

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 впливає 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 напompували 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 напompованих 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 багатоконпонентний 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 ПАР 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 олій і твердих домішок, що заносяться потоками газу в період нагнітання його в сховище.

Для очищення ПЗП застосовують повторні перфорації продуктивного розрізу, термокислотні обробки, а також обробки вуглеводневими розчинниками та розчинами ПАР.

З метою вдосконалення технології очищення ПЗП проведено експериментальні дослідження інтенсивності вимивання компресорних оливок з моделі пласта висококонцентрованими водними розчинами ПАР миючої дії.

Модель пласта насичували пластовою водою з наступним її витісненням повітрям шляхом вакуумування. Після цього модель насичували компресорною оливою з визначенням об'єму поглинутої оливи ($V_{o.n.}$). Далі, оливу витісняли повітрям з визначенням об'єму витісненої оливи ($V_{o.a.}$). Коефіцієнт витіснення оливи повітрям визначали за формулою:

$$K_1 = \frac{V_{o.a.}}{V_{o.n.}} \times 100\% \quad (1)$$

На наступному етапі моделювали обробку привибійної зони пласта розчином ПАР. Для цього через модель пласта протискували розчин ПАР, визначаючи при цьому додатково відмитий об'єм оливи ($\Delta V_{o.a.}$).

Приріст коефіцієнта відмивання оливи під дією розчину ПАР визначали за формулою:

$$K_2 = \frac{\Delta V_{o.a.}}{V_{o.n.}} \times 100\% \quad (2)$$

Кінцевий коефіцієнт відмивання оливи визначали за формулою:

$$K_3 = K_1 + K_2 \quad (3)$$

Відносний коефіцієнт відмивання оливи розчином ПАР визначали за формулою:

$$K_4 = \frac{\Delta V_{o.a.}}{V_{o.n.} - V_{o.a.}} \times 100\% \quad (4)$$

Проведено дослідження оливовідмивної здатності як водорозчинних, так і вуглеводневих розчинних ПАР. Концентрацію ПАР у розчинах змінювали в діапазоні від 2 до 8 % мас. по активній речовині. В експериментах використовувалась пластова вода Богородчанського ПСГ (УМГ "Прикарпатрансгаз") і компресорна олива МС-20.

У табл. 1 приведені досягнуті в процесі досліджень максимальні показники відмивання компресорних оливок різними розчинами ПАР.

Таблиця 1 – Показники відмивання компресорної оливи розчинами ПАР

№ п/п	Досліджуваний розчин ПАР	Коефіцієнт відмивання оливи, %			
		K ₁	K ₂	K ₃	K ₄
1	Водний розчин барвоцела	26,1	25,7	51,8	34,8
2	Водний розчин МК	27,7	43,7	71,4	60,4
3	Вуглеводневий розчин жиринокса	26,7	36,3	63,0	49,5
4	Водний розчин савенолу SWP (після обробки розчином МК)	71,4	22,5	93,9	78,7

У результаті досліджень авторами встановлено, що кращими відмиваючими властивостями характеризується водний розчин миючої композиції (МК) на основі неіоногенних і аніоноактивних ПАР. Запропонована композиція є не дефіцитним товаром, випускається у вигляді рідини в пластиковій тарі і за вартістю знаходиться на рівні вітчизняних ПАР, що використовуються в нафтогазовій промисловості.

На основі проведених досліджень запропоновано наступну технологію вимивання компресорних оливок з пористого середовища (патент України № 63861, Бюл. № 1, 2004 р.). На першому етапі основною метою обробки є максимальне диспергування оливи у водному розчині ПАР. Вона досягається внаслідок подавання в ПЗП порції висококонцентрованого розчину МК. Але диспергована олива значно підвищує в'язкість водного розчину ПАР, що ускладнює його витіснення з фільтраційних каналів. Тому на цьому етапі досягається вимивання тільки 60,4 % оливи.

