

ОГЛЯД ВПРОВАДЖЕНЬ ТЕХНОЛОГІЙ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ СВІТУ

Л. Б. Мороз

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

На завершальній стадії розробки в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи підвищення обсягів нафтовилучення. Виконаний аналіз впровадження технологій з інтенсифікації видобування нафти і підвищення обсягів нафтовилучення свідчить про значну кількість даних методів. На сьогодні існують сприятливі умови для використання фізико-хімічних методів інтенсифікації нафтовидобування.

Відомі склади ПАР і технології їх застосування розроблені для родовищ, які знаходяться на початкових стадіях розробки. Завершальна стадія розробки родовищ характеризується рядом специфічних особливостей, які ускладнюють процес видобування нафти (виснаження пластової енергії, висока обводненість пластової продукції, погіршення стану привибійної зони пласта, інтенсифікація корозійних процесів, солевідкладення тощо). Тому фізико-хімічні методи, які застосовувались на ранніх стадіях розробки родовищ, не повністю придатні для впровадження на родовищах, які вступили в завершальну стадію розробки. Це і обґрунтовує необхідність проведення додаткових досліджень застосування фізико-хімічних методів для інтенсифікації видобування нафти на завершальній стадії розробки родовищ.

Ключові слова: коефіцієнт вилучення нафти, інтенсифікація, розчин, об'єм, свердловина.

На завершающей стадии разработки в основном используются гидродинамические и физико-химические методы увеличения объемов нефтедобычи. Выполнен анализ внедрений технологий по интенсификации добычи нефти и повышения объемов нефтедобычи свидетельствует о значительном количестве данных методов. На сегодня существуют благоприятные условия для использования физико-химических методов интенсификации нефтедобычи.

Известны составы ПАВ и технологии их применения разработаны для месторождений, находящихся на начальных стадиях разработки. Завершающая стадия разработки месторождений характеризуется рядом специфических особенностей, которые затрудняют процесс добычи нефти (истощение пластовой энергии, высокая обводненность пластовой продукции, ухудшение состояния призабойной зоны пласта, интенсификация коррозионных процессов, солеотложения и т.д.). Поэтому физико-химические методы, которые применялись на ранних стадиях разработки месторождений, не в полной мере пригодны для внедрения на месторождениях, которые вступили в завершающую стадию разработки. Это и обосновывает необходимость проведения дополнительных исследований применения физико-химических методов для интенсификации добычи нефти на завершающей стадии разработки месторождений.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, интенсификация, раствор, объем, скважина.

At the final stage of development hydrodynamic, physical and chemical methods to increase oil recovery are mainly used. The analysis of technology implementations on intensifying of oil production was carried out, and increasing volumes of oil recovery indicates the significant number of these methods. Today there are favorable conditions for the usage of physical and chemical methods of oil production intensification.

The composition of surfactants and their usage at fields that are in the early stages of development is known. The final stage of field development is characterized by a number of specific features that make it difficult to extract oil (depletion of reservoir energy, high water cut of reservoir production, deterioration of bottom-hole formation zone, intensification of corrosion processes, scaling and others). Therefore, physical and chemical methods that were used at the early stages of field development are not fully suitable to be implemented in fields that are at the final stages of development. This proves the need for additional studies of physicochemical methods for the intensification of oil production at the final stages of field development.

Key words: coefficient of oil recovery, intensification, solution, volume, well.

З проблемою підвищення обсягів нафтовилучення з пластів уже декілька десятиліть стикаються нафтові компанії в різних регіонах світу, у тому числі і Західного нафтогазопромишлого регіону України. Однак різні періоди розробки родовищ характеризуються різними підходами до її вирішення і уявленнями про ефективність та область застосування методів і конкретних технологій підвищення обсягів нафтовилучення.

У світовій практиці загальноприйняті два терміни, які поєднують методи діяння на наф-

товий об'єкт з метою поліпшення нафтовидобутку: *Enhanced Oil Recovery* (EOR) і *Improved Oil Recovery* (IOR). До першого відносяться методи, які ґрунтуються на застосуванні витіснювальних агентів, відмінних від води (теплові, газові, хімічні і мікробіологічні методи); другий термін включає технології діяння на свердловину і інші методи, що призводять до інтенсифікації видобування нафти і побічно до збільшення нафтовилучення [9-12].

Методи підвищення нафтовилучення (методи першої групи в наведеній класифікації) є

комплексом принципів технологічних рішень, спрямованих на поліпшене вироблення запасів нафти порівняно з традиційним методом заводнення. При цьому забезпечується зміна структури дренажного об'єму пласта (збільшення коефіцієнта витіснення вуглеводнів, збільшення охоплення пласта дією, зміна фізико-хімічних характеристик системи "колектор – пластові флюїди – витіснювальний агент"). Особливістю цих методів є необхідність проведення значних науково-дослідних робіт у кожному конкретному випадку, а також їх висока вартість, підвищений технологічний і економічний ризик.

На сьогоднішній день в світовій практиці EOR методи класифікуються таким чином:

- 1) теплові методи:
 - паротеплова дія на пласт;
 - внутрішньопластове горіння;
 - витіснення нафти гарячою водою;
 - пароциклічні обробки свердловин;
- 2) газові методи:
 - дія на пласт вуглеводневим газом;
 - дія на пласт двоокисом вуглецю;
 - дія на пласт азотом;
 - дія на пласт димовими газами;
- 3) хімічні методи:
 - витіснення нафти розчинами ПАР;
 - витіснення нафти розчинами полімерів та іншими загущуючими агентами;
 - витіснення нафти пінними системами;
 - витіснення нафти лужними розчинами;
 - витіснення нафти кислотами;
 - витіснення нафти композиціями хімічних реагентів;
 - мікробіологічна дія;
- 4) гідродинамічні методи:
 - залучення до розробки недренованих запасів нафти;
 - бар'єрне заводнення на газонафтових покладах;
 - нестационарне (циклічне) заводнення;
- 5) фізичні методи:
 - хвильові методи;
 - гідророзрив пласта, буріння бокових стовбурів (в т.ч. горизонтальних).

