

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до кислотних обробок свердловин.

Відомий спосіб обробки привибійної зони шарів, який містить послідовне введення у продуктивні шари соляного розчину хлориду жирного змінювача і розчину соляної кислоти з сумішшю тієї ж поверхнево-активної речовини [1]. Використання даного способу дозволяє зменшити швидкість корозії підземного обладнання і швидкість розчинення карбонатної породи у свердловинах з температурою в шарах від 100°C до 130°C. При цьому використання даного способу можливе тільки у свердловинах, що продукують безводну нафту. При наявності у продукції Свердловини води використання способу приводить до зниження ефективності кислотної обробки. Це пов'язано з несумісністю пластової води та екрануючої рідини, що приводить до ізоляції водонасичених шарів. Крім того, ефективність даного способу у свердловинах з температурою до 100°C не є достатньо високою, що пов'язано з недостатньою сповільнюючою дією соляного розчину жирного аміну.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб кислотної обробки продуктивних шарів, в якому за рахунок використання нових реагентів досягається можливість збільшити глибину обробки як нафтових, так і обводнених пластів та зменшити швидкість корозії підземного обладнання.

Це досягається шляхом використання як якості екрануючої рідини вуглеводневого розчину поверхнево-активної речовини такої як Інгібітори парафіновідкладень марки СНПХ-7201, СНПХ-7202, СНПХ-7214 або Інгібітори корозії типу "нафтохім", а в якості кислотного розчину використовується склад, що містить, ваг. %: 10-20 соляної кислоти, 0,2-2 інгібітора корозії, 0,3-0,5 неіоногенної ПАВ, 0,8-2,5 ефіру целюлози і воду до 100%.

Збільшення глибини обробки шарів досягається за рахунок використання кислотних розчинів, що володіють сповільнюючою дією при порівнянні з відомими. Зниження швидкості розчинення карбонатної породи кислотним розчином досягається за рахунок використання у розчині, який містить соляну кислоту та інгібітор корозії, поверхнево-активних речовин в окремість, чи у суміші з ефірами целюлози. Безпосередньо у привибійній зоні свердловини за рахунок адсорбції інгібітора на карбонатній породі досягається додаткове пониження швидкості розчинення CaCO_3 .

Пониження швидкості корозії свердловинного обладнання досягається за рахунок утворення на колоні насосно-компресорних труб плівки із вуглеводневої рідини і поверхнево-активних речовин, а також за рахунок пониження корозійної активності кислотного розчину. Пониження швидкості корозії обладнання дозволяє зменшити вміст заліза у розчині. А це у свою чергу дозволяє збільшити ефективність обробки за рахунок того, що понижується кількість гідрооксиду заліза, котрий може випадати в осад. Утворення тлілки на поверхні НКТ пов'язано із здатністю до адсорбції складових частин інгібіторів. Утворення вуглеводневої плівки на колоні НКТ дозволяє різко обмежити доступ до неї кислотного розчину, що у кінцевому підсумку приводить до пониження швидкості корозії. До зменшення корозійної активності може привести також використання таких кислотних розчинів, корозійна активність яких нижча при порівнянні із звичайно застосованими.

Для пониження корозійної активності у кислотний розчин додаються різні Інгібітори корозії. Додатково зменшити швидкість корозії дозволяє введення деяких хімічних речовин при визначених вмістах. Такими речовинами можуть бути поверхнево-активні речовини неіоногенного типу, наприклад, ОП-10, при концентрації 0,3-0,5% та ефіри целюлози при концентрації 0,8-2,5%. В якості ефірів целюлози можуть використовуватись гідроксипропілцелюлоза і оксипропілцелюлоза.

