

УДК 622.276.7:62-503.56

Л.Ю. БОДАЧІВСЬКА, Г.С. ПОП, докт. хім. наук (Інститут біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України),
І.В. БЕЙКО, докт. техн. наук (Київський національний університет імені Тараса Шевченка)

ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НИЗЬКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ

На базі експериментальних даних розроблено метод багатокритеріальної оптимізації екобезпечних композицій технологічних систем глушіння свердловин в умовах низьких пластових тисків. Створена математично-комп'ютерна модель оптимізації дозволяє здійснювати оперативний пошук оптимальних рішень за будь-яких змін складу і числа компонентів для досягнення заданих властивостей у бажаних межах їх варіювання.

У процесі будівництва, експлуатації та проведення різних видів робіт на свердловинах через використання недосконалих технологічних рідин проходить глибока, а часто — незворотня кольматація порового середовища навколосвердловинної зони, яка призводить до суттєвого зниження продуктивності свердловин. Особливо це є характерним для глушіння свердловин — одного з найбільш важливих і відповідальних технологічних процесів, пов'язаних із безпосереднім впливом на привибійну зону покладів.

Глушіння являє собою комплекс робіт з підбору і приготування спеціальних робочих систем (рідини, гелі, емульсії, суспензії або їх суміші та комбінації), умов і порядку їх нагнітання у свердловину для забезпечення необхідного протитиску на продуктивний пласт і можливості безпечного проведення ремонтних робіт. При цьому, зазвичай, рідина глушіння чи фільтрат проникають у продуктивний пласт, що призводить до зміни фільтраційних властивостей привибійної зони свердловин (ПЗС). Тому, поруч із якісним проведенням ремонтних робіт, одним із найважливіших завдань бригади капітального ремонту свердловин є збереження природних фільтраційно-емнісних властивостей колекторів. Визначальним фактором досягнення цієї мети є використання науково обгрунтованих ефективних технологічних дисперсних систем.

Головними особливостями технологічних систем (ТС) є багатофункційність, багатокомпонентність і параметрична складність великого числа реально використовуваних показників найрізноманітніших властивостей. Ці особливості накладаються на традиційне різноманіття геолого-технічних умов проведення робіт і пов'язане з усім цим розмаїття альтернатив при виборі показників властивостей технологічних розчинів, що підлягають обов'язковому регламентуванню, а також при виборі значень цих показників, тобто встановленні раціональних меж їхньої зміни в процесі проведення робіт.

Для оцінки ефективності виконання розчином своїх функцій використовуються десятки різних показників. При цьому очевидно, що судити про якість можна лише за сукупністю впливу показників, кількість яких — чисельна. У зв'язку з цим виникає необхідність об'єднання показників властивостей розчинів в один узагальнений показник — функцію якості [1].

Водночас, як відомо, якість є сумарною характеристикою, що одержується шляхом суперпозиції властивостей окремих компонентів з регламентованими (бажаними) значеннями, фактичні значення яких змінюються не адитивно, а за індивідуальними законами. Таким чином, за різних значень показників властивостей якість одного і того ж розчину буде різною. Науково обгрунтованого підходу до розв'язання цієї задачі та регламентування показників технологічних розчинів, відповідно до практичних потреб, досі не визначено.

За відсутності фізико-хімічної теорії створення технологічних систем із заданими властивостями, загальноприйнятий емпіричний підбір, що базується виключно на експериментальних залежностях, є надто складним, потребує проведення сотень тисяч експериментів і часто виявляється недостатньо ефективним в реальних умовах застосування [2]. Вочевидь, найбільш ефективним і, напевно, єдиним способом вирішення цієї проблеми є використання сучасних інформаційних технологій, що базуються на мінімальному і водночас достатньому обсязі експериментального матеріалу для рішення оптимізаційної задачі. У цьому зв'язку цілеспрямоване одержання ТС з визначеними властивостями є актуальним у загальнонауковому плані, а створення технологічних аспектів їх застосування для глушіння свердловин має винятково важливе народногосподарське значення.

Метою даної роботи є оптимізація технологічних систем глушіння свердловин в умовах

низьких пластових тисків. Для досягнення цієї мети необхідно розв'язати такі задачі:

1. Проаналізувати відомі ТС глушіння свердловин та методи їх оптимізації.