До другої групи, що включає гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення з пластів, входять способи і технології, успішно апробовані сучасною наукою і практикою, що використовують типові задачі і рішення на основі розроблених програмно-імітаційних моделей. Ці методи часто є необхідною частиною проектів першої групи методів.

В роботах [1-8] наведено аналіз, узагальнення та порівняння стану впровадження технологій підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на родовищах НАК «Нафтогаз України», Росії, Білорусі, США та Канади.

У більшості нафтогазовидобувних компаній інформація щодо нафтовидобутку останнім часом є конфіденційною. Тому, що стосуються зарубіжжя, даними ми оперуємо за попередні 5-10 років.

Інформація, що стосується Російської Федерації (РФ), відображає інформацію по родовищах, які розробляються нафтогазовидобувними компаніями ВАТ "НК "ЛУКОЙЛ", ВАТ "Сургутнефтегаз", ВАТ "НК "ЮКОС" та іншими, частка додаткового видобутку яких відповідає найбільшим значенням.

Щодо Республіки Білорусь, то дані тут представлено по республіканському унітарному підприємству (РУП) "ПО "Белоруснефть", оскільки це єдина нафтогазовидобувна компанія в країні [7].

Згідно з даними нафтових компаній додатковий видобуток нафти в Росії за рахунок застосування методів підвищення нафтовилучення за період 1996-2000 рр. зріс удвічі і досяг 43,1 млн. т. Такий об'єм додаткового видобутку відповідає приблизно 17 % від загального видобутку і приблизно половині усього видобутку з усіх важковидобувних запасів. Розподіл додатково видобутої нафти по деяких методах підвищення нафтовилучення наведено в таблиці 1.

Найбільш ефективними з методів підвищення нафтовилучення в 2001-2002 рр. були: зарізання бокових стовбурів (4,89-5,29 тис. т/опер.), буріння горизонтальних свердловин (4,32-7,84 тис. т/опер.), ГРП (3,05 тис. т/опер.).

У ВАТ "Сургутнефтегаз" за рахунок збільшення високоефективних методів в 2002 р. середня ефективність зросла більш ніж удвічі. Саме тому нафтогазовидобувні компанії в 2002 році збільшили обсяги впровадження високоефективних методів впливу на пласт. На рисунку 1 наведено ефективність методів підвищення нафтовилучення на прикладі ТОВ «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Особливе значення у комплексі технологій, спрямованих на підвищення нафтовіддачі, мають поточкорегулюючі технології, які реалізуються шляхом проведення обробок нагнітальних свердловин різними хімічними композиціями.

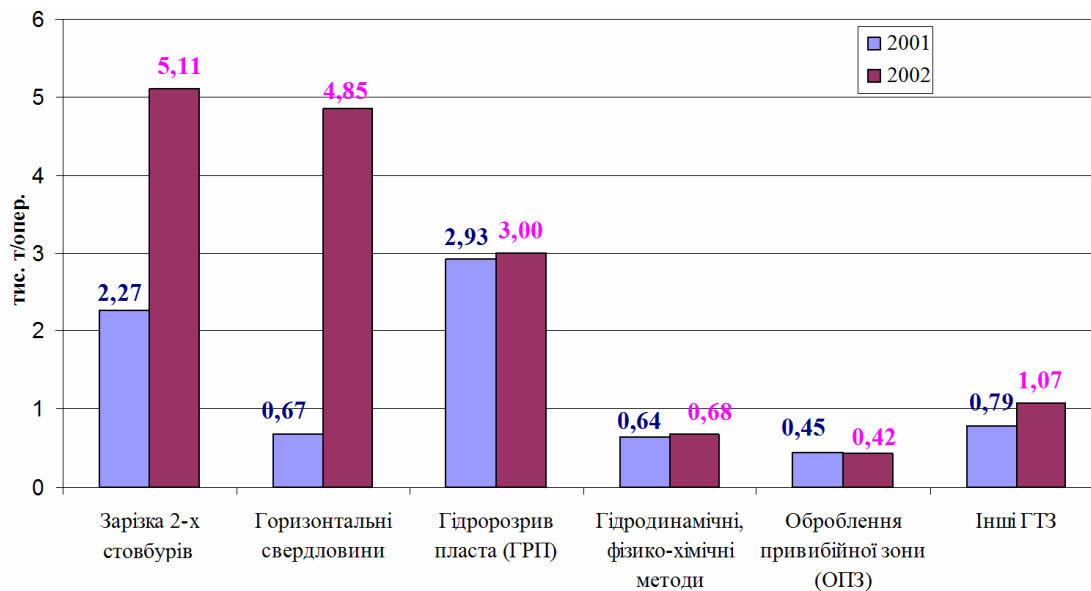
На сьогодні день в результаті впровадження поточкорегулюючих технологій у світі щорічно видобувається близько 15-20 млн. т нафти [1-5]. У таблиці 2 наведено середньостатистичні показники впровадження цих технологій на нафтових родовищах Російської Федерації.

У ВАТ «ЛУКОЙЛ» проводиться велика робота з впровадження сучасних технологій підвищення нафтогазоконденсатовилучення та інтенсифікації роботи свердловин, що дозволяє щорічно нарощувати об'єми додатково видобутої нафти. Так, тільки в 2003 р. на родовищах дочірніх підприємств ВАТ «ЛУКОЙЛ» із застосуванням різних технологій видобуто 17,7 млн. т нафти, або 28,6 % від загального об'єму видобутку.

