

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности, к способам обработки скважин для повышения их производительности.

Наиболее близким к заявляемому является способ кислотной обработки, включающий закачку двух нейтральных реагентов по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству с получением кислоты в результате их взаимодействия на забое скважины [2].

Недостатком прототипа является высокая коррозионная активность полученного в результате взаимодействия исходных реагентов кислотного раствора и недостаточно глубокое проникновение его в пласт.

Задачей изобретения является создание способа кислотной обработки пласта, позволяющего увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и снизить коррозию скважинного оборудования.

Для этого способ кислотной обработки пласта, включающий закачку двух нейтральных реагентов с получением кислоты в результате их взаимодействия на забое скважины, предусматривает отдельную закачку реагентов непосредственно в пористую среду призабойной зоны путем разобщения пакером межтрубного пространства в интервале воздействия реагентами, причем в надпакерное пространство нагнетают расчет, плотность которого выше плотности реагента, нагнетаемого в подпакерное пространство.

Сопоставительный анализ заявляемого способа с прототипом показывает, что заявляемое решение от известного отличаются закачка нейтральных реагентов непосредственно в пористую среду, путем разобщения межтрубного пространства пакером в интервале воздействия реагентами, а также то, что в надпакерное пространство нагнетают реагент, плотность которого выше плотности реагента, нагнетаемого в подпакерное пространство.

Другие технические решения, включающие существенные признаки, отличающие заявляемое решение от прототипа, авторами не обнаружены.

Способ осуществляется в такой последовательности.

Доставляют к устью скважины растворы двух нейтральных реагентов. Разобщают: межтрубное пространство в интервале предполагаемого воздействия пакером. Обвязывают устье скважины со спецтехникой. Производят закачку реагентов отдельно по насосно-компрессорным трубам и по затрубному пространству и продавливают их в пласт продавочной жидкостью. По окончании продавки реагентов закрывают скважину на время реагирования с породой кислотного раствора, полученного в пласте в результате взаимодействия реагентов между собой. Затем удаляют продукты реакции и пускают скважину в работу.

Для подтверждения снижения коррозии скважинного оборудования при нагнетании в пласт нейтральных реагентов были проведены лабораторные испытания.

В три стеклянные бюксы наливали 100 мл формалина, 100 мл раствора хлористого аммония, смесь 50 мл формалина и 50 мл хлористого аммония (прототип). В каждую из бюкс помещали исследуемую пластину с геометрическими размерами 30x10x1мм из стали марки Ст.3. До погружения в бюксы и после пластины взвешивали и определяли по результатам замеров скорость коррозии. Результаты экспериментов приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1 коррозия стальной пластины, находящейся в бюксе, становится интенсивной при взаимодействии нейтральных реагентов. Это подтверждает то, что при реализации способа-прототипа взаимодействие нейтральных реагентов непосредственно в скважине вызовет значительную коррозию оборудования. При образовании же кислотного раствора в пористой среде пласта по предлагаемому способу коррозия скважинного оборудования будет снижена в 18 раз.

Для подтверждения повышения эффективности способа за счет увеличения глубины проникновения кислотного раствора в пласт проведены следующие испытания.

Составляли модель пласта из керна естественных горных пород. Карбонатность горных пород составляла 32%. Физические параметры модели пласта следующие:

- **длина модели пласта** **41 см;**
- **диаметр** **2,7 см;**
- **пористость** **12 %;**
- **эффективный объем пор** **24 %.**

Насыщали модель пласта нефтью. Проводили фильтрацию нефти в модели пласта при постоянном перепаде давления, равном 2,5 МПа и определяли исходную проницаемость. Затем обрабатывали модель по заявляемому способу, закачивая 1,0 см³ 40% раствора формалина и 1,0 см³ 26% раствора хлористого аммония либо 1,0 см³ 40% раствора формалина и 1,0 см³ 26% раствора нитрата аммония с объемным расходом 2x10⁻⁴ см³/с.

В тех же условиях проверена эффективность способа-прототипа.

Время реагирования кислотного раствора с породой контролировали по газовыделению в процессе фильтрации. Результаты исследований приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, глубина проникновения кислотного раствора в модели по заявляемому способу почти в два раза больше, чем по способу-прототипу.

Пример выполнения способа:

Скважина глубиной 1937 м вскрывает нефтенасыщенный пласт в интервале 1904-1931 м. Коллектор представляет собой известняк. Дебит скважины за 12 лет эксплуатации снизился с 250 до 43 м³/сут. У скважины приготовили 6 м³ 40% раствора формалина и 8 м³ 6% раствора хлористого аммония. В скважине, в интервале 1918 м установили пакер. Устье скважины обвязали со спецтехникой. Произвели одновременную закачку реагентов (по затрубному пространству 26% раствор хлористого аммония, а по насоснокомпрессорным трубам - 40% раствор формалина) с последующей их продавкой в пласт продавочной жидкостью. Закрыли скважину на реагирование кислотного раствора с породой. Затем удалили продукты реакции и пустили скважину в работу.

Сравнительные данные, свидетельствующие о преимуществе предлагаемого способа по сравнению с

базовым, приведены в таблице 3.

Таким образом, применение заявляемого способа позволяет снизить коррозию скважинного оборудования и увеличить глубину проникновения кислотного раствора в пласт, что значительно повышает эффективность кислотного воздействия и, как следствие, увеличивает производительность и приемистость скважины.

Таблица 1

№ п/п	Реагент	Вес пластины, г		Время на- хождения пластины в бюксе, час	Скорость коррозии, г/м ² , час
		до погруже- ния в бюксу	после по- гружения в бюксу		
1	40% р-р формалина	3,12470	3,12468	2	0,0147
2	26% р-р хлористого аммония	3,1156	3,11520	2	0,2941
3	20% р-р формалина и 13% р-р хлористого аммония (прототип)	3,1187	3,1114	2	5,3677

Таблица 2

Показатели	Способ		
	Прототип	Предлагаемый	
Длина керна, см	41	41	41
Диаметр керна, см	2,7	2,7	2,7
Пористость исходная, %	12,0	12,0	12,0
Объем пор, см ³	24,0	24,0	24,0
Проницаемость исходная, мкм ²	10 ⁻¹⁴	10 ⁻¹⁴	10 ⁻¹⁴
Проницаемость по окончании эксперимента, мкм ²	2,1 · 10 ⁻¹⁴	2,1 · 10 ⁻¹⁴	2,1 · 10 ⁻¹⁴
Время реагирования кислотного раствора с поро- дой, мин	517	734	712
Глубина проникновения кислотного раствора в модели, см	7,8	14,7	14,4

Таблица 3

Показатели	Способ	
	Базовый	Предлагаемый
Дебит скважины, м ³ /сут		
при сдаче в эксплуатацию	250	250
перед обработкой	43	43
после обработки	190	270
Глубина проникновения кислотного раствора в пласт, м	1,0	1,5
Дополнительная добыча нефти за счет обработки, м ³ /сут	147	227