2. Створити найбільш ефективні екобезпечні композиції ТС глушіння та відшукати причинно-наслідкові залежності між складовими і властивостями дисперсних систем.

3. Розробити багатокритеріальний метод оптимізації технологічних систем із заданими властивостями.

На сьогодні незалежно від природи використовуваних систем технологічна схема тимчасової ізоляції продуктивного покладу і глушіння свердловин майже однакова і передбачає такі операції:

- відтиснення вуглеводневої продукції зі стовбура свердловин буферною рідиною;

- перекриття розкритого інтервалу продуктивного покладу блокуючою рідиною;

- протискування буферної та блокуючої рідин і заповнення стовбура свердловини мінералізованою чи технічною водою, полегшеними дисперсними системами та іншими відповідними робочими рідинами глушіння.

В науково-технічній літературі описано велику кількість блокуючих дисперсних систем. За фільністю їх розподілено на дві великі групи: на водній та вуглеводневій основах.

Використання блокуючих дисперсних систем на водній основі призводить до проникнення твердих часток, води чи водних фільтратів у продуктивний пласт, погіршення його фільтраційно-ємнісних характеристик і, як наслідок, зниження продуктивності свердловин та втрати вуглеводневої продукції через тривале освоєння і довгостроковий вихід свердловин на доремонтний дебіт. З огляду на це за останні роки в практиці глушіння свердловин все активніше впроваджуються дисперсні системи на вуглеводневій основі.

До рідин на вуглеводневій основі належать вапняно-бітумні, нафтові та різного типу інвертні дисперсні системи (ІДС), які являють собою двох- чи трьохфазові багатокомпонентні склади із зовнішнім вуглеводневим середовищем. Для їхнього емульгування і стабілізації використовують, зазвичай, органічні ПАР, рідше — високодисперсні неорганічні тверді речовини (крейду, аеросил, вапно тощо). Серед ІДС найбільшого поширення як блокуючі системи одержали зворотні емульсії [2].

Використання зворотних дисперсій (емульсії, суспензії та їхні суміші) як блокуючих рідин засноване на тому, що глобули води чи/та твердих

наповнювачів у вуглеводнях ефективно перекривають обводнену частину колектора з розмірами фільтраційних каналів понад 100 мкм, а в разі проникнення в продуктивний пласт легко витісняються з порового середовища спорідненою пластовою вуглеводневою продукцією, яка поступає у свердловину при освоєнні.

Відомі зворотні емульсії потребують значних кількостей вуглеводнів і базуються на використанні ПАР нафтохімічного походження, що мають низьку біорозкладаваність (10-30%). Підвищення вимог до екологічної безпеки використовуваних композицій сприяли пошуку і розробці нових екологічно безпечних ТС.

Базуючись на концепції "збалансованого світу" й "усталеного розвитку", розроблюваних у рамках стратегічної концепції НАК "Нафтогаз України" та ВАТ "Газпром", для досягнення поставленої мети нами проведено систематичні дослідження колоїдно-хімічних і технологічних властивостей олеофільних дисперсних систем на основі рослинних олій, продуктів їх очистки та хімічних перетворень. За основу взято інвертні системи, які містять понад 70% водної фази, невелику кількість вуглеводнів (5-15%), понад 1% залишкової олії, а також ПАР рослинного походження (0,5-2%), які є одними з основних структурних компонентів ліпідного матриксу біологічних мембран і мембраноподібних органел.

Завдяки різноманітності унікальних властивостей синтезованих ПАР у поєднанні з рослинними фосфоліпідами розв'язання поставленої задачі пошуку екологічно чистих продуктів, які асимілюються біосферою, зводиться до розробки оптимальної технологічної схеми компаундування та модифікації систем таким чином, щоб результат їх інтегральної взаємодії з біосферою обмежувався, насамкінець, легким і швидким біорозкладом.

Реалізуючи цей напрям, експериментальним шляхом розроблено низку прямих і зворотних емульсій та емульсійно-суспензійних систем [4, 5]. Підбором інгредієнтів ТС, чисельними і тривалими дослідженнями показано можливість регулювання їх реологічних властивостей і стійкості за окремо взятими критеріями ефективності. Проте так і не вдалося досягти бажаних властивостей за всіма складовими ТС.