У Росії за результатами 2003 року на першому місці за ефективністю застосування знаходиться група фізичних методів – вони забезпечили 64,8 % від додаткового видобутку нафти, за рахунок хімічних методів видобуто 17,2 % і за рахунок гідродинамічних методів –

Таблиця 1 – Розподіл обсягів видобутої нафти за методами підвищення нафтовилучення (МПВ)

Використані МПВ	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Видобута нафта за рахунок МПВ по Росії, всього, тис.т	22512	28212	34213	37182	42558	43108
ГРП						
додатковий видобуток, тис. т	9013	11276	14125	14881	14289	13666
Горизонтальні свердловини						
видобуток нафти із всіх ГС, тис. т	567	1009	1465	2019	3845	4497
Зарізання бокових стовбурів						
видобуток нафти із усіх БС, тис. т	45	60	233	404	1166	1831
Теплові методи						
додатковий видобуток нафти, тис. т	1216	1578	1928	2073	3190	3163
Фізико-хімічні методи						
додатковий видобуток нафти, тис. т	7873	10478	11886	12942	13736	13435
Газові методи						
додатковий видобуток нафти, тис. т	307	220	205	223	226	246
Інші методи						
додатковий видобуток нафти, тис. т	3491	3591	4371	4641	6107	6270



Види робіт

Рисунок 1 – Ефективність методів підвищення нафтовилучення ТОВ "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" в 2001 і 2002 роках

Таблиця 2 – Середньостатистична характеристика результатів застосування потокорегулюючих технологій на родовищах РФ [5]

Успішність робіт, %	Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію, тис. т	Середній приріст дебіту нафти на одну реагуючу свердловину, т/доб	Тривалість ефекту, діб	Середній приріст відборів нафти на одну свердловино-операцію, т/міс
69-86	0,6-5,7	0,3-3,0	650	60-230

18,0 % додаткового видобутку нафти (рисунок 2).

У групі фізичних методів основною є технологія гідророзриву пласта, на яку припадає 84,7 % додаткового видобутку цієї групи. У групі хімічних методів лідирують технології обробки привибійної зони пласта і технології

на основі поліакриламід (ПАА) – відповідно 33,3 % і 32,7 % додаткового видобутку. У групі гідродинамічних методів форсований відбір забезпечив 40,8 %, технології залучення до розробки слабодренованих зон – 37,2 % і циклічне заводнення – 22,0 % додаткового видобутку нафти.

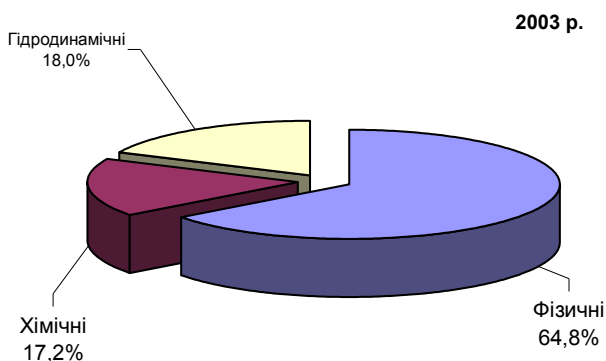


Рисунок 2 – Розподіл видобутку нафти за рахунок методів підвищення нафтовилучення у російських компаніях

У ВАТ «ЛУКОЙЛ» полімерні технології на основі ПАА є провідними в групі хімічних методів підвищення нафтовіддачі, разом з технологіями оброблення привибійної зони. У 2003 р. на підприємствах Компанії проведено 709 свердловино-операцій до застосування полімерних технологій і видобуто додатково 1255 тис. т нафти.

З урахуванням досвіду, накопиченого у ВАТ «ЛУКОЙЛ», вважається, що розвиток технологій підвищення нафтовіддачі пластів в Росії повинен проводитись у таких напрямках:

1) застосування освоєних технологій на інших об'єктах і в інших регіонах на родовищах зі схожими геолого-фізичними характеристиками;

2) вдосконалення існуючих технологій у напрямі зниження витрат на їх застосування (наприклад, зниження вартості буріння бокових горизонтальних стовбурів, застосування дешевших хімреагентів вітчизняного виробництва тощо);

3) перехід від одиничних безсистемних обробок свердловин на більшості об'єктів до обґрунтованого комплексного поетапного чергування різних технологій для дії на поклад як єдине ціле.

Аналіз узагальнених результатів застосування різних технологій нафтогазоконденсатовилучення у ВАТ «Сургутнефтегаз» на свердловинах горизонту ЮС2 в Ханті-Мансійському автономному окрузі (ХМАО) засвідчив, що найбільший приріст видобутку нафти дають горизонтальні свердловини, бокові стовбури і ГРП. Це обумовлено, насамперед, особливостями геологічної будови даних об'єктів: високою зональною і пошаровою неоднорідністю як за фільтраційно-ємнісними властивостями, так і за характером насичення, внаслідок чого при розробці значна частка запасів, що знаходиться в ізольованих лінзах і низькопроникних пропластках, практично не бере участь в процесі фільтрації. Створення протяжних фільтраційних каналів (тріщини ГРП або горизонтального стовбура) різко розширює область активного дронування покладу, підвищує коефіцієнт охоплення і, відповідно, дебіт свердловин.

З метою підвищення ефекту від проведення ГРП в ВАТ «Сургутнефтегаз» почали про-

водити ГРП в горизонтальних свердловинах і бокових стовбурах. В результаті виконаних робіт були отримані достатньо високі показники за кратністю збільшення дебіту свердловин по рідині (в середньому в 4,8 рази) і приросту дебіту нафти (в середньому 10,3 т/доб).

Аналіз впровадження ГРП у ВАТ "ТНК-ВР" свідчить про високу ефективність впровадження даного методу. Детальніші дані наведені на прикладі Кошильського родовища, яке розробляється з 1992р.

