

В.М. Дорошенко

д-р техн. наук

В.Й. Прокопів

канд. геол. наук

ПАТ «Укрнафта»

М.І. Рудий

канд. техн. наук

Р.Б. Щербій

НДПІ ПАТ «Укрнафта»

Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України

УДК 622.276

У статті розглянуто питання можливості впровадження полімерного заводнення для умов Бугруватівського родовища. Подано результати дослідження впливу температури, складу води та механічної деструкції на загущувальну здатність полімерного розчину. Підібрано оптимальну концентрацію полімеру в розчині та об'єм облямівки полімерного розчину для ефективного витіснення залишкової нафти.

В статье рассмотрены вопросы возможности внедрения полимерного заводнения для условий Бугреватовского месторождения. Представлены результаты исследования влияния температуры, состава воды и механической деструкции на загущающую способность полимерного раствора. Подобраны оптимальная концентрация полимера в растворе и объем оторочки полимерного раствора для эффективного вытеснения остаточной нефти.

The article considers the opportunity of polymer watering introduction in the Bugarivatske oil field. The analysis reports on an influence of temperature, water composition and mechanical degradation over the thickening ability of the polymer solution are given. The optimum polymer in solution and the amount of fringe polymer solution for effective displacement of residual oil was selected.

У ПАТ «Укрнафта», що є однією з основних компаній нафтогазового комплексу України (68,3 % видобутку нафти з конденсатом та 10,6 % газу), визначилися дві негативні тенденції. Це, по-перше, відставання темпів відтворення мінерально-сировинної бази від темпів видобування вуглеводнів і, по-друге, перехід більшості високопродуктивних родовищ у завершальну стадію розробки, яка характеризується прогресуючим виснаженням пластової енергії, обводненням свердловин та зростанням частки важковидобувних запасів (рис. 1).

Якщо не перешкоджати розвиткові цих тенденцій, то за існуючих темпів видобування вже до 2020 р. рентабельні (активні) запаси нафти наблизяться до вичерпання і під питанням буде не тільки подальше зростання видобування, а й збереження досягнутого рівня.

Розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється низькими темпами і, як показує досвід, кінцева нафтовіддача в таких випадках не перевищує 30 % від початкових балансових їх запасів [1]. У таких умовах одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення. Зараз на родовищах України, у т. ч. й ПАТ «Укрнафта», серед великого арсеналу відомих методів [2, 3] застосовують лише заводнення, яке поступово, із переходом переважної більшості нафтових родовищ на пізню стадію, втрачає свою ефективність [4]. Однак воно призводить до передчасного обводнення продукції видобувних свердловин, інтенсивного зниження дебіту нафти і, як наслідок, зупинки свердловин, набуття ними статусу нерентабельних [5]. Особливо це притаманне для родовищ із високов'язкими нафтами, наприклад Бугруватівського (горизонти В-18–В-14), що охоплено системою заводнення, а поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 6,9 % за умови реалізації видобувних запасів 31,6 % і обводненості 47,6 %.

Бугруватівське родовище характеризується високою складністю геологічної будови і умов нафтонасичення про-

дуктивних пластів. Розробка покладів нафти ускладнюється блоковою геологічною будовою, значною неоднорідністю колекторських властивостей продуктивних пластів із нафтою в'язкістю 19,9–40 мПа·с у пластових умовах і густиною 892,1–898,5 кг/м³ [6]. Запаси нафти родовища, за проектними техніко-економічними показниками, можуть бути вилучені тільки за умови використання відомих методів підвищення нафтовилучення.

Для вирішення цієї проблеми у нафтовидобувній галузі все частіше застосовують розчини полімерів, які характеризуються високою в'язкістю, тиксотропністю, псевдопластичністю. Потреба в полімерах виправдана тим, що вони здатні впливати на реологічні властивості водних систем і утворювати гелі необхідної в'язкості.

