

ЗАСТОСУВАННЯ РЕСУРСОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ ЗАХІДНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

І.М.Купер, А.Ю. Мельник, В.Д.Михайлюк

*Науково-дослідний і проектний інститут (НДПІ) ВАТ «Укрнафта»
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2, тел/факс (0342) 776142, 776141
nafta@ndpi.ukrnafta.com, rozrobka@ndpi.ukrnafta.com*

Рассматривается состояние разработки месторождений, расположенных в Прикарпатском регионе, показано применение методов повышения нефтеотдачи, а также намечены перспективные направления повышения добычи углеводородов и конечного нефтеизвлечения.

The condition of field development located in Pre-Carpathian region, the using of methods of oil output increase, the perspective directions of increase of hydrocarbons extraction and final oil recovery are given.

На даний час у Західному регіоні України у промисловій розробці ВАТ «Укрнафта» знаходиться 29 родовищ (23 нафтових і 6 нафтогазоконденсатних), у дослідно-промисловій розробці – 5 родовищ. Продуктивні відклади характеризуються відносно низькими фільтраційно-емнісними властивостями та високою неоднорідністю за площею та розрізом, що обумовлює низьке поточне нафтовилучення (в середньому 0,18) та очікуване кінцеве (в середньому 0,24). Більше половини поточного видобутку нафти зосереджено у виснажених покладах, обводнення яких перевищує 70%.

З точки зору збереження та раціонального використання ресурсів нафти і газу під час розробки родовищ Передкарпаття можна виділити такі позитивні моменти.

Перш за все – це застосування методів підтримання пластового тиску. Для умов продуктивних відкладів Передкарпаття характерний високий початковий газовміст нафти, тиск насичення нафти газом близький до початкового пластового та, в основному, відсутній природний водонапірний режим. Безсумнівно, за таких умов досягнути високого нафтовилучення під час розробки на природних режимах було б неможливо і значні ресурси вуглеводнів було б втрачено. Цього у більшості випадків вдалось уникнути завдяки активному впровадженню різних модифікацій заводнення на основних родовищах Прикарпаття як найбільш ефективного методу підвищення нафтовилучення. Заводненням на даний час охоплено 12 родовищ, які забезпечують основний видобуток нафти в регіоні. Накопичена компенсація відбору нагнітанням води для покладів Долинського, Північно-Долинського, Струтинського, Старосамбірського, Луквинського складає 70-110%, що забезпечило досягнення досить високих поточних коефіцієнтів нафтовилучення: для вигодсько-бистрицького та манявського покладів Долинського родовища – 0,45 і 0,27, еоценового покладу Північно-Долинського родовища – 0,34 при розрахунковому кінцевому на природному режимі відповідно 0,17; 0,12; 0,17. Ефективність цього процесу відображено в табл. 1, з

якої бачимо різницю коефіцієнтів нафтовилучення під час розробки покладів на режимі розчиненого газу і під час заводнення.

Також є приклади втрат значних ресурсів вуглеводнів через нерациональну розробку покладів. Так, на Орів-Уличнянському родовищі досягнуто коефіцієнт нафтовилучення 15% і при поточних видобувних можливостях він не перевищить 16% (розрахунковий на режимі виснаження). Причиною цього стали затримання впровадження системи підтримання пластового тиску та недостатні і нерівномірні обсяги закачування води, а також невисока щільність мережі експлуатаційних свердловин.

Тому на даний час необхідною умовою є впровадження системи підтримання пластового тиску та буріння проектної кількості експлуатаційних свердловин на таких родовищах, як Лопушнянське та Микуличинське. Лопушнянське родовище є прикладом інтенсивного розвитку режиму розчиненого газу. Пластовий тиск в продуктивних відкладах знизився більш ніж удвічі від початкового значення і складає 75 % від тиску насичення. Як показали проведені лабораторні дослідження заводнення, після зниження пластового тиску найбільш раціонально впроваджувати при тиску не меншому, ніж 75 % від тиску насичення за відсутності інших обмежуючих чинників, як, наприклад, низький тиск насичення, забезпечення ефективної роботи глибинно-насосного обладнання тощо.

