,05 – 0,5)% знижується від (25 – 45) мН/м до (4 – 7) мН/м.

Одною з важливих особливостей застосування ПАР, що визначають їх малу ефективність при витісненні нафти, є здатність адсорбуватись на межі розділу фаз. Внаслідок цього відбувається відставання фронту розчину ПАР із робочою концентрацією від фронту витіснення, так, що розчин ПАР діє фактично на нерухому залишкову нафту. Пам'ятаючи про те, що при вказаному вище (або навіть меншому) міжфазному натягу розчин ПАР не може перевести залишкову нафту в рухомий стан, не слід очікувати суттєвого впливу розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті. Проте в неоднорідному колекторі, в якому можуть виявитись цілики нафти, які вода обійшла, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти [5, 6].

Водні розчини ПАР концентрацією (0,05 – 0,1)% при початковій нафтонасиченості пластів можуть витіснити до (5 – 7)% нафти. Витіснення нафти розчинами ПАР такої самої концентрації з пластів, в які вже здійснювалось запомпсування води, знижує ефективність їх застосування. Із повністю промитих водою моделей пласта вдавалось витіснити лише до 2% нафти.

На ефективність витіснення нафти розчинами ПАР має вплив температура і солі лужно-земельних елементів.

З 1976-1991 рр. проводилось запомпсування 0,05 % водного розчину суміші АПАР (сульфанол) і НПАР (ОП-10, превоцел, неонол) на Струтинському родовищі та запомпсування води (з 1991 р) для проштовхування через пласт створеної 30 % об'ємної 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 запомпсування води. В результаті чого дебіти нафти із навколишніх видобувних свердловин підвищились в середньому на 8 %. З липня 1975 р підвищено тиск запомпсування 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 запомпсування водних розчинів ПАР – суміші сульфанола з превоцелом у співвідношенні 1:1 низької концентрації - 0,05 %. До запомпсування ПАР у продуктивні пласти було запомповано 3,2 млн.м³ води і відібрано 53,2 % видобувних запасів нафти. Нафтовилучення досягло 14 %, обводнення продукції 23 %. Технологічною схемою розробки (1979 р.) на основі лабораторних експериментів передбачалось запомпсування водних розчинів ПАР здійснювати до створення в покладах об'ємної величини 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 об'ємної 0,3, запомпсування 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 запомпсуванням води для просування у пласті створеної об'ємної. Це забезпечить кінцеве нафтовилучення 34,3 % і додатковий видобуток нафти завдяки запомпсуванню 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 м³/д. За останні роки спостерігається тенденція до зменшення приймальності нагнітальних свердловин від 83 м³/д. (1986 р.) до 52 м³/д.(1996 р). Це пов'язано із забрудненням привибійних зон неякісно підготовленою водою. Запомпсування 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 запомпсуванню ПАР видобуто 166,1 тис.т. З початку заводнення у продуктивні пласти запомповано 10218,5 тис.м³ води, у тому числі 4552,5 тис.м³ водних розчинів ПАР.

З 1979 р. розпочато запомпсування 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 запомповування водних розчинів ПАР низької концентрації – 0,05% (суміші сульфанола 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 1991 р. 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 м³/д. У 2006 р. із ямненського покладу видобуто 24,7 тис.т нафти і запомповано 140 тис.м³ води. Накопичений видобуток нафти на 1.01.2007 р. досягнув 2091,2 тис.т води, було запомповано 3164 тис.м³ 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-середньоменітлові 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 1984 р. у свердловину 4. В нагнітальні све-

рдловини 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 м³/т, обводненість 1-15 %. Видобуто 443,4 тис. т нафти, 277,5 млн.м³ газу, 16,7 тис.м³ води. Запомповано 943,2 тис.м³ 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 нафтового 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.

Таким чином, одним з основних напрямків інтенсифікації видобутку і підвищення нафтовилучення багатопластових покладів Передкарпаття, 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 менітлових відкладах.

З перелічених вище 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 Передкарпаття є фізико-хімічні методи із застосуванням поверхнево-активних речовин. Слід зазначити, що зараз в Україні випускають-

ся ціла низка ПАР, які за нафтовитісними властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною значно нижчі. Випробування їх для умов родовищ Передкарпаття є необхідністю, адже підвищення нафтовилучення на 1-2 % дасть змогу додатково видобути нафти, що рівна відкриттю нового родовища з невеликими запасами.

Література

1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

2 Сургучев Л.М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №5. – С. 50-54.

3 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

4 Поддубный Ю.А., Жданов С.А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 19-25.

5 Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С.Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 495 с.

6 Тагиев М.З., Буторин О.И., Хамитов Р.А., Файзуллин И.Н., Ахметшина А.С. Опыт разработки Абдрахмановской площади на поздней стадии с применением новых технологий // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 44-47.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.08.14*

*Рекомендована до друку
професором **Кондратом Р.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Рудим С.М.**
(відділ нафтовіддачі та інтенсифікації
видобутку нафти ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*