Технологія проведення кислотної обробки по запропонованому способу містить наступне. Свердловина закупорюється на час проведення обробки. Введення технологічних рідин у свердловину в залежності від температури інтервалу обробки і деяких інших особливостей можливе як по колоні НКТ, так і по затрубному просторі. Для здійснення цього відповідно поєднується нагнітальна лінія насосних агрегатів. Наприклад, введення буде здійснюватися по затрубному просторі. Для цього він заповнюється протискувальною рідиною (нафта, пластова вода та ін.) до встановлення кругообігу рідини. Після виконання всіх підготовчих робіт у затрубний простір вводиться розчин ПАВ на вуглеводневій основі. Його обсяг вибирається з розрахунку 0,2-0,3 обсягу використовуваного кислотного розчину. Потім у свердловину вводиться кислотний розчин і протискувальна рідина. Свердловина залишається на реагування на певний час, після чого свердловина освоюється.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є:

- в якості екрануючої рідини використовується вуглеводневий розчин поверхнево-активних речовин (Інгібітор парафіновідкладень: СНПХ-7201, СНПХ-7202, СНПХ-7214; реагент "нафтохім");

- в якості кислотного розчину використовується суміш, яка містить соляну кислоту (10-20%), Інгібітор корозії (0,2-0,4%), поверхнево-активна речовина неіоногенного типу (0,3-0,5%), ефір целюлози (0,8-2,5%) і воду - до 100%.

Порядок приготування запропонованих кислотних розчинів наступний.

Приклад 1. У 65,4 г (65,4 ваг.%) води, підігрітої до температури 60-70°C, розчиняється 0,8 г (0,8 ваг.%) Гідроксипропілцелюлози.

Після охолодження у розчин полімера при перемішуванні послідовно додається 0,3 г (0,3 ваг.%) ОП-10, 0,2 г (0,2 ваг.%) каталіну КІ-1 та 33,3 г (10% HCl і 23,3 ваг. % води) 30% розчину соляної кислоти (таблиця 1, ан. 3).

Приклад 2. У 47,1 г (47,1 ваг.%) води, підігрітої до 60-70°C, розчиняється 1,5 г (1,5 ваг.%) гідроксипропілцелюлози. Після охолодження у розчин полімера при перемішуванні послідовно додається 0,4 г (0,4 ваг.%) ОП-10, 1 г (1 ваг.%) каталіну КІ-1 та 50 г (15 ваг. % HCl і 35 ваг. % води) 30% розчину соляної кислоти (таблиця 1, ан. 4).

Приклад 3. У 28,3 г (28,3 ваг. %) води, підігрітої до 60-70°C, розчиняється 2,5 г (2,5 ваг.%) оксипропілцелюлози. Після охолодження у розчин полімера при перемішуванні послідовно додається 0,5 г (0,5 ваг.%) ОП-10 та 2 г (2 ваг.%) каталіну КІ-1 та 66,7 г (20 ваг. % HCl і 46,7 ваг. % води) 30% розчину соляної кислоти (таблиця 1, ан.5).

Послідовне введення у свердловину вуглеводневих розчинів ПАВ і запропонованих кислотних розчинів дозволяє знизити швидкість корозії свердловинного обладнання і збільшити глибину обробки за рахунок зниження швидкості розчинення карбонатної породи. Дослідження, виконані при температурі 80°C, показали,

що введення ОП-10 у 15% розчин HCl, який вміщує 0,5% катапіну КІ-1, дозволяє знизити швидкість корозії сталі-45 з $38960 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (таблиця 1.ан. 1) до $3094 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$. Додаткове введення у розчин 0,8% гідроксietилцелюлози дозволяє додатково знизити швидкість корозії сталі-45 до $2216 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (таблиця 1.ан. 4). Дослідження показали, що використання запропонованих сумішей дозволяє знизити швидкість корозії сталі-45 до $(503-3109) \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$. Їх використання також знижує швидкість розчинення CaCO_3 (крейди) до $4,5-8,6 \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (таблиця 1, ан.3-5) при порівнянні з відомими сумішами -53,1 г/м² · с (таблиця 1, ан.1). Так, послідовне введення у 10% розчин HCl 0,5% катапіну КІ-1, 0,3% ОП-10 і 0,8% ГЕЦ дозволяє знизити швидкість розчинення CaCO_3 53,1 г/м² · сек (аналіз 1) до $43,5 \text{ г/м}^2 \cdot \text{с}$ 10,4 г/м² · с 14,5 г/м² · с

Попереднє витримання зразка сталі-45 в екрануючій рідині дозволяє додатково знизити швидкість корозії та швидкість розчинення CaCO_3 . Так, використання Інгібіторів парафіновідкладів і запропонованих кислотних розчинів дозволяє знизити швидкість корозії з $29743 \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (таблиця 2,ан.1) до $(180-2457) \cdot 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (таблиця 2, ан. 2-9). Швидкість розчинення CaCO_3 при цьому знижується з $28,1 \text{ г/м}^2 \cdot \text{с}$ (таблиця 2, ан. 1) до $(0,5-10,7) \text{ г/м}^2 \cdot \text{с}$ (таблиця 2, ан. 2-9). Слід проте відзначити, що для кожного з Інгібіторів необхідно підбирати найефективніший розчин з оптимальним, співвідношенням складників.