Другим важливим чинником енергозбереження при розробці родовищ є застосування і вдосконалення методів виявлення слабкодренованих зон, планування та впровадження заходів для збільшення видобутку нафти і нафтовилучення. Поклади в регіоні, як правило, є неоднорідними, заводнюються нерівномірно по площі та розрізу. Тому для раціонального використання матеріальних ресурсів визначаються зони з максимальними залишковими видобувними запасами (в т.ч. застійні та слабкодреновані). Надалі проводяться заходи для забезпечення повноти вироблення даних зон, наприклад, зміна напрямків фільтраційних потоків,

Таблиця 1 – Реалізація системи заводнення родовищ, які перебувають на завершальній стадії розробки

Родовище, поклад, блок, продуктивні відклади	Рік початку видобування нафти	Рік початку заводнення	Система заводнення, яка реалізується	Застосування методів підвищення нафтовилучення		Розрахунковий КВН на природному режимі	Досягнутий КВН
				фізико-хімічні	гідродинамічні		
Долинське							
менілітовий	1950	1960	площова	–	циклічне нагнітання, вироблення слабкодренованих зон	0,119	0,162
вигодсько-бистрицький	1957	1963	двостороння з розрізаючим рядом, близька до площової	–	циклічне нагнітання, зміна фільтраційних потоків, буріння на слабкодреновані зони	0,16	0,454
манявський	1958	1963	двостороння, близька до площової	–	циклічне нагнітання, зміна фільтраційних потоків, буріння на слабкодреновані зони	0,124	0,272
Північно-Долинське							
еоценовий	1960	1964	двостороння і склепінна	–	циклічне нагнітання, зміна фільтраційних потоків, буріння на слабкодреновані зони	0,17	0,339
Струтинське, блоки закачування							
менілітовий	1962	1966	приконтурна з 1968, внутрішньоконтурна з 1973	закачування ПАР з 1976р.	циклічне нагнітання з 1975р., підвищення тиску нагнітання з 16 до 19,6 МПа, буріння на слабкодреновані зони	0,105	0,373
вигодський	1962	1968	приконтурна з 1966, внутрішньоконтурна з 1973			0,1	0,332
Гвіздецьке							
середньо-менілітовий	1963	1967	приконтурна, з 1994р. припинена	–	зміна фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання	0,13	0,333
нижньо-менілітовий	1968	1984	приконтурна, з 1994р. осередкова	–		0,13	0,305
Старосамбірське							
ямненський	1969	1977	приконтурна	закачування ПАР з 1979р.	підвищення тиску нагнітання, 1999 циклічне нагнітання	0,114	0,197
Луквинське							
менілітовий	1978	1986	площова	1986-1992 закачування гарячої води	зміна фільтраційних потоків, циклічне нагнітання, підвищення тиску нагнітання з 10 до 19 МПа	0,126	0,171

проведення робіт з інтенсифікації припливу до вибою свердловин, додаткова перфорація, забурювання інших стовбурів тощо. За відсутності придатного фонду свердловин та при економічній доцільності можливе буріння нових (в т.ч. горизонтальних чи субгоризонтальних) свердловин. Загально визнаним та результативним методом є мережеве математичне моделювання процесів розробки за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. Однак використання значної кількості необхідних вихідних даних не завжди необхідної якості може

приводити до суттєвих похибок результатів моделювання. Тому одночасно застосовуються статистичні залежності та характеристики витіснення, для яких використовується значно менше вхідних даних. Для оцінки залишкових запасів будують характеристики витіснення та статистичні залежності для кожної свердловини, за результатами яких складають карти залишкових запасів. Для використання обираються ті залежності, результати яких можна інтерпретувати найбільш достовірно. На основі цих даних одержують значення залишкових

запасів. Ще однією методикою оцінки залишкових запасів є побудова карт з виробленими та витисненими водою об'ємами нафти у покладі. На цій карті об'єми видобутої нафти та води, яку нагнітали у поклад, визначаються умовно і зображаються у вигляді кіл площею, що відповідає обсягам видобутку і нагнітання кожної свердловини [1]. Критеріями для вибору перспективних ділянок є максимальні значення залишкових запасів нафти. Після багатофакторного аналізу рекомендуються найбільш перспективні ділянки для проведення заходів щодо підвищення ефективності розробки об'єкта. Правильна оцінка місцезоналення залишкових запасів нафти, виявлення та залучення у процес розробки частково заводнених слабкодренованих і застійних зон дає змогу раціонально розмістити нові свердловини і підвищити ефективність методів впливу, що застосовуються.

