

УДК 622.276.7:62-503.56

ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ГЛУШІННЯ В УМОВАХ ЦИКЛІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

© Л.Ю. Бодачівська

Інститут біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України;
50, Харківське шосе, м. Київ, МПС 660, 02660; тел. (044)5596059

Рассмотрена задача оптимизации состава многокомпонентных дисперсионных систем используемых в процессе глушения скважин при проведении ремонтных работ.

The problem of optimisation of multi-component disperse systems, which are used in the process of wells killing at repairing, is considered.

Для розв'язання задачі глушіння газових і газоконденсатних свердловин в умовах високопроникних колекторів і низьких пластових тисків розроблена нова технологія, що включає блокування розкритого інтервалу перфорації інвертною суспензією, а заповнення стовбура свердловини проводять малов'язкою дисперсією меншої густини. Причому, блокуючу інвертну суспензію нагнітають в обсязі, достатньому для перекивання розкритого інтервалу перфорації і для попередження руйнування структури її відділяють від дисперсії для заповнення стовбура свердловини буферним структуруючим розчином.

У залежності від умов, властивостей систем і послідовності операцій, розглядається задача оптимізації технологічного процесу глушіння свердловини, яка включає оптимізацію багатоконпонентної емульсійно-суспензійної системи за її складом (вхідні параметри x_i) та чисельними властивостями (вихідні параметри y_i) та оптимізацію самого процесу глушіння оптимальними складами емульсійно-суспензійних систем. Оптимізація складів систем з визначеними властивостями, відповідно до умов застосування, полягає у підборі інвертних емульсій з мінімальною густиною, фільтраційними втратами і міжфазовим натягом, високою стійкістю до розділення фаз і оптимальною в'язкістю, у залежності від їх функції і місцезнаходження системи у свердловині.

На основі сформульованої задачі, оптимізація всього процесу глушіння поділяється на дві підзадачі:

- 1) Оптимізації двох складів емульсійно-суспензійних систем та підбір буферного структуруючого розчину.
- 2) Оптимізації технологічного процесу глушіння свердловини.

Недоліком відомих способів оптимізації багатоконпонентних технологічних систем є обмеженість гіпотетичної причинно-наслідкової залежності між множиною причинних факторів та наявністю багатокритеріальності наслідкових факторів y_1, y_2, \dots, y_m , тобто зведення задачі до розв'язку однокритеріальної задачі оптимізації багатоконпонентної технологічної системи.

Наразі, найоптимальнішим за сукупністю ознак є спосіб оптимізації технологічних систем за множиною критеріїв y_1, y_2, \dots, y_N з використанням "параметричного" методу, в якому вихідні критерії y_1, y_2, \dots, y_N згортаються у 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} . Але у цьому випадку неможливо адекватно визначити вагові коефіцієнти ω_i для різнорідних критеріїв y_1, y_2, \dots, y_N . Виникає необхідність визначення "найбільш бажаного" значення y_{min} .

Суть запропонованого способу полягає у розрахунках значень індексів ефективності $I=I(X^i, Y^i)$ кожної системи (X^i, Y^i) , $i=1 \dots N$, де X^i – складові вхідних параметрів, а Y^i – вектор вихідних параметрів i -ої системи з урахуванням наявної багатокритеріальності наслідкових факторів y_1, y_2, \dots, y_N , для підвищення ефективності оптимізації багатоконпонентних технологічних систем без підбору вагових коефіцієнтів оптимізації.

Емульсійно-суспензійна система складається з водної і вуглеводневої фаз, олії, газонаповнених мікросфер, емульгатора-стабілізатора і співемульгатора.