Відомі способи оптимізації багатокомпонентних технологічних систем шляхом побудови емпіричних залежностей між значеннями причинних факторів та їх наслідків з використанням методів параметричної оптимізації, зокрема, методу

для побудови частинних причинно-наслідкових залежностей $y=f_1(x_i)$, $I=1, \dots, n$ як складових функцій Брандона — $y=Yf_1(x_1)f_2(x_2)\dots f_n(x_n)$. При цьому кожна з функцій $f_i(x_i)$ вважається функцією лише одного аргументу x_i і підбір емпіричних формул функції однієї незалежної змінної здійснюють методом найменших квадратів [6].

Недоліком цього способу є обмеженість гіпотетичної причинно-наслідкової залежності між множиною причинних факторів та наявністю багатокритеріальності наслідкових факторів y_1, y_2, \dots, y_m , тобто зведення завдання до розв'язку однокритеріальної задачі оптимізації багатокомпонентної технологічної системи.

Найбільш ефективним з поміж відомих розв'язків за сукупністю розглядуваних ознак є спосіб оптимізації технологічного процесу за множиною критеріїв y_1, y_2, \dots, y_N з використанням "параметричного" методу [3], в якому вихідні критерії y_1, y_2, \dots, y_N згортаються в їх зважену суму $F(y_1, y_2, \dots, y_N) = \sum_{i=1..N} \omega_i y_i$, $\sum_{i=1..N} \omega_i = 1$, $\omega_i \geq 0$, з подальшим знаходженням оптимального розв'язку для зваженого критерію оптимальності F і визначенням єдиного розв'язку із множини Парето за допомогою мінімізації відстані $\|y - y_{\min}\|$ до вибраного "найбільш бажаного" значення y_{\min} . Проте цей спосіб не дозволяє адекватно визначити вагові коефіцієнти ω_i для різнорідних критеріїв y_1, y_2, \dots, y_N . Проблематичним є і визначення "найбільш бажаного" значення y_{\min} .

В даній роботі на базі експериментальних даних розроблено метод багатокритеріальної оптимізації ТС за всіма критеріями ефективності.

Побудова моделі процесу глушіння емульсійно-суспензійними системами базується на розрахунках показників технологічного режиму експлуатації свердловин та відшуканні причинно-наслідкових залежностей між багатокомпонентними складовими системи та їх властивостями.

Рівняння матеріального балансу для газового покладу при газовому режимі експлуатації має вигляд [6]:

$$p_1 p_2 p_3 / p_8 = p_1 p_2 v_1(t) / v_2 [v_1(t)] + p_4 (p_5 / p_6) p_7 \quad (1)$$

чи в дифференційній формі:

$$d\varpi_1(t)/dt = (p_1 p_2 / p_4 p_5 / p_6) d/dt \cdot [v_1(t) / v_2(v_1(t))] \quad (2)$$

де $\varpi_1(t)$ — дебіт газу (приведений до стандартних умов) родовища в момент часу t ; p_1 — середня газонасиченість; p_2 — початковий об'єм порового

простору газового родовища; $p_3, v_1(t), p_4$ — тиски, відповідно початковий, поточний пластовий в момент часу t і атмосферний; p_5, p_6 — температура, відповідно пластова і стандартна, p_7 — видобута сумарна кількість газу з родовища в момент часу t ; $p_8, v_2[v_1(t)]$ — коефіцієнт надстисливості газу, відповідно початковий і поточний, який є функцією тиску, температури та складу газу. Його знаходять за номограмами розрахункових приведених тиску $v_3(t)$ і температури $v_4(t)$:

$$\begin{aligned} v_3(t) &= v_1(t) / p_9, \quad v_4(t) = v_5(t) / p_{10}, \\ v_5(t) &= v_6(t) + 273,15, \\ v_6(t) &= (v_7(t) - v_8(t)) / \ln(v_7(t) / v_8(t)), \end{aligned}$$

де $v_5(t)$ — середня критична температура в момент часу t ; $v_6(t)$ — середня температура в момент часу t ; $v_7(t)$ — температура на вибої в момент часу t ; $v_8(t)$ — температура на гирлі в момент часу t ; p_9 — критичний пластовий тиск, p_{10} — критична температура.