Полімерне заводнення підвищує ефективність витіснення нафти за рахунок зниження співвідношення рухливості нафти і води $M = (k_v/\mu_v)/(k_n/\mu_n)$. За коефіцієнта M , близького до 1, витіснення буде найбільш ефективним.

Аналіз співвідношення показує, що отримати високий ефект від витіснення можна за допомогою:

- зниження ефективної проникності для води;

- зменшення в'язкості нафти;

- підвищення в'язкості води;

- збільшення ефективної проникності для нафти.

Найпростіший шлях – збільшення в'язкості води шляхом додавання до неї полімерів. Полімери широко використовують у світовій практиці як агенти для підвищення коефіцієнта вилучення нафти.

Полімерне заводнення полягає в додаванні полімеру у воду для зменшення її рухливості. Використання полімерів дає можливість значною мірою знизити проникність по водній фазі, вирівняти фронт витіснення нафти водою, продовжити безводний період експлуатації свердловин, що врешті-решт сприяє збільшенню повноти вилучення нафти.



Полімерне заводнення широко використовують на родовищах із високов'язкими нафтами. Наприклад, на базі реагентів компанії SNF FIOERGEL здійснюють полімерне заводнення: США (9 проєктів), Канада (33 проєкти), Бразилія (4 проєкти), Індонезія (2 проєкти), Венесуела (2 проєкти), Аргентина (1 проєкт), Колумбія (1 проєкт), Ангола (1 проєкт), Оман (1 проєкт), Австрія (1 проєкт), Франція (1 проєкт), Англія (1 проєкт) [7].

За результатами багаторічних досліджень і промислових випробувань водорозчинних полімерів у процесах буріння та інтенсифікації нафтовидобування сформульовано основні вимоги, які повинні задовольняти полімери:

- швидко і повністю розчинятися у воді;
- не змінювати фізико-хімічних властивостей із часом та під дією дії температури;
- бути стійкими до висолювання у пластових водах;
- ефективно загущувати воду за невеликих концентрацій;
- фільтруватися через пористе середовище;
- мати чинник опору, але разом із тим адсорбція полімеру з розчину в пористому середовищі повинна бути мінімальною для забезпечення просування об'ємівки реагенту на значну відстань по пласту;
- не створювати невиправдано високого тиску на пласт у процесі нагнітання;
- не викликати корозії устаткування;
- не бути токсичними.

У ПАТ «Укрнафта» проведено комплекс геолого-промислових та лабораторних досліджень, спрямованих на запровадження методу полімерного заводнення на дослідній ділянці горизонту В-16 Бугруватівського родовища з високов'язкими нафтами. Для цієї ділянки характерні такі умови: середня глибина залягання продуктивного гори-

зонт становить 3306 м, тип колектору – пісковик, пластова температура 93 °С, в'язкість нафти в пластових умовах 20 мПа·с, загальна мінералізація пластової води становить 175 мг/дм³, рН=6, вміст іонів заліза Fe⁺² – від 56 до 140, а іонів Fe⁺³ – від 2 до 26.

У зв'язку з високою температурою та мінералізацією пластової води проведено серію досліджень для підбору оптимального полімеру компанії SNF FIOERGEL (Франція) для заводнення Бугруватівського нафтового родовища. Досліджено близько 20 марок сополімерів акриламідів різних типів (неіоногенні, аніоноактивні та катіоноактивні).

За результатами досліджень установлено, що гелеподібні полімери марки РМ450 та РМ355 не розчиняються повністю в пластовій воді і частково висолуються.