Приклад здійснення способу. Для кислотної обробки вибираємо свердловину, типову для нафтових родовищ Прикарпаття. Вихідні дані:

Глибина свердловини 2460 м
Інтервал перфорації 2365–2440 м
Шарова температура 53°C
Шаровий тиск 14,6 МПа
Експлуатаційна колона 146 мм
НКТ Ø73 мм опущені до глибини 2350 м.

Основним технологічним параметром для розрахунку процесу являється обсяг кислотного розчину. Наприклад, нам необхідно ввести у свердловину 18 м^3 кислотного розчину. Введення даного обсягу кислоти будемо здійснювати у два цикли по 9 м у кожному циклі. Обсяг екрануючої рідини вибираємо з розрахунку 0,2-0,3 обсягу використовуюваного кислотного розчину. При цих умовах обсяг екрануючої рідини буде дорівнювати

$$V = 0,3 \cdot 18 \text{ м}^3 = 5,4 \text{ м}^3.$$

В якості кислотного розчину використовується суміш, яка містить 15% HCl, 0,4% ОП-10. 1% катапіну КІ-1 та 1,5% гідроксietилцелюлози. В якості екрануючої рідини використовується інгібітор парафіновідкладів СНПХ-7202. Протягом здійснення обробки у свердловину будуть послідовно введені $2,7 \text{ м}^3$ СНПХ-7202, 9 м^3 кислотного розчину, $2,7 \text{ м}^3$ розчину СНПХ-7202 і 9 м^3 кислотного розчину. Кислотний розчин витискається із свердловини у шари рідини витіснення, обсяг якої визначається по формулі

$$V_{p.v.} = \pi r^2 h + \pi R^2 H,$$

де r - радіус насосно-компресорних труб, м;

R - радіус свердловини, м;

h - глибина спуску НКТ, м;

H - величина інтервалу перфорації, м. Підставивши вихідні дані у формулу, отримаємо

$$V_{p.v.} = 3,14 \cdot 0,032^2 \cdot 2350 + 3,14 \cdot 0,061^2 \cdot 90 = 8,62 \text{ м}^3.$$

Обсяг рідини витіснення можна збільшувати чи зменшувати у залежності від теоретичних чи дослідних чинників.

Фізико-хімічні властивості кислотних розчинів при температурі

№ п/п	Склад, ваг. %						
	HCl	Інгібітор корозії		ПАВ		Ефір целюлози	
		назва	вміст	назва	вміст	назва	вміст
1 (прототип)	15	-	-	-	-	-	-
2	8	КІ-1	0,1	ОП-10	0,1	ГЕЦ	0,6
3	10	КІ-1	0,2	ОП-10	0,3	ГЕЦ	0,8
4	15	КІ-1	1,0	ОП-10	0,4	ГЕЦ	1,5
5	20	КІ-1	2,0	АФg-12	0,5	ОЕЦ	2,5
6	22	КІ-1	2,2	АФg-12	0,7	ОЕЦ	2,7

Таблиця 2

Вплив екрануючої рідини на швидкість корозії чи розчинення

№ п/п	Екрануюча рідина	Кислотний роз- чин, склад по таблиці 1	Швидкість ко- розії сталі-45, 10^{-6} г/м ² · хв	Швидкість роз- чинення СаСО ₃ , г/м ² · с
1	3%-розчин КМЦ	1	29743	28,1
2	СНПХ-7201	3	539	10
3	СНПХ-7202	3	180	10,6
4	СНПХ-7214	3	1839	10,7
5	Нафтохім	3	965	1,7
6	СНПХ-7201	5	1688	2,1
7	СНПХ-7202	5	873	1,9
8	СНПХ-7214	5	2457	1,3
9	Нафтохім	5	1104	0,5