Розрахунок основних показників енергозберігаючого технологічного режиму роботи свердловин визначається, виходячи із граничного енергозберігаючого дебіту $\varpi_{11}(t)$ відповідно до поточного дебіту $\varpi_1(t)$, як $\varpi_1(t) \leq \varpi_{11}(t)$, що відповідає верхній межі закону Дарсі рівняння притоку газу:

$$v_1^2(t) - v_9^2(t) = p_{11} \varpi_{11}(t), \quad (3)$$

$$p_{11} = p_{12} p_4 \ln(p_{13} / p_{14}) / p_{15} p_{16} p_{17}, \quad (4)$$

де p_{11} — коефіцієнт фільтраційного опору, p_{12} — в'язкість газу, p_{13} — радіус кругового контура свердловини; p_{14} — радіус свердловини, $p_{15} - \pi$, p_{16} — проникність колектора, p_{17} — вибій свердловини.

З рівняння матеріального балансу розраховуємо поточний пластовий тиск:

$$v_1(t) = v_2(t) (p_3 / p_8 - v_{13}(t) / (p_1 p_2 p_6 / p_4 p_5)) \quad (5)$$

При відомій залежності річного відбору газу в часі $N(t)$ добута кількість газу в кожний момент часу визначається:

$$p_7 = \int_{0, \dots, t} N(t) dt. \quad (6)$$

Знаючи зміни в часі пластового тиску та дебіту, з рівняння припливу газу розраховуємо депресію пласта:

$$v_{11}(t) = v_1(t) \cdot \sqrt{v_1^2(t) - v_{12}(t) \varpi_1(t) - p_{28} \varpi_1(t) \varpi_{12}(t)}. \quad (7)$$

У випадку підтягування контурної води чи утворення конуса підошвенної води і обумовленого нею руйнування породи — колектора приви-

бієної зони, ми передбачаємо, що експлуатація свердловини ведеться в режимі постійної допустимої депресії на пласт $v_{11}(t) = \text{const}$.

За таких умов тиск на вибої свердловини визначається за формулою:

$$v_9(t) = v_1(t) - v_{11}(t). \quad (8)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору p_{23} розраховуємо, залежно від коефіцієнта газонасиченості α_1 , виходячи зі значень числа Рейнольдса Re :

$$p_{23} = 0,6 / Re^{0,315} \text{ при } p_1 \leq 0,442, \quad (9)$$

$$p_{23} = (1,13 - 1,2 p_1) / Re^{0,315} \text{ при } p_1 > 0,442, \quad (10)$$

$$Re = p_{24} p_{27} p_{21} / p_{12}, \quad (11)$$

$$p_{27} = p_{25}^4 / p_{15} p_{24}^2 \quad (12)$$

де p_{27} – середня швидкість руху газу по НКТ, p_{24} – внутрішній діаметр НКТ, p_{25} – видобуток газу в часі $\text{см}^3/\text{с}$.

Тоді тиск на гирлі свердловини знаходимо за рівнянням:

$$v_{10}(t) = \sqrt{(v_9^2(t) - p_{26} w_{11}^2(t)) / p_{18}^{2p_{19}}}, \quad (13)$$

де $p_{26} = 1,33 \cdot 10^{-2} p_{23} (v_2^2(t) v_5^2(t) (p_{18}^{2p_{19}} - 1) / p_{24}^3)$, $p_{19} = 0,03415 p_{20} p_{17} / v_2(t) v_5(t)$, $p_{20} = p_{21} / p_{22}$, p_{18} – основа натурального логарифму, p_{20} – приведена густина газу, p_{21} – густина газу, p_{22} – густина повітря ($1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Залежність між дебітом і обчисленими параметрами експлуатації свердловини (рівняння (1)-(13)) подамо у вигляді:

$$v_9^2(t) = v_{10}^2(t) p_{18}^{2p_{19}} + p_{26} w_{11}(t). \quad (14)$$

Розв'язуючи рівняння (13) і (3), отримуємо рівняння для розрахунку поточних дебітів:

$$w_{11}(t) = (\sqrt{p_{11}^2 + 4 p_{26} [v_1^2(t) - v_{10}^2(t) p_{18}^{2p_{19}}]} - p_{11}) / 2 p_{26}. \quad (15)$$

Згідно з формулами (1)-(15), побудована модель та комп'ютерна програма обчислення параметрів свердловини сеноманського покладу Ямбурзького ГКР. Одержані розрахункові й експериментальні величини для свердловини №1087 сеноманського покладу Ямбурзького ГКР наведено в табл. 1.