Для відшукування оптимальної технологічної системи глушіння ($X^{i, opt}, Y^{i, opt}$) розв'язується оптимізаційна задача ($X^{i, opt}, Y^{i, opt}$) = $Argmax_i I(X^i, Y^i)$ з використанням індексу ефективності $I(X^i, Y^i)$, який дає порівняльну оцінку ефективності на всій множині апробованих складових x^1, x^2, \dots, x^k системи та обчислюється за формулою:

$$I(X^i, Y^i) = \max_{v, w} (v^T Y^i / w^T X^i) / \max_{k=1, 2, \dots, N} (v^T Y^k / w^T X^k), \quad (1)$$

де $I(X^i, Y^i)$ – значення індексу ефективності при використанні X^i i -го складу системи чи процесу з якісними характеристиками Y^i ;

$\max_{v, w}$ – операція максимізації величини ($v^T Y^i / w^T X^i$), яка здійснюється за допомогою підбору значень вагових коефіцієнтів v та w ;

v^T – транспонований вектор, складений із вагових коефіцієнтів v , що використовуються для оцінювання кількісних характеристик X^i i -го складу системи чи процесу;

Y^i – числові значення якісних характеристик X^i i -го складу системи чи процесу;

w^T – транспонований вектор, складений із вагових коефіцієнтів w , що використовуються для оцінювання характеристик якості Y^i системи чи процесу X^i i -го складу;

X^i – значення кількісних характеристик i -го складу системи чи процесу;

$\max_{k=1, 2, \dots, N}$ – операція максимізації величини ($v^T Y^k / w^T X^k$);

Y^k – вектор значень якісних характеристик X^k k -го складу системи чи процесу;

X^k – вектор значень кількісних характеристик k -го складу системи чи процесу.

Результати розрахунків з підбору вхідних параметрів наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Оптимальний склад емульсійно-суспензійних систем та буферного розчину

№ системи	Вода, % об	Орган. розчинник % об	Олія, % об.	Емульгатор, % об.	Мікросфери %об.	Співемульгатор, %об.	В'язкість Па·с	Густина, кг/м ³	Виділення вуглеводню, % об./добу	Електростат. більш., В	Міжфазовий натяг, мН/м	Фільтрація, см ³ /30 х
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆
1	14	35	7	3	40	1	1,5	560	0	278	1	0
2	90	10	-	-	-	-	0,01	910	-	-	-	-
3	12	30	6	3,5	48	0,5	0,79	530	0	220	1	0

Побудова моделі процесу глушіння в умовах циклічної експлуатації свердловин базується на розрахунках показників технологічного режиму експлуатації свердловин та відшукування причинно-наслідкових залежностей між багатоконпонентними вхідними та вихідними параметрами.

З рівняння матеріального балансу

$$P_{nl}(t) = z^{(l)}_{nl} (P_n / z_n - Q_{доб}(t) / f), \quad f = \alpha \Omega_n T_{cm} / P_{am} T_{nl}, \quad (2)$$

$$Q_{доб}(t) = \int_{0, \dots, t} N(t) dt$$

знаходимо пластовий тиск на даний момент часу $P_{nl}(t)$ та будемо відповідні графіки $Q_{доб}(t)$, $P_{nl}(t)$.

Рівняння припливу газу запишемо у вигляді тричленної формули

$$P_{nl}^2(t) - P_a^2(t) = a_{\phi}(t) Q(t) + b Q(t) Q_{cp}(t), \quad (3)$$

або з урахуванням енергозберігаючого режиму

$$\Delta P [2P_{nl}(t) - \Delta P] = a_{\phi}(t) Q(t) + b Q(t) Q_{cp}(t), \quad (4)$$

$$A_{\phi}(t) = a - b Q_{cp}, \quad Q_{cp}(t) = Q(t) - Q_{кр} \ln(Q(t) / Q_{кр}),$$

де P_{nl} – пластовий тиск, Па;

P_a – тиск на вибої свердловини, Па;

$Q(t)$ – масовий дебіт;

$Q_{кр}$ – критичний (енергозберігаючий) дебіт;

$Q_{доб}(t)$ – добута кількість газу в момент часу t ;

a , b – середні для родовища коефіцієнти фільтраційного опору привибійної зони.

Величину $P_{nl}(t)$ знаходимо з рівняння (2) за величиною $Q_{доб}(t)$. Методом ітерацій для кожного даного значення $P_{nl}(t)$ з вищенаведених формул знаходимо величину $Q(t)$.

Результати розрахунків з оптимізації вихідних параметрів наведені в табл. 2.

