

УДК 622.276.72:66.097.8 – 048.34

## ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧИНАРЕВО

Утеева Тойган Насипкалиевна, магистр технических наук, старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело» Западно-Казахстанского инновационно-технологического университета, Уральск, Казахстан

### Аннотация

*В статье представлены особенности применения и критерий метода соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважин. Высокая изменчивость коллекторских свойств и низкие значения пластовых давлений сводят эффективность применения обычных соляно-кислотных растворов в условиях карбонатных коллекторов к минимуму. В процессе обработки кислота движется в основном по одним и тем же каналам, и трещинам, оставляя без воздействия значительную часть продуктивного пласта. Для устранения факторов, снижающих эффективность СКО, разработан специальный состав ЗСК, который добавляется к раствору соляной кислоты и ряд технологических решений по его применению.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** призабойная зона пласта, соляно-кислотная обработка, терригенные и карбонатные коллекторы, фтористоводородная кислота, глинокислота, глинистая корка.

## EFFICIENCY OF WELL ACID TREATMENT AT CHINAREVO OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Uteeva Toygan Nasipkalievna, Master of Technical Sciences, Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Business, West Kazakhstan Innovation and Technology University, Uralsk, Kazakhstan

### Abstract

*The article presents the features of the application and the criterion of the method of hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of wells. The high variability of reservoir properties and low values of formation pressures reduce the efficiency of using conventional hydrochloric acid solutions in carbonate reservoir conditions to a minimum. In the course of treatment, the acid moves mainly along the same channels and cracks, leaving a significant part of the reservoir without impact. To eliminate the factors that reduce the effectiveness of the DIS, a special composition of the ZSK has been developed, which is added to the hydrochloric acid solution and a number of technological solutions for its application.*

**KEYWORDS:** bottomhole formation zone, hydrochloric acid treatment, terrigenous and carbonate reservoirs, hydrofluoric acid, clay acid, clay cake.

Наиболее распространенным методом увеличения эффективности разработки карбонатных коллекторов являются соляно-кислотные обработки скважин. Эффективность СКО в первую очередь зависит от глубины проникновения кислоты в пласт, от полноты растворения в кислоте зерен коллектора, от охвата пласта воздействием кислотного раствора. Высокая изменчивость коллекторских свойств и низкие значения пластовых давлений сводят эффективность применения обычных соляно-кислотных растворов в условиях карбонатных коллекторов к минимуму. В процессе обработки кислота движется в основном по одним и тем же каналам, и трещинам, оставляя без воздействия значительную часть продуктивного пласта. Кроме того, при растворении нефтенасыщенного карбонатного коллектора

растворами «чистой» соляной кислоты резко повышается вязкость нефти и происходит образование водонефтяных эмульсий, что резко снижает эффективность СКО.

Чинаревского месторождения представлен известняками, на которые благоприятно влияет соляная кислота, после СКО продуктивность возрастает в 2-3 раза. СКО предусматривается проводить в скважинах с низким дебитом в том случае, когда рядом находящиеся скважины, пробуренные в аналогичных условиях, имеют высокую продуктивность. Оптимальный режим проведения СКО устанавливается на основе лабораторных и промысловых испытаний на месторождении, включающих определение концентрации применяемой соляной кислоты, необходимых добавок и методов обработки [1].

Кислотные обработки призабойных зон скважин на Чинаревском месторождении проводятся в период освоения скважин и вызова притока и затем при эксплуатации скважин с целью увеличения проницаемости продуктивного пласта. Кислотные обработки скважин основаны на способности кислот растворять некоторые виды горных пород, что приводит к очистке и расширению их поровых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, - к повышению производительности скважин [2].

Закачивают расчетный объем кислотного раствора в скважину. Объем кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны. Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки.