У той же час стандартні гідролізовані поліакриламід серії FLOPAAM S із молекулярною масою від 8 до 22 млн дальтонів та ступенем гідролізу 20 – 30 мол. % мають кращі властивості загущення пластової води. Так, для 0,05 % розчину полімерів 3630S, 3530S, 3430S, 3330S динамічна в'язкість при швидкості зсуву 61,2 с⁻¹ змінюється у межах від 2,0 до 2,35 мПа·с. Деяко меншу загущувальну здатність мають полімери цієї ж серії 2530S, 2430S, 2330S із меншим ступенем гідролізу. Динамічна в'язкість змінюється у межах від 1,6 до 1,9 мПа·с за тієї ж швидкості зсуву.

Дослідження термодеструкції полімерів серії FLOPAAM S проводили шляхом витримування цих полімерів при температурі 90 °С не менше ніж сім діб. Найбільш термостабільними полімерами серед досліджуваних є 2530S, 2430S та 3330S.

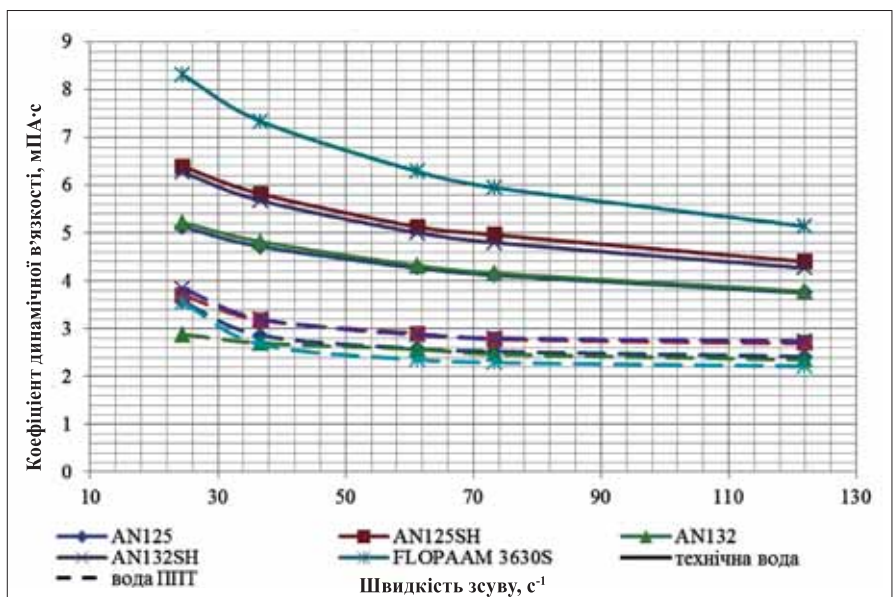


Рис. 2. Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості від швидкості зсуву для 0,05 % полімерного розчину

Ефективними для загущення води є також сульфовані сополімери акриламіді серії AN. Динамічна в'язкість 0,05 % розчину, приготованого на пластовій воді Бугруватівського родовища при швидкості зсуву $61,2 \text{ с}^{-1}$, для полімерів серії AN (AN945VHM, AN934VHM, AN132, AN132SH, AN125VLM, AN113, AN113SH, AN105, AN105SH, AN125, AN125SH) змінюється від 2,0 до 3,0 мПа·с. Для заводнення Бугруватівського родовища із сульфованих полімерів найбільш оптимальним варіантом виявилися полімери AN 125, AN132 та їх модифікації.

Для порівняльної характеристики: полімерні розчини готували на пластовій воді, що використовується в системі заводнення Бугруватівського родовища, та на технічній воді. Для визначення в'язкості полімеру використовували віскозиметр із низькою швидкістю текучості типу Brookfield LVT із UL-адаптером.

На рис. 2 показано залежність динамічного коефіцієнта в'язкості від швидкості зсуву для 0,05 % полімерного розчину, приготованого на технічній та пластовій воді.

Отримані результати свідчать про те, що найбільшу загущувальну здатність для технічної води мають неіоногенний полімер 3630S та сульфовані полімери AN132SH і AN125SH. Дещо нижчі показники полімерів AN132 та AN125 пояснюються тим, що їх молекулярна маса менша, ніж у вищезгаданих на тому ж ступені сульфонування.

