

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної галузі, а саме до кислотних обробок свердловин.

Відомий спосіб кислотної обробки свердловин, що включає паралельне нагнітання у пласт лужного та кислотного розчинів (Мальцев Н.А., Путилов М.Ф., Чазов Г.А. О методах воздействия на призабойную зону скважин // Труды ПермНИПИнефть, 1972. - Вып.7. - С.36 - 38). За рахунок змішування розчинів на вибої чи у привибійній зоні продуктивного пласта відбувається нейтралізація розчинів із виділенням великої кількості тепла, що дозволяє прогріти гірську породу та кислотний розчин. У першому випадку використання даного способу дозволяє розчинити тугоплавкі вуглеводневі відкладення. У другому випадку гарячий кислотний розчин більш інтенсивно взаємодіє із кислоторозчинними компонентами породи. Все це призводить до зростання проникності продуктивних пластів. Однак, використання цього способу не забезпечує глибокої обробки пластів. Пов'язано це з тим, що нейтралізований гарячий розчин, прогріваючи тугоплавкі АСПВ, буде стрімко втрачати свою температуру. Фактично на невеликій відстані від стовбура свердловини розчин буде представляти собою рідину з температурою на декілька градусів вищою за навколишню. А такий розчин ефективно розчиняти тугоплавкі АСПВ не може.

По-друге, гарячий кислотний розчин нейтралізується практично, також у пристовбурній частині свердловини, що не дозволяє їй діяти на великій відстані.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб кислотної обробки продуктивних пластів, в якому за рахунок, використання нових реагентів досягається можливість проведення обробки на велику глибину.

Це досягається шляхом використання в якості лужного розчину складу, що містить 10 - 30% гідроксиду натрію або калію, 0,5 - 2% неіоногенної ПАР та воду (до 100%), а в якості кислотного розчину складу, що містить 0,5 - 20% соляної та/або фтористоводневої кислоти, 2 - 10% неіоногенної ПАР та воду (до 100%). При цьому нагнітання розчинів проводиться послідовно.

Збільшення глибини обробки досягається за рахунок збільшення нафтовідмиваючої здатності та збереженню цих властивостей на великій віддалі лужним розчином та сповільненням швидкості розчинення породи кислотним розчином. Так, у випадку першого розчину, що містить 10 - 30% гідроксиду натрію або калію, 0,5 - 2% неіоногенної ПАР та воду (до 100%), досягається винос асфальтосмолопарафінистих відкладень, а також нафтової плівки не за рахунок прогріву привибійної зони, а за рахунок використання хімічних властивостей реагентів. Так, по мірі охолодження нейтралізованого розчину його нафтовідмиваюча здатність різко зменшується і складає для Бугреватівської нафти 2,3% від залишкової нафти (коефіцієнт витіснення нафти водою для цих зразків складає 48,9 - 51,2%). В той же час використання запропонованого розчину приводить до зростання коефіцієнту довитіснення нафти для тих же умов до 23,2 - 59,6% (табл.1). При цьому ефект витіснення буде зберігатись і в пристовбурній зоні, і у віддаленій зоні, аж поки гірська порода повністю не адсорбує хімічні реагенти. Нафтовитісняючою здатністю, хоча трохи і

меншою, володіють запропоновані кислотні розчини. Так, коефіцієнт довитіснення нафти складає для них 10,7 - 27,8%.

Використання запропонованих кислотних розчинів забезпечує значне збільшення глибини кислотної дії на пласт, що досягається за рахунок сповільнення породи кислотним розчином. Так, у випадку відомого розчину (10% **HCl**) швидкість розчинення **CaCO₃** складає 36,2г/м² · сек (табл.2). Використання запропонованих кислотних розчинів дозволяє зменшити швидкість розчинення до 0,09 - 1,4г/м² · сек. Таке значне зниження швидкості розчинення досягається за рахунок використання неіоногенних поверхнево-активних речовин, таких як ОП-10, неонол **АФ₉-12**, превоцел NG-12 та інших при концентрації 2 - 10%.

Технологія проведення кислотної обробки по запропонованому способу містить наступне:

Свердловина зупиняється на час проведення обробки. Введення технологічних рідин у свердловину проводиться по колоні НКТ. Для цього у пласт послідовно нагнітають лужний розчин з НПАР, а потім кислотний розчин з НПАР. При необхідності між нагнітанням лужного та кислотного розчину роблять перерву. Після витримки розчину у пласті свердловину освоюють.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є:

1) в якості лужного розчину використовується розчин, що містить 10 - 30% гідроксиду натрію або калію, 0,5 - 2% неіоногенної ПАР та воду (до 100%);

2) в якості кислотного розчину використовується склад, що містить 0,5 - 20% соляної та/або фтористоводневої кислоти, 2 - 10% неіоногенної ПАР та воду (до 100%).