Анализ результатов первичных СКО показывает, что удельный расход кислотного раствора на метр обрабатываемой толщины зависит от коллекторских свойств ПЗС: для низкопроницаемых коллекторов невысокой пористости удельный расход 15%-го раствора НС1 изменяется от 0,2 до 0,6 м<sup>3</sup>/м; для высокопроницаемых коллекторов - от 0,2 до 0,9 м<sup>3</sup>/м; для трещинных коллекторов - от 0,3 до 0,9 м<sup>3</sup>/м. При закачке кислотного раствора в скважину в течение времени достижения им обрабатываемого пласта задвижка на затрубном пространстве открыта, после чего она закрывается.

Продавливают кислотный раствор в ПЗС, продолжая агрегатом закачку расчетного объема кислоты в скважину. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины. Нейтрализация кислотного раствора за счет реагирования

его с обрабатываемой породой. Время нейтрализации, как уже отмечалось, зависит от давления и температуры и изменяется от 1 ч. до 24 ч. После нейтрализации кислотного раствора проводят вызов притока и освоение, а затем - исследование скважины. По результатам исследования до обработки и после судят о технологическом эффекте. Выбор кислотных обработок для различных коллекторов. Соляно кислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующая карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и конвенционального коэффициентов продуктивности.

Для проведения соляной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям: приемистость скважины более 500 м<sup>3</sup>/сутки и со временем снижения до 100 м<sup>3</sup>/сутки и ниже; скважина должна изливаться; устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Термохимические соляно-кислотные обработки ПЗС эффективны в скважинах с низкими пластовыми температурами, в при забойной зоне которых наблюдается отложение твердых углеводородов (смолы, парафины, асфальты). Этот вид обработки может быть применен как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных при достаточно высокой их карбонатности. [3]

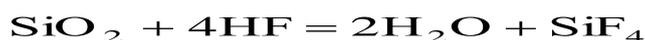
Обработку карбонатных коллекторов в скважинах с температурой от 100 до 170 °С производят с использованием гидрофобной кислотной эмульсии со специальным эмульгатором: диаминдиолеат, первичные амины, алкиламины от 0,5 до 1%-ной концентрации. Для обработки терригенных коллекторов с карбонатностью менее 10%, а также в случае загрязненной ПЗП используют глинокислотные растворы, приготавливаемые из соляной: от 10 до 12% массы и плавиковой от 3 до 5% массы кислот. Допустимо использование взамен плавиковой кислоты кристаллического бифторидфторида аммония. Объем раствора при глино-кислотной обработке выбирают из условия предупреждения разрушения пластовых пород. При первичной обработке используют от 0,3 до 0,4 м<sup>3</sup> раствора на 1 м вскрытой перфорацией толщины пласта.

Таблица 1. Объем кислоты для ОПЗ в зависимости от проницаемости пласта-коллектора и количества обработок

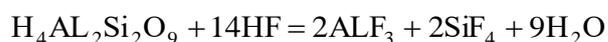
Количество обработок	Объем кислоты, м <sup>3</sup> (из расчета 15%-ной концентрации) на 1 м вскрытой толщины пласта		
	Тип коллектора		
	Поровый		
	Малопроницаемый	Высокопроницаемый	Трещинный
Одна	0,4-0,6	0,6-1,0	0,6-0,8
Две и более	0,6-1,6	1,0-1,5	1,0-1,5

Для обработки коллекторов, представленных ангидритами, используют соляно-кислотные растворы с добавками от 6 до 10% массы азотнокислого натрия. Во всех случаях при проведении кислотных обработок в состав раствора вводят ингибитор коррозии. Особенность СКО терригенных коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и трещиноватых коллекторах. В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому. [4]

В карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченно й массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Соляная кислота взаимодействует с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF). Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:



Образующийся фтористый кремний  $\text{SiF}_4$  далее взаимодействует с водой. Кремнефтористоводородная кислота  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  остается в растворе, а кремниевая кислота  $\text{Si}(\text{OH})_4$  по мере снижения кислотности раствора может образовать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта. Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе. Рабочий раствор кислоты для воздействия на терригенные коллекторы обычно содержит 8-10% соляной кислоты и 3-5% фтористоводородной. Плавиковая кислота растворяет алюмосиликаты согласно реакции:



Фтористый алюминий  $\text{AlF}_3$  остается в растворе, а фтористый кремний  $\text{SiF}_4$  взаимодействует с водой, образуя кремниевую кислоту.