На рис. 3 наведено залежність динамічного коефіцієнта в'язкості від швидкості зсуву для 0,2 % полімерного розчину, приготованого на воді, що нагнітається у пласт.

Проаналізувавши результати досліджень, наведених на рис. 2 та 3, бачимо, що динамічні коефіцієнти в'язкості в прісній і мінералізованій воді суттєво відрізняються. Це пояснюється тим, що у прісному водному розчині в процесі іонізації поліелектроліту між мономерними вічками виникають сили електростатичного відштовхування, що призводить до розгортання клубка макромолекул та збільшення їх лінійних розмірів. У мінералізованій воді ці процеси притупляються протиіонами, і розгортання макромолекул не відбувається. Отже, за умови використання пластової води для досягнення одного і того ж значення динамічного коефіцієнта в'язкості

Таблиця 1

Зміна в'язкості 0,05 % полімерного розчину, приготованого на технічній воді, залежно від інтенсивності перемішування

Режим перемішування, об/хв	Динамічний коефіцієнт в'язкості, мПа·с				
	AN125	AN125SH	AN132	AN132SH	FLOPAAM 3630S
до перемішування	4,27	5,13	4,32	5,01	6,29
500	4,2	4,95	4,13	4,18	4,76
2000	3,3	4,6	3,14	4,09	3,52

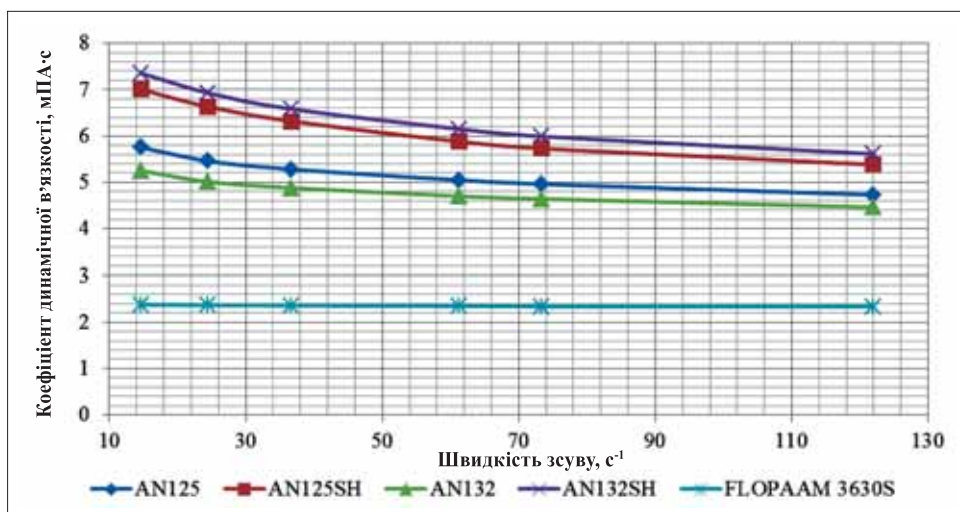


Рис. 3. Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості від швидкості зсуву для 0,2 % полімерного розчину, приготованого на воді з системи заводнення

потрібно майже в чотири рази більше будь-якого сухого полімеру серії AN.

Виходячи із зазначеного, подальші дослідження проведено для полімерних розчинів, приготованих на технічній воді з концентрацією 0,05 % та на пластовій воді з концентрацією 0,2 %. Для вищезгаданої групи полімерів проводили також дослідження на термостабільність їх розчинів (рис. 4). Полімерні розчини витримували сім діб при температурі 90 °С, після чого їх охолоджували до 20 °С і заміряли динамічний коефіцієнт в'язкості.

Порівнявши результати досліджень (див. рис. 4, графіки а і б), бачимо, що у розчинів, приготованих на мінералізованій воді, зниження в'язкості полімерних розчинів проявляється меншою мірою, ніж у розчинів із прісною.