Всього за період до 2003 р. на родовищі проведено 139 свердловино-операцій по ГРП на 123 свердловинах (зокрема 16 повторних). Охоплення ГРП склало 57 % від всього добувального фонду з коефіцієнтом успішності заходу 88 %. Основний об'єм робіт був проведений в 2001-2002 рр. при найбільшій кількості проведених операцій (44 %) в 2001 р.

В результаті проведення ГРП додатково видобуто 887,2 тис. т нафти або 6,4 тис. т на одну свердловино-операцію при тривалості ефекту до 83 міс. (в середньому 17 міс.). В той же час по половині свердловин ефект продовжується.

Однією з головних причин завершення ефекту після проведення ГРП є зниження дебіту рідини, що, у свою чергу, пов'язане як з погіршенням енергетичного стану покладу, так і забрудненням ПЗП (сумарно 32,4 % випадків). По частині свердловин закінчення ефекту відбулося внаслідок переведення їх під запомповування (для підтримання пластового тиску – 14 свердловин) або до бездіючого фонду. Збільшення обводненості, що призвело до припинення ефекту, відмічене тільки на шести свердловинах (4,3 %).

Свердловини, на яких проводився ГРП, знаходяться в різних геологічних умовах, тому під час аналізу ефективності гідррозриву пласта оцінювалася товщина глинистої перемички або відстань між нафтонасиченим пластом і найближчим водонасиченим інтервалом.

Перехід найбільшими за запасами нафти родовищ Республіки Білорусь в кінцеву стадію розробки, значна виробленість активних запасів, приурочених до високопродуктивних пластів, висока обводненість видобувної продукції, збільшення частки важковидобувних запасів призвели до зниження об'ємів видобутку [6-7]. Одним із важливих резервів для подолання об'єктивних причин зниження видобутку нафти є проведення геолого-технічних заходів (ГТЗ), що спрямовані на підвищення нафтовилучення і інтенсифікацію видобування нафти. Впродовж останніх років в республіканському унітарному підприємстві (РУП) "ПО "Белоруснефть", досліджувались і впроваджувались різні фізико-хімічні, фізичні методи діяння на пласт і привибійну зону свердловини з метою інтенсифікації видобування нафти і підвищення нафтовилучення. Ефективність впровадження методів підвищення нафтовилучення і інтенсифікації видобування нафти станом на 01.01.2000 р. в РУП "ПО "Белоруснефть" наведені в таблиці 3.

Таблиця 3 – Зведена таблиця ефективності впровадження методів підвищення нафтовилучення і інтенсифікації видобування нафти в ВО “БелНИШНефть”

Найменування методу	Найменування технології	Період впровадження	Кількість св.-операцій	Родовище і поклади, на яких впроваджувались методи впливу	Успішність, %	Середня тривалість ефекту, дб	Додатковий видобуток нафти, т	
							всього	на 1 обр.
<i>Методи впливу на пласт</i>								
Фізико-хімічні методи	Збільшення охоплення пластів заводненням	1985-1998	16	Речицьке, Осташковичське, Вишанське, Мармовицьке, Тишківське	100	385	36390	2274
	Комплексна дія із запомпуюванням багатоб'ємних об'єктів	1983-1998	10	Річицьке, Вишанське, Поліське	100	більше 250	53519	5352
	Електро вплив	1998	11	Березинське, Півд.-Соснівське, Річицьке	64	37	1790	163
Всього за методами впливу на пласт			37	–	–	–	91699	2478
Фізико-хімічні методи інтенсифікації припливу	кислотне оброблення різними типами ПАР	1996-1998	24	всі родовища, що розробляються РУП ПО "Белоруснефть"	70	395	55883	2328
	спрямоване кислотне оброблення	1996-1998	39	з карбонатними колекторами	92	278	44549	1142
	комплексне оброблення	1997-1998	12	з низькопроникними колекторами	100	217	4437	370
	оброблення розчинами глинокислоти	1997-1998	14	з теригенними пластами	64	310	5060	361
	сульфаміно-кислотне оброблення	1998	6	низькопроникні карбонатні пласти	100	137	2110	352
Фізичні методи	електровплив	1996	2	Річицьке (zd)	100	46	134	67
	гідрохвильовий вплив	1997	1	Вишанське (zd)	100	273	164	164
	ультразвуковий вплив	1994-1995	3	Давидовське, Мармовицьке, Річицьке (zd)	33	164	2831	944
Фізико-хімічні методи обмеження водопритоку	водоізоляційні роботи з реагентом “Лігнопол”	1995-1998	32	всі родовища, що розробляються РУП ПО "Белоруснефть"	78	121	52966	1655
	водоізоляційні роботи з відсіченням обводнених інтервалів	1996-1998	115		61	171	275782	2407
Гідро-розрив пласта	гідралічний розрив	1998	2	Річицьке (vr, ln)	100	292	1850	925
	гідрокислотний розрив	1996-1997	4	Красносельське	50	326	7754	1938
Всього за методами впливу на привибійну зону			248	–	–	–	444916	1794

Таблиця 4 – Середньодобовий видобуток нафти в США за рахунок впровадження методів підвищення нафтовилучення