Результати проведених робіт використані для проектування буріння нових свердловин з метою ущільнення мережі на Долинському, Північно-Долинському, Луквинському, Старосамбірському, Струтинському родовищах. За останні 7 років із семи таких свердловин еоценового покладу Долинського родовища додатково видобуто більш як 100 тис. т нафти при значно вищих початкових дебітах нафти, ніж поточні середні для діючих свердловин.

Для менілітового покладу Гвіздецького родовища виділено ділянку площею більш як 200 тис.м² з очікуваними залишковими геологічними запасами нафти 128 тис.т та нафтонасиченням близьким до початкового. Для дострілу рекомендовано прошарки в п'яти свердловинах з ефективною нафтонасиченою товщиною 13-22 м. У 2005-2006 рр. проведено достріли у трьох свердловинах, в результаті чого отримано збільшення дебіту нафти і газу у 3-8 разів при зменшенні обводнення продукції. Загалом на родовищі видобуток нафти зріс з 2,7 тис. т у 2005 р. до 4,7 тис. т у 2006 р.

До ресурсозбереження відносимо також вдосконалення традиційної технології заводнення з метою збільшення нафтовилучення і продовження термінів рентабельної розробки родовищ. На Долинському, Північно-Долинському, Струтинському та інших родовищах широко застосовували підвищення тиску нагнітання води, циклічне заводнення. Поточні дебіти нафти реагуючих свердловин зросли на 6-10% та збільшення нафтовилучення – на 1-1,5%. За 2000-2006 роки циклічне заводнення у поєднанні з підвищенням тиску нагнітання впроваджено і на ямненському покладі Старосамбірського родовища, що дало змогу додатково видобути близько 20 тис.т нафти і 2,4 млн.м³ нафтового газу та суттєво знизити темпи росту обводнення продукції.

Результати розрахунків вказують на ефективність часткового обмеження обсягів закачування води у виснажені високообводнені поклади. На практиці дорозробка таких покладів супроводжується поверненням в поклади значних об'ємів видобутої разом із нафтою води, що негативно впливає на техніко-економічні

показники [2, 3]. Крім того, вода, яка закачується в пласт, розповсюджується по найбільш проникних прошарках, оминаючи застійні зони зі слабкодренованими запасами нафти і газу. За таких умов ефективність штучного водонапірного режиму та інших гідродинамічних методів суттєво знижується. З 2007 року заплановано призупинити заводнення виснаженого Гвіздецького родовища, а отриманий досвід використати для проведення подальших робіт на інших родовищах.

Застосування фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення таких, як закачування водних розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) в межах менілітового і вигодського покладів Струтинського родовища та ямненського покладу Старосамбірського родовища підтвердили результати лабораторних експериментів щодо ефективності застосування даного методу. Окрім того має місце покращання умов роботи глибинно-насосного обладнання та системи підтримання пластового тиску. Досягнута величина об'ємів складала відповідно 30% і 16% нафтонасичених пор пласта (при проектній 40%). Нагнітання ПАР дало змогу розширити профілі приймальності нагнітальних свердловин всередньому від 60% до 75 % від перфорованої нафтонасиченої товщини та знизити темпи зростання обводнення продукції порівнянно з іншими покладами Передкарпаття. Так, накопичений водонафтовий фактор при досягненні коефіцієнта вилучення нафти 0,2 на основних покладах, де впроваджувалось заводнення, дорівнював 0,24-0,78, а на об'єктах впровадження водних розчинів ПАР не перевищив 0,11-0,12. Очікуване кінцеве нафтовилучення збільшилось на 3-5%. На початку 1990-х років нагнітання ПАР припинено з організаційних причин.