Оптимізація складів систем глушіння з визначеними властивостями, відповідно до умов застосування, полягає у підборі інвертних емульсій з мінімальними густиною, фільтраційними втратами і міжфазовим натягом, високою стійкістю до розділення фаз і оптимальною в'язкістю, залежно від призначення і місцезнаходження системи у свердловині. Процес глушіння проводиться послідовним помпуванням у зону

Таблиця 1. Параметри свердловини №1087 сеноманського покладу Ямбурзького ГКР

Назва параметрів свердловин	Одиниці виміру	Позначення	Значення параметрів
Пластовий тиск	МПа	$v_1(t)$	5,25
Тиск на вибої	МПа	$v_7(t)$	4,80
Тиск на гирлі	МПа	$v_{10}(t)$	4,29
Коефіцієнт фільтраційного опору	-	p_{11}	0,0198
Температура пластова	°С	$v_4(t)$	33
Температура на гирлі	°С	$v_8(t)$	12
Газонасиченість	масова частка	α_1	0,6177
Густина газу	$\text{кг}/\text{м}^3$	p_1	0,560
В'язкість газу	Па·с	p_{12}	0,0267
Коефіцієнт надстигливості газу	-	$v_2(t)$	0,923
Коефіцієнт гідравлічного опору в НКТ	-	p_{23}	0,028
Вибій свердловини	м	p_{17}	1110
Пористість колектора	%	p_{30}	25,3
Проникивість колектора	мкм^2	p_{16}	0,29
Діаметр НКТ/товщина стінки труби	мм	p_{24}	168/9
Діаметр обсадної колони/товщина стінки труби	мм	p_{31}	219/11

перфорації структурованої інвертної суспензії надлегких мікросфер, з витримкою для формування тиксотропної структури з мінімальною адгезією до порового середовища колектора продуктивного шару, з подальшим заповненням стовбура свердловини малов'язкою дисперсією меншої густини з адгезією, що перевищує когезійну міцність системи.

При помпуванні емульсії тиск на вибої свердловини $v_9(t)$ в момент урівноваження стовпів у НКТ і затрубному просторі становить:

$$v_9(t) = p_{33} - p_{34} \quad (16)$$

Звідси знаходимо статичний тиск стовпа емульсійно-суспензійної системи p_{33} і втрати на тертя при русі системи p_{34} :

$$p_{33} = p_{32} g p_{17} \quad (17)$$

$$p_{34} = p_{35} + p_{36} \quad (18)$$

де p_{35} і p_{36} – гідравлічні втрати, відповідно в НКТ і штуцері, при продавці емульсійно-суспензійної системи, які розраховуються за такими залежностями:

$$p_{35} = 8,26 p_{23} p_{32} p_{17} p_{37}^2 p_{38} / p_{45}^2, \quad (19)$$

$$p_{36} = 0,9 p_{32} p_{37}^2 / 2g p_{39}^2 / p_{40}, \quad (20)$$

де 8,26 – коефіцієнт розмірності, p_{23} – коефіцієнт тертя (0,02-0,03), p_{32} – густина емульсії, p_{17} – довжина НКТ, p_{37} – потужність насосного агрегату, p_{38} – дослідно-промисловий коефіцієнт (2-2,3), p_{24} – внутрішній діаметр колони НКТ, g – прискорення вільного падіння ($9,8 \text{ м}/\text{с}^2$),

p_{39} — площа перерізу штуцера, p_{40} — коефіцієнт при продавці системи через штуцер (0,85-0,9).

Оскільки припустима репресія p_{41} для сеноманського покладу становить 1,1÷1,5 МПа [7], густину емульсії, з урахуванням гідравлічних втрат при русі системи, розраховуємо за формулою:

$$p_{32} = p_{41} v_1(t) / gp_{17}. \quad (21)$$

Виходячи із властивостей систем і послідовності операцій, розглянемо задачу оптимізації технологічних систем глушіння свердловини в умовах високопроникних колекторів і низьких пластових тисків, яка включає оптимізацію багатокритеріальної блокуючої системи та оптимізацію дисперсії для заповнення стовбура свердловини за їх складами (вхідні параметри X_i) і чисельними властивостями (вихідні параметри Y_i).