Методи	Видобуток нафти по роках, бар./доб										
	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004
Теплові:	364,6	479,7	464,9	454,2	460,7	418,6	424,1	446,0	417,7	371,5	345,5
Запомповування пари	358,1	468,7	455,5	444,1	454,0	415,8	419,3	439,0	417,7	365,7	340,2
Внутрішньопластове горіння	6,6	10,3	6,5	6,1	4,7	2,5	4,5	4,8	2,8	2,4	1,9
Запомповування гарячої води	-	0,7	2,9	4,0	2,0	0,3	0,3	2,2	0,4	3,4	3,4
Хімічні:	13,4	16,9	22,5	11,9	2,2	1,9	0,14	0,14	1,7	0,06	0,06
Мицелярно-полімерне заводнення	2,7	1,4	1,5	0,7	0,3	0,06	-	-	-	-	-
Полімерно-хімічний вплив	10,2	15,3	21,0	11,2	1,9	1,8	0,14	0,14	1,7	-	-
Запомповування лугів	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Запомповування ПАР	-	-	-	0,02	-	-	-	-	0,06	0,06	0,06
Газовий вплив:	83,01	108,22	131	190,63	298,02	288,63	299,35	313,54	328,76	297,48	317,88
Запомповування вуглеводневих газів (змішуваних та незмішуваних)	14,4	33,77	25,94	55,39	113,07	99,69	96,26	102,05	124,5	95,3	97,3
CO ₂ – змішувани	31,3	28,44	64,19	95,59	144,97	161,49	170,72	179,02	189,49	187,4	205,78
CO ₂ – незмішувани	0,7	1,35	0,42	0,09	0,09	-	-	-	0,07	0,07	0,1
Запомповування азоту	7,17	18,51	19,05	22,26	22,58	23,05	28,02	28,12	14,7	14,7	14,7
Запомповування димових газів (змішуваних та незмішуваних)	29,4	26,15	21,4	17,3	11,0	-	-	-	-	-	-
Інші	-	-	-	-	6,3	4,4	4,35	4,35	-	-	-
Інші (в т.ч. мікробіологічні)	-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-
Всього	460,97	604,79	618,4	656,7	760,91	709,09	723,59	759,65	748,9	668,99	663,45

Фізико-хімічні методи впливу на пласт включають в себе технології регулювання і підвищення об'єму охоплення пластів витісненням шляхом запомповуванням через нагнітальні свердловини потоковідхиляючих агентів і об'ємів розчинів ПАР. За період з 1985–1998 рр. проведено 16 промислових робіт зі збільшення охоплення пластів заводненням. Технологія робіт полягала в запомповуванні в пласт потоковідхиляючих агентів в об'ємі від 280 м³ до 4 тис. м³ (в середньому 2,5 тис. м³). Як потоковідхиляючі агенти застосовувались об'ємівки розчинів гіпану, реніволу, лігнополу, силікату натрію і лужних розчинів.

Комплексна дія на пласт здійснювалась шляхом запомповування потоковідхиляючих агентів, багатооб'ємних об'ємівок ПАР в нагнітальні і простоючі видобувні свердловини, регулювання робочої потужності і обмеження водопритоку з високообводнених видобувних свердловин, збільшення продуктивності низькодебітних свердловин. Дані заходи впроваджені на 10 об'єктах з успішністю 100 %. Додатковий видобуток на одну обробку склав 5352 тонни.

Методом впливу на пласт електричним полем виконано 11 свердловино-операцій з ус-

пінністю 64 % і короткочасним ефектом. Додатковий видобуток нафти від усіх заходів склав 1790 тонн нафти.

Аналізуючи зміну успішності і ефективності робіт з інтенсифікації припливу нафти в часі, можна відмітити, що починаючи з 1991 р. по 1998 р., успішність ГТЗ зросла з 21,7 % до 86,8 %. В той же час приріст дебіту на одну ефективну свердловино-обробку знижувався з 17,9 т/доб до 3,7 т/доб. Зниження приростів дебітів нафти пояснюється тим, що за останні роки обробкам піддавались низькодебітні свердловини, які експлуатують в основному низькопроникні пласти з низькими потенційними можливостями за продуктивністю. При проведенні ГТЗ все більшу частку займають свердловини з низькими базовими дебітами – в межах 1–3 т/доб (до 50 %) і приростами дебіту нафти менше 2 т/доб. Тривалість ефекту для таких свердловин не перевищує 390 діб. Це може бути пов'язано з низьким продуктивним потенціалом більшості експлуатаційних об'єктів, що залягають на родовищах Прип'ятського прогину.

З 1996 по 2001 рік інститут “БелНИПИ-нефть” розробив і впровадив для нафтових родовищ РУП “ПО “Белоруснефть” ряд нових

технологій впливу на пласт. Найбільш широке застосування знайшли такі технології:

- спрямовані кислотні оброблення;
- глинокислотні оброблення;
- сульфамінокислотні оброблення;
- комплексний вплив на пласт;
- поінтервальний вплив на пласт з використанням пакерів;
- кислотні оброблення з використанням гідроударного пристрою.

Технологія впливу на пласт підбирається на стадії планування ГТЗ за геолого-фізичними умовами об'єкта. Впровадження нових технологій з врахуванням такого підходу до вибору технології дало змогу підвищити успішність робіт з інтенсифікації видобування РУП "ПО "Белоруснефть" з 60-65 % в 1995-1996 рр. і до 85 % в 2001-2002 рр. При цьому додатковий видобуток нафти в 2000-2001 рр. на одне виконане оброблення досягнув 2000-2700 тонн, а окупність затрат – 960 %.

Особлива увага в світі приділяється застосуванню так званих третинних методів підвищення нафтовилучення. Так, в США в 70-80-х роках існували спеціальні урядові програми із застосуванням цих методів, використовувався механізм стимулювання нафтових компаній за розробку, випробування і впровадження нових технологій третинних методів [8-12]. Видобування нафти за рахунок EOR збільшувались до середини 90-х років, а потім стабілізувались на рівні 35-37 млн. т/р. При цьому основну частку видобутку забезпечували теплові і газові методи. Кількість діючих проектів поступово зменшувалась з 512 у 1986 році до 147 у 2002 році, особливо по хімічних методах. Однак при цьому постійно збільшувався річний видобуток на один проект. Якщо у 1986 році ця величина становила 61,7 тис. т/проект-рік, то у 2002 році – 237,5 тис. т/проект-рік. Це збільшення забезпечувалося за рахунок переходу до більш масштабних промислових робіт по теплових і газових методах. У відсотковому співвідношенні додатковий видобуток нафти від загального за рахунок EOR методів в США становив 13,4 %.