Вперше в Україні здійснюється нагнітання водних розчинів поверхнево-активних речовин з додаванням полімеру в межах дослідної ділянки на Довбушансько-Бистрицькому родовищі [4]. Результати закачування, одержані за 2004-2006 рр., підтверджують ефективність застосування методу (рис. 1). За цей період додатково видобуто близько 3 тис. т нафти і 3 млн. м³ газу, що становить більш ніж 20% від загального видобутку. Запроектовано також впровадження даного методу на дослідній ділянці ямненського покладу Старосамбірського родовища.

Розробка родовищ на режимі розчиненого газу з пластовим тиском зниженим до 50% від гідростатичного супроводжується зростанням в'язкості пластової нафти [4] і зменшенням розмірів зони дренажування та призводить до різкого зниження дебітів свердловин. На деяких інших родовищах (Довбушансько-Бистрицьке, Долинське, піднасув Бориславського родовища) розробляється багатопластовий розріз, представлений продуктивними пластами з різними фільтраційно-ємнісними характеристиками, що в подальшому призводить до нерівномірного та неповного вироблення запасів по розрізу свердловини.

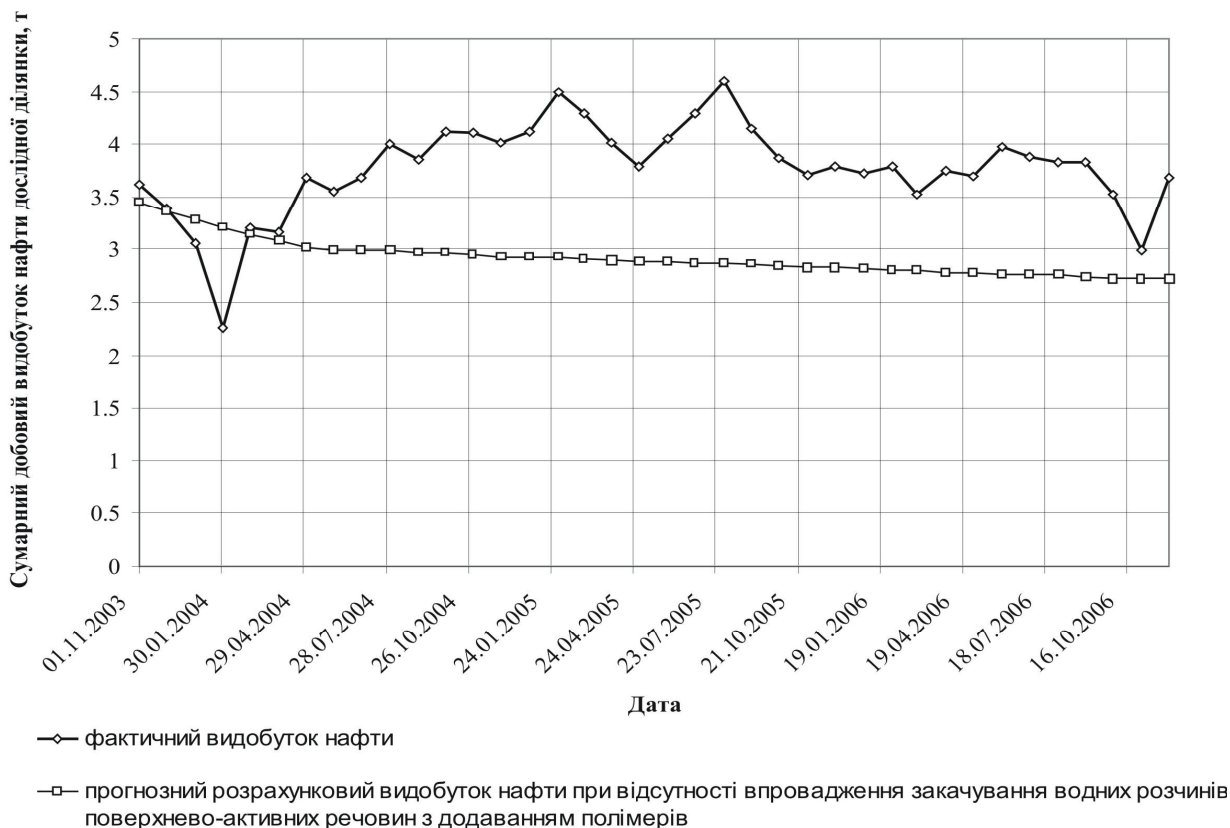


Рисунок 1 — Динаміка видобутку нафти на дослідній ділянці Довбушансько-Бистрицького родовища

На основі виконаного аналізу [5, 6] показано, що на пізній стадії розробки Битківського та інших родовищ причиною різкого зниження дебіту свердловин є зменшення фазової проникності для нафти після зростання насиченості газом, зменшення ефективної товщини за рахунок припинення припливу нафти із низькопроникних пластів і збільшення ефективної в'язкості нафти у поровому просторі, тобто зменшення коефіцієнта гідропровідності при зміні всіх його складових. За таких умов у радіусі до 50 м витрачається близько 80 % депресії, тому і відбувається зменшення об'єму активних запасів нафти, втягнутих у розробку, за рахунок практичного відключення низькопроникних пластів і формування зони пластової нафти зі зруйнованою структурою (тобто з мінімальною в'язкістю) в межах граничного радіуса, де градієнт депресії більший за градієнт граничного напруження зсуву нафти.

За таких умов для збільшення продуктивності свердловин проводиться ГРП із закріпленням тріщин півдовжиною, більшою за граничний радіус, що дає змогу збільшити радіус передачі депресії.