Полегшені блокуюча (система 1) та заповнююча (система 2) емульсійно-суспензійні системи складаються з води, вуглеводневої фази, олії, газонаповнених мікросфер, емульгатора і співемульгатора. Відповідно, вхідними параметрами X_i є такі кількісні характеристики її складників: X_1 — вода; X_2 — вуглеводнева фаза; X_3 — олія; X_4 — мікросфери; X_5 — емульгатор; X_6 — співемульгатор.

Найважливішими вихідними параметрами Y_i виступають властивості розглядуваних емульсійно-суспензійних систем — в'язкість, СНЗ_{1/10}, густина, стійкість, електростабільність, міжфазовий натяг, фільтрація. Вони залежать від складу дисперсних систем і задаються умовами, які забезпечують швидке приготування якісних композицій та ефективне глушіння свердловин. Відповідно, системи 1 — $Y^{1opt} = (Y_1^{1opt}, Y_2^{1opt}, Y_3^{1opt}, Y_4^{1opt}, Y_5^{1opt}, Y_6^{1opt}, Y_7^{1opt})$ і 2 — $Y^{2opt} = (Y_1^{2opt}, Y_2^{2opt}, Y_3^{2opt}, Y_4^{2opt}, Y_5^{2opt}, Y_6^{2opt})$, повинні мати такі числові характеристики:

Показники	Значення показників для систем:			
	1 (блокуюча)	позначення	2 (заповнююча)	позначення
В'язкість, Па·с	1,0	Y_1^1	0,70	Y_1^2
Густина, кг/м ³	590	Y_2^1	530	Y_2^2
Відділення вуглеводневої фази, % об./добу	0	Y_3^1	0	Y_3^2
Електростабільність, В	≥250	Y_4^1	≥150	Y_4^2
Міжфазовий натяг на межі розділу "водний розчин-олійна фаза", мН/м	0,1-1,0	Y_5^1	0,1-1,0	Y_5^2
Фільтрація, см ³ /30 хв.	0	Y_6^1	0	Y_6^2
Статичне напруження зсуву СНЗ, нс. зПа	18/41	Y_7^1	4,6/7,1	Y_7^2

Оптимальні склади X^{iopt} систем 1 і 2:

$$X^{1opt} = X_1^{1opt}, X_2^{1opt}, X_3^{1opt}, X_4^{1opt}, X_5^{1opt}, X_6^{1opt}, X_7^{1opt} = X_1^{2opt}, X_2^{2opt}, X_3^{2opt}, X_4^{2opt}, X_5^{2opt}, X_6^{2opt}$$

знайдені як розв'язок оптимізаційної задачі:

$$\min F(x) = \sqrt{\sum_{i=1, \dots, p} (Y^{iopt} - F_i(x^i))^2}, \quad x \in X^d, \\ X^d = \{x \mid \sum_{i=1, \dots, 6} X^i = 100\}$$

із відомими, експериментально знайденими залежностями між вхідними та вихідними параметрами $F_i(x^i)$:

$$Y^{iopt} = F(X^{iopt}).$$

Для відшукування оптимального розв'язку скористаємося градієнтним методом і крок за кроком розробимо алгоритм багатокритеріального методу встановлення оптимального складу систем із заданими властивостями

$$x^{k+1} = x^k - \lambda \nabla_{x_i} F(x^k) / \|\Sigma \nabla_{x_i} F^2(x^k)\|$$

зі спеціальною процедурою вибору кроку λ , який забезпечує збіжність

$$\|\nabla F(x^k)\| \rightarrow 0 \text{ при } k \rightarrow \infty,$$

а саме, якщо нерівність $F(x^{k+1}) \leq F(x^k) - S\lambda^2$ не виконується, то зменшуємо значення λ ($S > 0$ — параметр алгоритму).