3) нагнітання лужного та кислотного розчинів проводять послідовно.

Порядок приготування запропонованих розчинів наступний.

Приклад 1. У 88гр (88ваг.%) води послідовно розчиняють 0,5гр (0,5ваг.%) ОП-10 та 10гр (10ваг.%) гідроксиду натрію.

Приклад 2. У 79гр (79ваг.%) води послідовно розчиняють 1гр (1ваг.%) неонолу **АФ₉-12** та 20гр (20ваг.%) гідроксиду натрію.

Приклад 3. У 68гр (68ваг.%) води послідовно розчиняють 2гр (2ваг.%) превоцелу **NG-12** та 30гр (30ваг.%) гідроксиду калію.

Приклад 4. У 96,9гр (96,9ваг.%) води послідовно розчиняють 2гр (2ваг.%) ОП-10 та 1,1гр (0,5ваг.%) **HF** і 0,6ваг.%(води) 45% розчину фтористоводневої кислоти.

Приклад 5. У 57,3гр (57,3ваг.%) води послідовно розчиняють 5гр (5ваг.%) неонолу **АФ₉-12**, 33,3гр (10ваг.%) **HCl** і 23,3ваг.%(води) 30% розчину соляної кислоти та 4,4гр (2ваг.%) **HF** і 2,4ваг.%(води) 45% розчину фтористоводневої кислоти.

Приклад 6. У 23,4гр (23,4ваг.%) води послідовно розчиняють 10гр (10ваг.%) превоцелу **NG-12** та 66,6гр (20ваг.%) **HCl** та 46,6ваг.%(води) 30% розчину соляної кислоти.

Приготування робочих розчинів у промислових умовах проводиться аналогічно.

Спосіб здійснюють таким чином.

Для кислотної обробки вибираємо типову

свердловину з наступними вихідними даними:

Глибина свердловини 2460 м
Інтервал перфорації 2365–2440 м
Температура пласта 53°C
Експлуатаційна колона 146 мм
НКТ Ø 73 мм
опущені до глибини 2440 м.

За 1,5 роки експлуатації дебіт свердловини, що продукує в'язку нафту, знизився з 9,3 т/доб до 1,2 т/доб. Це свідчить про те, що привибійна зона забруднена АСПВ.

Для проведення кислотної обробки необхідно використати 6 м³ лужного та 9 м³ кислотного розчину. Склад лужного розчину вибирається наступним, %:

Гідрооксид натрію 20
Неонол АФ-12 1

Склад кислотного розчину вибирається наступним, %:

Соляна кислота 10
Фтористоводнева кислота 3
Неонол АФ-12 7

У пласт через НКТ нагнітають послідовно 6 м³ першого та 9 м³ другого розчину. Останню порцію кислоти протискують у пласт пластовою водою. Після двогодинної витримки свердловину освоюють.

Нафтовідмиваюча здатність відомих та запропонованих

№ п/п	Склад, ваг. %			
	Хлорид натрію (NaCl)	Гідрооксид натрію (NaOH)	Соляна кис- лота (HCl)	Неонол АФ-12
1 (прототип)	10	–	–	0,5%
2	–	7	–	0,5%
3	–	10	–	0,5%
4	–	20	–	1,5%
5	–	30	–	2% гліцерин
6	–	35	–	2,5% гліцерин
7	–	–	10	2% гліцерин
8	–	–	15	5% гліцерин
9	–	–	20	10% гліцерин

Таблиця 2

Розчиняюча здатність відомих та запропонованих кислотних розчинів
при температурі 60°C

№ п/п	Склад, ваг. %					Швидкість розчинення СаСО ₃ (кре- ди) кислот- ним розчином, г/м ² ·с
	Кислота		Неіоногенна ПАВ		Вода	
	найменування	вміст	найменування	вміст		
1 (прототип)	HCl	10	—	—	90	36,2
2	HF	0,3	прево- цел HG-12	1	98,7	0,1
3	HF	0,5	превоцел HG-12	2	97,5	0,09
4	HCl HF	10 3	ОП-10	5	82,0	1,4
5	HCl	20	неонол АФ ₉ -12	10	70,0	0,8
6	HCl	21	неонол АФ ₉ -12	11	68,0	0,8