Завдяки такому підходу на Битківському, Луквинському та інших родовищах свердловини переведено із періодичної на постійну роботу та отримано збільшення дебіту нафти в декілька разів, а додатковий видобуток нафти досяг відповідно 3000 і 8000 т.

У свердловинах з багатошаровим розрізом, де інтервали перфорації не дають змоги проводити селективні ПГРП чи інші ОПЗ, ПГРП із закріпленням тріщин проводять за технологією, яка передбачає на початковій стадії розкриття і закріплення тріщин у інтервалах з мінімальними напруженнями, або з незначною кольматацією привибійної зони пласта (в переважній більшості - це працюючі інтервали продуктивних пластів, які є найбільш дренажними), які надалі закупорюють закріплювачем з метою розвитку тріщин в інших інтервалах багатошарового розрізу.

Як показують термометричні дослідження та аналіз тиску розриву під час ПГРП, за такими технологіями створюються тріщини великої висоти (або/і в декількох пластах), що дає можливість приєднати до розробки більшу частину продуктивних пластів у розрізі свердловини.

Підтвердженням цього є те, що після проведення ПГРП деякі свердловини переходять на режими фонтанування (або підфонтанування), що є наслідком приєднання до роботи пластів, які були закольматовані під час буріння чи ремонтів свердловин із більшим пластовим тиском (інколи навіть близьким до початкового). Таким чином, всі свердловини піднасуву Бориславського, Довбушансько-Бистрицького та інших родовищ, в яких було проведено ПГРП, працюють з більшими дебітами порівняно з іншими свердловинами на родовищі, а

додатковий видобуток нафти становить більш як 1000 т на одну свердловино-операцію.

У свердловинах, де продуктивні розрізи предствлені чергуванням продуктивних і непродуктивних пропластків, для інтенсифікації припливу впроваджено кислотний ГРП, під час якого нагнітання різних кислотних розчинів здійснюється при вибійному тиску вищому за тиск створення тріщин. На відміну від ШГРП із закріпленням тріщин, це дає змогу обробляти і пласти з малою ефективною товщиною. Цей спосіб дає позитивні результати при обробці менілітових відкладів Долинського, поляницьких відкладів Бориславського та середньоменілітових відкладів Битківського родовищ. Саме завдяки такій технології декілька свердловин було виведено із довготривалої бездії, чим підтверджено наявність запасів та пластової енергії на тій чи іншій ділянці родовищ. Після застосування кислотного ГРП додатковий видобуток нафти збільшився від 500 до 2000 т.