Нафтові компанії США та Канади впроваджують методи підвищення нафтовилучення при введенні родовища у розробку, після завершення першої або другої стадії розробки пластів. За об'ємами видобутку нафти за рахунок нових методів підвищення нафтовилучення та кількості впроваджених у промислових масштабах проектів США займають перше місце у світі. У 2000 році в США додатковий видобуток нафти за рахунок методів підвищення нафтовилучення становив понад 37,6 млн. т або близько 12 % від загального обсягу видобутку нафти [8].

В інших країнах із значними обсягами впровадження нових методів підвищення нафтовилучення додатковий видобуток нафти у 2000 році тримався на рівні: у Венесуелі – 22,3 млн. т (крім того, до цього числа можна додати ще 7,8 млн. т за рахунок видобутку важких бітумів в поясі Оріноко при діянні на пласт паротепловими методами); в Канаді – 12,1 млн. т

(сюди не входить ще 12,1 млн. т, які видобуваються з бітумінозних пісковиків у відкритих розривах); в Китайській Народній Республіці – 14,6 млн. т.

З усіх методів НГКВ, які використовуються в промислових масштабах, у США в 1998 р. найбільший додатковий видобуток нафти – 58,3 % був отриманий завдяки запомповуванню пари в пласт, 40,8 % - за рахунок газового діяння і лише 0,9 % - за рахунок хімічного діяння. В 1998 р. в США було отримано найбільший додатковий видобуток за останні 20 років за рахунок впровадження методів підвищення НГКВ.

З усіх способів підвищення нафтовилучення найбільш розповсюдженими будуть залишатися – закачування пари та газів. Інші методи, включаючи й хімічні, полімерні, мікробіологічні, зможуть збільшити обсяги впровадження тільки після значного вдосконалення технологій їх застосування.

На сьогоднішній день слід очікувати великого об'єму робіт з підвищення нафтовилучення шляхом закачування CO₂, включаючи використання з цією метою CO₂, яке викидається промисловими підприємствами та тепловими електростанціями. Відмічене пов'язане з тим, що багато країн шукають шляхи зниження CO₂ в атмосфері для запобігання глобальному потеплінню.

В 1970 роках компанія Shell була однією з перших в нафтогазовій галузі, яка розпочала закачування CO₂ для підвищення нафтовилучення.

Заборони на викид в атмосферу CO₂ можуть стати переконливим стимулом для використання його в проектах з підвищення нафтовилучення. Наприклад, канадська нафтова компанія PanCanadian Petroleum Ltd для виконання проекту змішуючого витіснення отримує CO₂ із заводу газифікації синтетичних палив Veulah в Північній Дакоті (США). Раніше CO₂ на заводі викидався в атмосферу. Цей сумісний проект вважається найбільшим в світі, який спрямований на зниження викидів CO₂ в атмосферу. Було підраховано, що впродовж наступних 15 років близько 14 млн. т CO₂ буде запомповано в продуктивні пласти, що дасть змогу підвищити видобуток нафти на родовищі Уейборн (провінція Саскачеван) з 1350 т/доб до 4100 т/доб до 2008 року.

Аналогічні роботи виконуються в США. Раніше CO₂, який викидався в атмосферу на газопереробних заводах Західного Техасу, які розташовані поблизу Пермського басейну, в даний час трубопроводами надходить в цей басейн та використовується для закачування в продуктивні пласти в штатах Техас, Нью-Мексико та Оклахома.

Першим покупцем CO₂ в цьому басейні стала компанія «Екссон USA», яка є оператором із закачування CO₂ на родовищі Шарон Рідж. За останні десять років активну роботу з розширення масштабів використання CO₂ для підвищення нафтовилучення проводить компанія «Shell CO₂ Ко. Лтд.». Цій компанії вдалося

підвищити видобувні можливості CO₂ з родовища – джерела CO₂ МкЕлмо Доум (штат Колорадо) та підвищити пропускну здатність трубопроводів до 28 млн. м³ для подавання на родовища Перського басейну [10].

Одним з кандидатів на великомасштабні об'єми закачування CO₂ є гігантське родовище Спроберри в західному Техасі. На цьому родовищі з початковими запасами 1,35 млрд. тонн за 40 років розробки шляхом заводнення було видобуто близько 12 % нафти. Дослідні роботи із закачування CO₂ при підтримці Міністерства енергетики США стали проводитися з 2000 року.

В штаті Вайомінг можна очікувати введення в розробку ряду родовищ шляхом закачування CO₂. Компанією Howell Petroleum Inc. затверджено пілотний проект на родовищі Sour Lake. В Каліфорнії також є ряд родовищ, на яких закачування CO₂ може дати високі техніко-економічні показники [10].

В більшості випадків при закачуванні CO₂ в продуктивні пласти використовують технологію змішуючого витіснення нафти. При цьому CO₂, який запомповується в пласт, розчиняється в пластовій нафті, знижує її в'язкість та збільшує об'єм, що покращує умови фільтрації нафти до вибою видобувних свердловин.

Найкращі результати із закачування CO₂ досягаються в продуктивних пластах, де відсутній природний водонапірний режим, великі газові шапки та продуктивні породи зі значною тріщиноватістю [9].

Вуглекислий газ можливо запомповувати як в неперервному режимі, так і циклічно із запомповуванням води. Вода, що запомповується, забезпечує вирівнювання фронту просування робочих агентів та попереджує ранній прорив CO₂ до вибою видобувних свердловин. Тривалість між циклами запомповування CO₂ та води залежить від щільності мережі свердловин та може змінюватися від кількох годин до місяців і більше.