Взаимодействие HF с зернистым кварцем протекает медленно, а с алюмосиликатом  $H_4Al_2Si_2O_9$  быстро, но медленнее, чем HCl с карбонатами. Обработка терригенных коллекторов смесью соляной и фтористоводородной кислот целесообразна для удаления карбонатных цементирующих веществ и для растворения глинистого материала. Смесью HCl и HF называют глинокислотой.

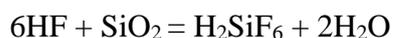
Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер предосторожности. Она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония  $NH_4FHF + NH_4F$ , который сравнительно дешев, хотя и требует мер защиты.

Глинокислота (4% HF + 8% HCl) употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5%. Она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, и ее количество подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. Для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3-0,4 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта. [5]

Глинокислота представляет собой смесь плавиковой кислоты (HF) с соляной, обычно в соотношении 12% HCl и 3% HF. Однако, иногда, применяется слабый раствор (6% HCl и 1,5% HF). Глинокислота используется, преимущественно, для удаления глинистых корок песчаных пластов, для улучшения проницаемости глиносодержащих пластов, прилегающих к стволу скважины, а также для повышения растворимости доломитовых образований (dolomitic formations). Эффективность данной обработки основана на том, что некоторые глины, кремнезем (silica) и другие материалы, обычно нерастворимые в HCl, имеют определенную степень растворимости в HF.

HF кислота применяется исключительно в кислотной обработке песчаника для растворения глины пласта ( $Al_2Si_4O_{10}(OH)_2$ ) или глин, которые передвинулись в каналы пор от бурения или растворов для вскрытия продуктивного пласта. 3800 литров 4,2% HF кислоты растворит 320 кг глины. Реакция HF кислоты с песком ( $SiO_2$ ) растворяет маленькое количество скалистой породы (карбонаты, полевые шпаты, слюду, кремнистый известняк и кварц). Во время первичной реакции HF растворяет глиноземистые силикаты. Другие металлические ионы связанные с глиной тоже растворяются в растворе.

Плавиковая кислота (HF) является единственной кислотой, вступающей в реакцию с песком и другими минералами на кремниевой основе, такими как глина. Формулы простейших реакций:



Фторо-кремниевая (Фторосиликат) и фторо-алюминиевая кислоты, полученные при реакции, вступают в реакцию с ионами  $\text{Na}^+$  или  $\text{K}^+$  из солей  $\text{NaCl}$  и  $\text{KCl}$  в солёной воде и выпадают в нерастворимые осадки  $\text{Na}(\text{K})_2 \text{SiF}_6$ ,  $\text{Na}(\text{K})_3 \text{AlF}_6$ .

Таким образом  $\text{Na}^+$  и  $\text{K}^+$  ионы должны быть вытеснены из системы пор возле ствола скважины до поступления  $\text{HF}$  (ион аммония не образует нерастворимые компоненты с  $\text{HF}$  - используйте растворы  $\text{NH}_4\text{Cl}$ , как промывочную или после промывочную жидкость, или  $\text{HCl}$  - если карбонат или дизельное топливо, неочищенная нефть).