Крім температури, на стабільність полімерних розчинів впливає механічна деструкція, викликана гідралічними опорами в процесі нагнітання у пласт (перемішування, запірна арматура, згини та звуження трубопроводу тощо).

Вибираючи режим дії на полімерний розчин, орієнтир потрібно робити на існуючі режими перемішування розчинів у технологічних процесах під час їх застосування на промислах. Вибрано два режими перемішування, які різняться швидкістю обертання лабораторної мішалки, а саме: кругове перемішування з числом обертів 500 і 2000 за хв. відповідно. Час перемішування і температура дослідів в першому і другому випадках були однаковими і становили 3 год і 20 °С відповідно.

Таблиця 2

Зміна в'язкості 0,05 % полімерного розчину, приготованого на пластовій воді, залежно від інтенсивності перемішування

Режим перемішування, об/хв	Динамічний коефіцієнт в'язкості, мПа·с				
	AN125	AN125SH	AN132	AN132SH	FLOPAAM 3630S
до перемішування	5,05	5,88	4,7	6,15	2,35
500	4,93	4,95	4,23	4,69	1,87
2000	2,86	4,18	2,88	3,89	1,78

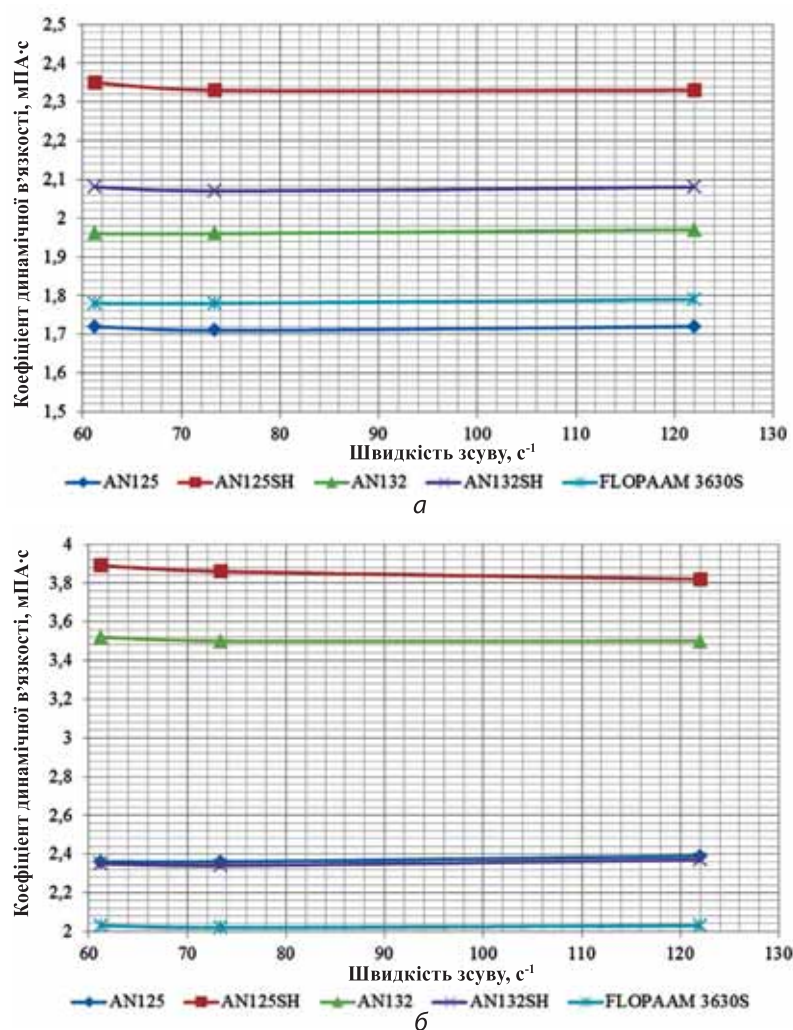


Рис. 4. Термостабільність полімерних розчинів: а – 0,05 % розчин полімеру на технічній воді; б – 0,2 % розчин полімеру на воді з системи заводнення

Для досліджень впливу на механічну деструкцію вибрано два види полімерів – сульфований та гідролізований. Полімерні розчини готували на технічній та пластовій воді з відповідними концентраціями 0,05 та 0,2 %. Перед та після перемішування проводили заміри в'язкості. Результати наведено в табл. 1 та 2.