Державною нафтовою компанією «Пемекс» (Мексика) виконуються крупномасштабні роботи зі підвищення нафтовилучення шляхом запомповування N₂ на групі морських родовищ в затоці Кампече. За рахунок підтримання пластового тиску шляхом запомповування N₂ компанія розраховує видобути додатково 275 млн. тонн нафти [11].

Важкі нафти залишаються одним з найбільш привабливих об'єктів для видобування з використанням методів підвищення НГКВ. Величезні запаси важкої нафти та бітумів, які залягають у неглибоких пластах, є об'єктами для запомповування пари. В Канаді розроблені перспективні пілотні проекти зі створення режиму гравітаційного дренажу шляхом запомповування пари. В них передбачається буріння одного бокового горизонтального стовбура для запомповування пари над іншими, призначеними для притоку нафти. Проект підготовлений компанією PanCanadian Resources Ltd. для родовища Крістіна Лейк, може до 2009 року забезпечити видобуток нафти 6800-9600 т/доб з 700 горизонтальних свердловин. Впровадження аналогіч-

ного проекту на родовищі Хенгінгстоун компанії Japan Canada Oil Sands Ltd. (Jacos), дозволить в 2006 році довести видобуток нафти до 6850 т/доб. За проектом розробки родовища Firebag Suncor Energy Inc. передбачається підвищити об'єми видобутку нафти від 4800 т/доб в 2004 році до 19200 т/доб до 2010 року [10].

В США перший проект зі створення режиму гравітаційного дренажу шляхом запомповування пари впроваджений компанією Derrick Resources Inc. в 2001 році в штаті Вайомінг, проте він був тимчасово призупинений в зв'язку з невирішеною проблемою утилізації стічної води [10].

Хімічні методи впливу на пласти, включаючи використання полімерів, мають значний потенціал щодо вилучення залишкової нафти, у разі якщо буде забезпечений повний контакт запомповуваних хімічних реагентів з поровою поверхнею пласта. Проте їх запомповування є високовартісною операцією, особливо коли технологія їх використання не достатньо відпрацьована.

Для підвищення нафтовилучення в найближчі роки можуть знайти застосування лужні ПАР та інші хімічні реагенти, які пройшли випробування в минулі роки за умови, що витрати на їх впровадження будуть значно знижені.

В США та Канаді ведуться також дослідження щодо мікробіологічної дії на пласт, які включають впровадження деяких пілотних проектів. Проте цей напрямок підвищення нафтовилучення ще не доведено до промислового впровадження.

Аналізуючи зведені порівняльні результати найбільш поширених технологій нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на родовищах світу і України, які наведені в таблиці 5, можемо зробити такі висновки.

Гідророзрив пласта. Середня успішність по Україні нижча, ніж у інших країнах близько 12 %, середня тривалість ефекту, як і технологічна ефективність в Україні, майже вдвічі менша, ніж у Російській Федерації. Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження ГРП в Україні порівняно з РФ більше ніж у 4,5 разів менша.

Оброблення поверхнево-активними речовинами. Успішність проведення цього виду оброблень в Україні така ж, як і в Республіці Білорусь. Частка видобутку за рахунок впровадження цього методу інтенсифікації видобутку нафти в Україні 41% [6-7].

Кислотні оброблення. Середня успішність по кислотних обробленнях в Україні та в Республіці Білорусь практично не відрізняється (80 % та 86 % відповідно). Середня тривалість ефекту в Україні в 1,7 раз більша, ніж у Республіці Білорусь, хоча технологічна ефективність удвічі менша. Однак частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження інтенсифікації видобутку нафти становить для України 26,5 %.

Термічні та термохімічні оброблення. Додатковий видобуток за рахунок впровадження цих методів по Україні – 5 % у РФ – 7,3%.

Таблиця 5 – Зведені порівняльні результати найбільш поширених технологій нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти на родовищах світу і України

Технології інтенсифікації нафтовидобутку та підвищення нафтовилучення	Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження технологій підвищення нафтовилучення чи інтенсифікації видобутку нафти, %			
	країни			
	Україна (1998-2006)	Білорусь (1996-2002)	Росія (1998-2004)	США, Канада (1994-2004)
Гідророзрив пласта	12	11,4	54,8	
Оброблення поверхнево-активними речовинами	41	38		
Кислотні оброблення	26,5	22,1	5,72	0,8
Термічні та термохімічні оброблення	5		7,3	
Електро вплив		9,52		
Внутрішньопластове горіння	0,019			0,29
Форсований відбір рідини	0,01		9,63	
Газові методи (запомповування CO ₂ , азоту та інших газів)			0,57	40,8
Зарізання бокових стовбурів у свердловинах			4,24	
Водоізоляція, обмеження водоприпливів		2,01	5,62	
Нестаціонарне заводнення	8,373		3,96	
Залучення до розробки слабкодренованих зон	1,815	3,6	6,7	0,15
Запомповування гарячої води (пари)	0,01			51,2
Інші методи	5,273	8,07	1,46	6,76

Нестаціонарне заводнення. Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження цього методу нафтовилучення в Україні – 8,37 %, у РФ – 3,96 %.

Залучення до розробки слабкодренованих зон. Успішність використання цього методу максимальна у Республіці Білорусь (100 %). У РФ та по дальньому зарубіжжі успішність проведення технології однакова і становить у середньому 77 %. Найбільша частка у додатковому видобутку нафти за рахунок впровадження методу в РФ (6,7%).

Форсований відбір рідини. Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження цього методу підвищення нафтовилучення в Україні – 0,01 %, у РФ – 9,63 %.

Газові методи. Частка у додатковому видобутку за рахунок впровадження цього методу підвищення нафтовилучення в США, Канаді – 40,8 %, в РФ – 0,57 %.