Подальші дослідження показали, що підвищення ступеня відмивання компресорних оливок можна досягнути додатковим промиванням ПЗП новою порцією ПАР. При цьому задачею другої порції не

с диспергування оливи, а тільки зниження в'язкості залишків першої порції водного розчину ПАР з дисперговою оливою. У зв'язку з цим, концентрацію ПАР у другій порції доцільно знизити до мінімально необхідної для зменшення впливу капілярних ефектів на кінцевій стадії очистки ПЗП. Так, повторна обробка моделі породи 0,2 % водним розчином савенолу SWP дозволяє підвищити відносний коефіцієнт відмивання оливи до 78 %, а кінцевий коефіцієнт відмивання оливи до 93,9 %.

Технологія реалізується наступним чином. Водний розчин МК готували безпосередньо на свердловині за допомогою цементувального агрегату. Після подавання розчину на вибій свердловини його протискували в пласт газом високого тиску і витримували в ПЗП протягом 24-36 годин. Після цього свердловину освоювали внаслідок продування газом через сепаратор. Залишки висококонцентрованого розчину МК вимивали з ПЗП повторною обробкою свердловини низькоконцентрованим розчином савенолу SWP, технологія застосування якого була аналогічна до висококонцентрованого розчину ПАР, тільки тривалість витримки в ПЗП становила 1-2 години.

Результати впровадження технології на свердловинах ПСГ ДК "Укртрансгаз" наведено в табл. 2.

Таблиця 2 - Результати застосування технології на свердловинах ПСГ ДК "Укртрансгаз"

Назва підземного сховища газу	№ св.	Дата дослідження свердловин		Результати досліджень					
				Коефіцієнт фільтраційного опору		Розрахунковий дебіт			Абсолютно вільний дебіт, тис.м ³ /д
						Умови розрахунку		Q _{розрах.} , тис.м ³ /д	
		до обробки	після обробки	а	в	P _{пл.} , МПа	P _{буф.} , МПа		
Богородчанське	80	27.05.03	–	1,367	0,31899	7,0	5,2	71	120
	-//-	–	12.08.03	0,2517	0,00582	-//-	-//-	400	1258
	-//-	–	14.08.03	0,1845	0,0031	-//-	-//-	469	1728
	134	11.06.03	–	6,427	0,5681	-//-	-//-	49	86
	-//-	–	16.06.03	3,456	0,35063	-//-	-//-	65	114
	-//-	–	20.06.03	0,827	0,02766	-//-	-//-	219	427
Кегичівське	133	24.06.03	–	–	–	13,1	11,3	52,7	–
	-//-	–	07.08.03	–	–	-//-	-//-	109,7	–
Опарське	207	15.01.04	–	1,185	0,03100	3,4	1,9	133	212
	-//-	–	26.01.04	0,879	0,01694	-//-	-//-	176	281
	-//-	–	05.02.04	0,794	0,01685	-//-	-//-	178	275
Дашавське	114	26.01.04	–	0,673	0,01453	3,4	1,9	187	227
	-//-	–	26.02.04	0,402	0,01035	-//-	-//-	193	194
Угерське	78	13.02.04	–	1,437	0,0067	3,4	1,9	178,8	251
	-//-	–	20.02.04	0,305	0,0060	-//-	-//-	203	334,9
Більче-Волицько-Угерське	104	01.03.04	–	0,317	0,0032	3,4	1,9	447	441,3
	-//-	–	10.03.04	0,486	0,0016	-//-	-//-	542	531,4

Найбільшу ефективність досягнуто при застосуванні технології на завершальній стадії нагнітання газу в підземне сховище або на початку відбирання. На цих етапах роботи ПСГ завдяки високим пластовим тискам досягається збільшення винесення з ПЗП водного розчину МК з диспергованими частинками забруднюючих речовин.

Аналіз проб відпрацьованих розчинів ПАР відібраних на свердловинах УМГ "Львівтрансгаз" показав, що разом з компресорною оливою з свердловин виноситься 1–5 % мас високодисперсної твердої фази, представлені залишками бурового розчину, частинками породи колектора та механічними домішками, що ймовірно заноситься в пласт на стадії нагнітання газу в підземне сховище.