Таблиця 2 – Оптимальні параметри процесу глушіння свердловин на ПСГ

В'язкість, Па·с			Густина, кг/м ³			Відділення вуглеводневої фази, % об./добу			Електро-стабільність, В			Міжфазовий натяг, мН/м			Фільтрація, см ³ /30 хв			Зміна рівня рідини, м/добу	Зміна тиску на гирлі, атм	Час глушіння вахт/год	Час освоєння, вахт/год	Дебіт, м ³ /добу
X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	X ₃₁	X ₃₂	X ₃₃	X ₄₁	X ₄₂	X ₄₃	X ₅₁	X ₅₂	X ₅₃	X ₆₁	X ₆₂	X ₆₃	У ₁	У ₂	У ₃	У ₄	У ₅
1,5	0,01	0,79	560	910	530	0	-	0	278	-	220	1	-	1	0	-	0	0	0	4	16	310

Таким чином, як випливає з даних табл. 2, підбір оптимального складу компонентів двох емульсійно-суспензійних систем та буферного розчину задовольняють значення оптимальних параметрів на всій ефективній підмножині технологічного процесу глушіння свердловини. Відповідно до запропонованої технології, у свердловину послідовно наpomпували 0,8 м³ високов'язкої блокуючої суспензії (X₂₁), 0,1 м³ водно-органічного буферного розчину (X₂₂) і менш в'язку суспензію (X₂₃) для заповнення стовбура свердловини. Загальний обсяг наpomпованих технологічних рідин відносно об'єму свердловини склав 1,08, тобто глушіння досягнуто, заповненням свердловини і каверн привибійної зони, утворених внаслідок її руйнування.

Ефективність процесу полягає у відсутності поглинання рідини глушіння і переливанні рідини на гирлі свердловини і визначається, відповідно, зміною рівня рідини у свердловині ($H_1 - H_0 = \Delta H$) і тиску на гирлі свердловини ($P_1 - P_0 = \Delta P$), зменшенням часу процесу глушіння з 72 до 4 вахт/год і освоєння свердловини після проведення ремонтних робіт із 120 до 16 вахт/год за одноразового збільшення дебіту свердловини з 280 до 310 тис. м³/добу та зменшення депресії з 0,71 до 0,31 МПа.

Таким чином, розроблений метод багатокритеріальної оптимізації дозволяє оптимізувати багатокомпонентний склад дисперсних систем відповідно до умов їх застосування та контролювати перебіг технологічних параметрів глушіння впродовж усього процесу проведення ремонтних робіт у свердловинах.

УДК 622.276.63.

ВІДНОВЛЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНО-НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ПСГ.

© О.В. Бачеріков¹, Ю.Б. Хасцький², Р.Л. Вечерік²

НВП "ЕНЕРТЕКС"

1) НВП "ЕНЕРТЕКС"; 5, оф.44, вул.Теремківська, м.Київ, 03187. E-mail: bacher@visti.com

2) ДК „Укртрансгаз”; 9/1, Кловський узвіз, м. Київ, 01021. E-mail: rvecheric.utg@naftogaz.net

Рассмотрены факторы, влияющие на состояние призабойной зоны подземных хранилищ в процессе нагнетания и отбора газа. Предложена новая композиция ПАВ для удаления из призабойной зоны коллектора компрессорного масла и тонкодисперсных механических примесей. Приведены результаты промышленных испытаний технологии на скважинах ПХГ ДК «Укртрансгаз».

Factors affecting a well bottom zone of UGSF in the process of gas injection and withdrawal are considered. A new composition of surface-active substance for removing compressor oil and fine mechanical dirt from the well bottom zone is proposed. Results of industrial tests of the technology at SC "Ukrtransgaz" UGSF wells are cited.

У процесі експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) продуктивність свердловин змінюється внаслідок впливу технологічних процесів на фільтраційно-ємнісні властивості привибійної зони продуктивного горизонту.

Одним з факторів зниження продуктивності свердловин є погіршення фільтраційних характеристик привибійної зони пласта (ПЗП) під дією компресорних оливо і твердих домішок, що заносяться потоками газу в період нагнітання його в сховище.