Із наведених даних видно, що мала швидкість перемішування практично не призводить до деструктивних змін полімерного розчину. Помітна зміна в'язкості спостерігається у сульфованих сополімерах AN125 та AN132 під час інтенсивнішого перемішування (2000 об/хв), що вказує на механічну деструкцію полімеру.

Резюмуючи результати табл. 1 та 2, можна стверджувати, що зі збільшенням обертів мішалки під час перемішування для високомолекулярних сульфованих сополімерів акриламідів AN125SH та AN132SH інтенсивність деструкції полімерних розчинів збільшується, але не призводить до різкого падіння в'язкості. Це, вочевидь, пояснюється тим, що інтенсивність перемішування в умовах експерименту була недо-

статною для розриву міжмолекулярних зв'язків у всьому об'ємі полімерного розчину.

Для згаданих полімерів проведено серію досліджень на насипних моделях для визначення нафтовитісної здатності. Коефіцієнт пористості – 30 %, проникність – 150 мкм², температура – 95 °С.

Для умов Бугруватівського родовища витіснення нафти моделювали різними агентами, а саме:

дослід 1: пластовою водою до припинення винесення нафти з моделі пласта, коефіцієнт витіснення за безводний період становив 42 %, кінцевий – 45 %;

дослід 2: 0,05 % полімерним розчином, приготованим на пластовій воді в об'ємі 0,2 порового простору, потім розчин протискували пластовою водою, коефіцієнт витіснення за безводний період сягав 43 %, кінцевий – 45 %;

дослід 3: 0,05 % полімерним розчином, приготованим на технічній воді в об'ємі 0,2 порового простору, після чого закачували технічну воду (буфер) в об'ємі 0,1 порового простору, потім розчин протискували пластовою водою, коефіцієнт витіснення за безводний період – 48 %, кінцевий – 53 %.

Швидкість закачування цих агентів у процесі витіснення становила близько $0,17 \cdot 10^{-9}$ м³/с.

Отже, для умов Бугруватівського родовища найбільш прийнятними для полімерного заводнення є полімери AN125SH та AN132SH, використання яких забезпечує збільшення коефіцієнта витіснення нафти на 8 % порівняно із застосуванням пластової води в існуючій системі заводнення.

Список літератури

1. Гнип М.П. Принципы стабилизации уровня добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений / М.П. Гнип, В.И. Прокопів, В.М. Дорошенко // Problemy techniczne i technologiczne pozyskiwania węglowodorow a zrownowazono rozwoj gospodarki. – Prace Instytutu Nafty i Gazu. – 2006. – № 137. – С. 801–808.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Оганов К.О. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів / К.О. Оганов, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 2005. – 352 с.
4. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2007. – № 4. – С. 108–110.
5. Дорошенко В.М. До проблеми експлуатації «нерентабельних» свердловин / В.М. Дорошенко, М.П. Гнип, В.И. Прокопів // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – К.: ДП «Науканафтогаз», 2009. – С. 125–129.
6. Атлас родовищ нафти і газу: у 6 т. / М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга [та ін.]; за заг. ред. М.М.Іванюти. – 1998. – Т.1. – 1998. – 494 с.
7. Flopaam. Увеличение нефтеотдачи. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.resource-gr.com/files/uploads_dynamic/partners_doc/31.pdf