За всіх k буде виконуватись нерівність

$$F(x^{k+1}) \leq F(x^k) - S (\|\nabla_{x_i} F(x^k)\|^2 - S)^2 / (2(\nabla_{x_i}^2 F(x^k) \|\nabla_{x_i} F(x^k)\|^4).$$

і тому даний алгоритм збігається до екстремального розв'язку.

Результати розрахунків з підбору параметрів системи глушіння наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Оптимальний склад емульсійно-суспензійних систем

№ системи	Вода, % об.	Средня розчиня, % об.	Олія, % об.	Мікросфера, % об.	Емульгатор, % об.	Співемульгатор, % об.	В'язкість Па·с	Густина, кг/м ³	Відділення вуглеводневої фази, % об./добу	Електростабільність, В	Міжфазовий натяг, мН/м	Фільтрація, см ³ /30 хв	СНЗ 1/10хв
	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7
1	12	37	7	40	3	1	1,0	560	0	380	1	0	18,6/41,7
2	10	32	6	48	3,5	0,5	0,70	530	0	330	1	0	4,6/7,1

Як впливає з даних табл. 2, оптимізовані склади обидвох емульсійно-суспензійних систем забезпечують оптимальні параметри на всій ефективній підмножині технологічного процесу глушіння свердловини в умовах низьких пластових тисків. Проведені дослідно-промислові роботи підтвердили справедливості даного способу і високу ефективність оптимізованих систем. Свердловина №1087, яку не вдавалося заглушити триразовим глушінням відомою інвертною дисперсією "Емультон" на основі органобентоніту, заглушена з рівнем рідини на гирлі з першого разу. Втрат через поглинання не відмічалось, хоча матеріальні витрати, внаслідок руйнування привибійної зони свердловини і створену кавернозність, на 24% перевищили запланований обсяг блокуючої системи (співвідно-

шення об'ємів закачаної системи і свердловини 1,24). Підтвердженням відсутності поглинання є зменшення часу глушіння та освоєння свердловин у порівнянні з базовою технологією в 3-3,5 разу при виході на доремонтний технологічний дебіт одразу після завершення ремонтних робіт. Фактичний економічний ефект від впровадження технології становив понад 130 тис. дол. США.

Висновки

1. На основі відновлюваної рослинної сировини створено низку прямих і зворотних емульсій, суспензій та їх сумішей. Знайдено причинно-наслідкову залежність між їх чисельними складовими та колоїдно-хімічними і технологічними властивостями.

2. Виходячи зі встановлених параметричних залежностей вперше розроблено багатокритеріальний метод оптимізації складу технологічних систем відповідно до заданих (регламентованих) властивостей. Показано можливість оперативного пошуку оптимальних рішень за будь-яких змін складу і числа аналізованих компонентів із заданими умовами в бажаних межах їхнього варіювання з урахуванням наявності реагентів та практичних потреб. У процесі проведення робіт користувач (технолог, оператор) може здійснювати вибір оптимальних складів систем з урахуванням наявності реагентів та нагальних потреб, відповідно до змін геолого-технічних умов та перебігу процесу глушіння свердловин.

1. Чубик П.С., Вылегжанин О.Н., Глинкин В.В. Автоматизированный выбор оптимальных составов буровых растворов / Нефтегазовые технологии. — 1998. — №4. — С. 15-17.

2. Поп Г.С., Бачериков А.В. Глушение скважин с предварительным блокированием продуктивных пластов дисперсными системами / Обз. информ. — Сер.: Бурение газовых и газоконденсатных скважин. — М.: ВНИИГазпром. — 1992. — 30 с.

3. Технология глушения скважин в высокопроницаемых коллекторах в условиях аномально низких пластовых давлений / С.В. Шелемей, А.А. Захаров, С.Б. Тарасов, А.И. Бурмантов. — М.: ИРЦ Газпром, НТС "Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — 2001. — №2. — С. 25-32.

4. Поп Г., Кучеровский В., Зотов А., Бодачевская Л. Глушение скважин в условиях снижающегося пластового давления на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. — М.: 2002. — №11. — С. 26-29.

5. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Комплексные технологии восстановления и капитального ремонта газовых и газоконденсатных скважин // ПТЖ Газовая промышленность. — М.: 2002. — №9. — С. 41-43.

6. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. — М.: Недра. — 1999. — 414 с.

7. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Госгортехнадзор РФ, 1998. — 119 с.