Комплексна загальна оцінка зведеної таблиці свідчить, що основні показники проведення ГТЗ, такі як успішність проведення робіт, середня тривалість ефекту, технологічна ефективність та кратність підвищення дебіту в Україні суттєво нижчі від аналогічних показників у Республіці Білорусь, РФ та по дальньому зарубіжжі (США, Канада). Тому для підвищення видобутку вуглеводнів слід не тільки збільшувати обсяги впровадження технологій НГКВ на родовищах НАК "Нафтогаз України", а й

підвищувати якість існуючих технологій до світового рівня.

Серед відомих методів підвищення нафтовилучення на увагу заслуговують фізико-хімічні методи, які характеризуються технологічною та техніко-економічною ефективністю. Актуальним питанням є підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки родовищ із залученням в розробку ціликів нафти із слабкодренованих ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла, і вилучення мікрозащемленої залишкової нафти з обводнених пластів. У заводнених пластах залишається мікрозащемлена нафта, пов'язана з неповним витісненням нафти водою із пористого середовища, і макрозащемлена нафта в ділянках пласта з початковою нафтонасиченістю, які слабо дренивались і які вода обійшла. У зв'язку з виснаженням основних за запасами нафти родовищ Передкарпаття і відсутністю нових великих родовищ, які би компенсували зниження видобутку нафти із "старих" родовищ, актуальною є проблема вилучення залишкової нафти з обводнених пластів. Вирішення проблеми видобування залишкової нафти з виснажених обводнених нафтових родовищ пов'язане із застосуванням ефективних методів діяння на обводнені нафтові пласти і привибійну зону свердловин з метою зменшення залишкової нафтонасиченості пористого середовища та інтенсифікації припливу нафти до свердловин.

Виконаний аналіз свідчить про наявність значної кількості методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування нафти з родовищ. На завершальній стадії розробки в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи збільшення нафтовилучення. Застосування гідродинамічних методів 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 на слабкодреновані та невироблені зони родовища є технологічно ефективним напрямком підвищення нафтовилучення. Проте широке впровадження їх обмежується техніко-економічними показниками і не може бути рекомендоване на всіх родовищах через великі глибини залягання покладів, низькі дебіти нафти, низьку приймальність нагнітальних свердловин, а також незначні запаси нафти. Гідродинамічні методи не в повній мірі забезпечують вилучення мікрозащемленої нафти з обводнених пластів. Тому застосування гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення з виснажених обводнених родовищ є обмеженим.

Серед третинних методів підвищення нафтовилучення на увагу заслуговують фізико-хімічні методи. Проте застосування фізико-хімічних методів вимагає вирішення ряду питань і вивчення процесів на дослідних ділянках. Питання застосування фізико-хімічних методів, зокрема ПАР, для збільшення нафтовилучення та інтенсифікації нафтовидобування містить низку суперечливих аспектів. З одного боку, – це необхідність і можливість збільшення коефіцієнта нафтовилучення виснажених і обводнених родовищ, що спонукає до глибокого вивчення проблеми, а, з іншого, – наявність ряду несприятливих факторів (питання екології, постачання та якості хімреагентів, наявності неохідного обладнання), що значною мірою ускладнює вирішення питання застосування поверхнево-активних систем для видобування нафти з виснажених обводнених родовищ.

На сьогодні існують сприятливі умови для використання фізико-хімічних методів інтенсифікації нафтовидобування. Випускається ціла низка ПАР, які за своїми властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною дешевші. Тому є можливість вибрати за результатами дослідження такі ПАР, чи композиції ПАР, які будуть найбільш ефективними для геолого-промислових умов конкретних родовищ.

Відомі склади ПАР і технології їх застосування розроблені для родовищ, які знаходяться на початкових стадіях розробки. Завершальна стадія розробки родовищ характеризується рядом специфічних особливостей, які ускладнюють процес видобування нафти (виснаження пластової енергії, висока обводненість пластової продукції, погіршення стану привибійної зони пласта, інтенсифікація корозійних процесів, солевідкладення та інші). Тому фізико-хімічні методи, які застосовувались на ранніх стадіях розробки родовищ, не повністю прида-

тні для впровадження на родовищах, які вступили в завершальну стадію розробки. Це і обґрунтовує необхідність проведення додаткових досліджень застосування фізико-хімічних методів для інтенсифікації видобування нафти на завершальній стадії розробки родовищ.

Література

- 1 Иллюзия благополучия // Нефтегазовая вертикаль. – №4(143), 2006р. – С 27-35.
- 2 <http://www.tpprf.ru/ru/main/committee/komener/zd/>
- 3 www.ogbus.ru/authors/Sharifullina/Sharifullina_1.pdf
- 4 Применение потокорегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С 98-109 .
- 5 Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений [Текст] // Труды международного симпозиума. – М.: Институт нефтяного бизнеса, 2004. – 303 с.
- 6 Стратегия развития нефтедобывающей промышленности Республики Беларусь на 2000-2015 годы [Текст] // Материалы научно-практической конференции (14-17 сентября 1999г.) – Гомель: ПО “Белоруснефть”, 1999. – 448 с.
- 7 Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения // Материалы научно-практической конференции (22-24 мая 2002г.) – Гомель: РУП “ПО “Беларуснефть”, 2003. – 593 с.
- 8 Guntis Moritis. New companies, infrastructure, projects//Oil and Gas Journal. –2001. – May 14. – P.68-73.
- 9 Oil and Gas Journal/March 20, 2000.
- 10 Guntis Moritis. California steam EOR produces less; other EOR continues//Oil and Gas Journal. –2002. – April 15. – P.43-47.
- 11 Oil and Gas Journal/December 13, 1999.
- 12 U.S. Crude Oil, Natural Gas, Natural Gas Liquids Reserves, 2001 Annual Report Energi Information Administration. Wachington. Office of Oil end Gas. U.S. Department of Energy.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.03.14

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