Враховуючи наведені міркування та фактичні результати, ефективність ГРП за таких умов слід пов'язувати не тільки із збільшенням продуктивності свердловин, а й із збільшенням коефіцієнта вилучення запасів, зокрема на пізній стадії розробки родовищ.

Отже, досвід розробки нафтових родовищ Західного регіону України вказує на те, що надалі для збільшення видобутку вуглеводнів та кінцевого нафтовилучення необхідно продовжити роботи з:

- виявлення застійних та слабкодренованих зон і буріння нових свердловин для ущільнення мережі;

- прискорення розбурювання покладів із низькими фільтраційно-ємнісними характеристиками за умови якісного розкриття продуктивних горизонтів;

- впровадження різних модифікацій заводнення для підвищення нафтовилучення родовищ, які розробляються на режимі виснаження;

- вдосконалення традиційної технології заводнення для підвищення нафтовилучення (підвищення тиску нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, циклічне закачування, тимчасове припинення експлуатації високообводнених свердловин, регулювання переміщення фронту води, збільшення ступеня охоплення пластів заводненням і приймальності нагнітальних свердловин тощо);

- буріння нових свердловин з похилими та горизонтальними стовбурами і забурювання додаткових похилих та горизонтальних стовбурів у ліквідованих, аварійних і малодебітних свердловинах;

- продовження промислових експериментів з метою підтвердження ефективності використання для витіснення нафти з пластів водних розчинів поверхнево-активних речовин із додаванням полімерів дослідної ділянки Довбушансько-Бистрицького родовища та впровадження даного методу на дослідній ділянці Старосамбірського родовища, як це передбачено діючим проектним документом;

- подальше широке використання потужного ГРП для інтенсифікації видобутку нафти з низькопроникних колекторів;

- продовження робіт для впровадження систем розробки, які б вирішували не тільки основні питання видобутку нафти, а й питання зменшення техногенного навантаження під час експлуатації виснажених родовищ.

Таким чином, при залученні у розробку слабкодренованих зон при більш інтенсивному розбурюванні родовищ, в т.ч. з низькими колекторськими властивостями (щорічне введення в експлуатацію в наступному десятиріччі 30-40 свердловин), впровадженні заводнення та фізико-хімічних методів впливу на пласти, можна досягнути значного збільшення видобутку нафти.

Необхідно також зазначити, що в умовах виснажених родовищ успішність буріння нових свердловин буде вирішальним чином залежати від якості проведення бурових робіт. Тому особливу увагу слід звернути на вдосконалення способів розкриття, освоєння продуктивних горизонтів та кріплення свердловин.

Література

1 А. с. 1487546 СССР, МПК7 Е 21 В 43/20. Способ обоснования количества и местоположения резервных скважин при разработке залежи нефти / Э. Л. Лейбин, А. Ф. Ваславский, А. К. Ермаков, Т. П. Свирчинкова – Оубл. 09.04.87, Бюл. № 22.

2 Шустер И.Н., Самсонов Ю.Н. Прекращение закачки воды на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1982. – №2. – С.35-39.

3 Кутырев Е.Ф., Сергиенко В.Н., Кутырев А.Е. О концепции разработки заводненных залежей нефти на поздних стадиях разработки (часть 1) // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №9. – С. 184-188.

4 Купер І.М., Бойчук В.І., Мороз Л.Б. Шляхи підвищення нафтовіддачі на Довбушансько-Бистрицькому родовищі // Матеріали 8 міжнародної конференції нафта і газ України. Т2. – 2004. – С. 57-58.

5 Качмар Ю.Д., Малицький Є.А., Про причини різкого зменшення дебіту свердловин, на пізній стадії розробки Прикарпатських родовищ // Нафтова і газова промисловість. – №5. – 2000. – С. 31-35.

6 Качмар Ю.Д., Цьомко В.В. Про фільтр флюїдів на пізній стадії розробки Битківського родовища. // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 26-29.