**Таблица 2. Результаты реакции кислоты с породами**

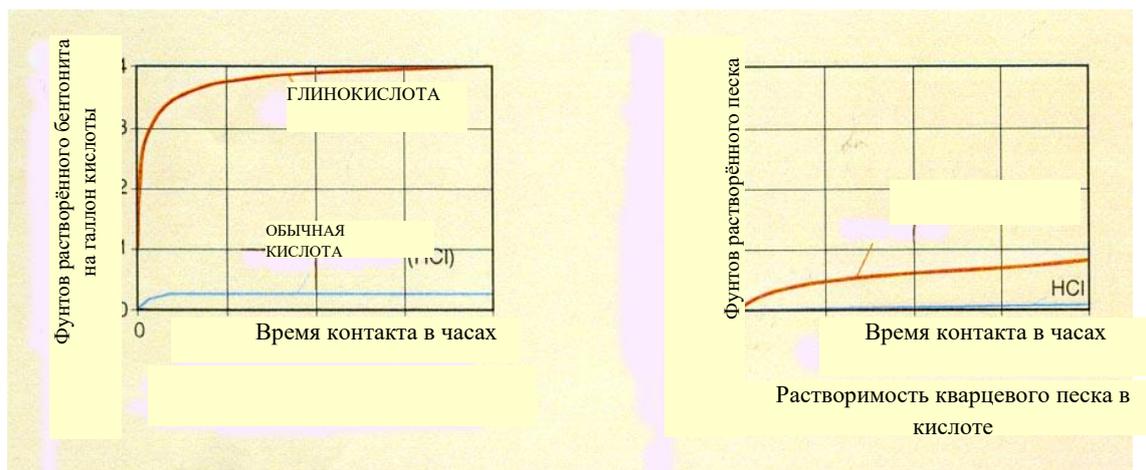
HF + «глина»	быстро	Si, Al в растворе
	→	
HF + «кварц»	Медленно	Si в растворе ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ )
	→	
$\text{H}_2\text{SiF}_6$ + «глина»	→	Al + $\text{Si}(\text{OH})_4$ аморфный кварцевый осадок

Быстрое время реакции и осадки делают  $\text{HF}$  кислоту не подходящей к пескам, содержащим карбонаты, и имеющий более 20% растворимости в  $\text{HCl}$ .  $\text{HF}$  кислота никогда не должна использоваться в пластах с карбонатами из-за осадков  $\text{CaF}_2$ , которые нерастворимые. Если песчаный пласт содержит более, чем 20% карбоната, скважина должна быть обработана кислотой только с  $\text{HCl}$ . [6]

$\text{HF}$  вступает в реакцию с натрием, калием и кальцием - образует нерастворимые осадки.  $\text{HF}$  может также порождать нерастворимые побочные продукты, такие как коллоидный кремнезем – результат взаимодействия с породой.

Следовательно, предварительная промывка  $\text{HCl}$  всегда должна осуществляться для:

1. Вытеснения пластовой воды, содержащей ионы калия, натрия или кальция. Если этого не сделать, то может образоваться ряд фторосиликатов {напр.:  $\text{K}_2\text{SiF}_6$ } или фтороалюминатов различной растворимостью из-за реакции  $\text{HF}$ .
2. Поддержания низкого pH в призабойной зоне на всём протяжении обработки во избежании различных реакций осаждения
3. Растворения карбонатов, которые могли бы породит нерастворимые фториды ( $\text{CaF}_2$ ).



**Рис. 1. Растворимость бентонита в кислоте**

Для трещиноватых пород рекомендуемые объемы - 0,75 - 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте 8 - 12 ч. Объем продавочной жидкости равен объемам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации).

Терригенные породы содержат мало карбонатов. Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным 12 - 15 % раствором HCl, а затем закачивают глинокислоту. [7]

### Литература

1. Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. – С. 50-56.
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ОАО «Издательство «Недра» – С. 95-98.
3. Южанинов П.М., Вилисов В.Н. Рациональные условия применения сульфаминовой кислоты при обработках скважин // Интенсификация процессов добычи нефти на месторождениях Пермского Прикамья: Тр. / ПермНИПИнефть. – 1983. – С. 49-53.
4. Сугурчев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. – С. 49-53.
5. <http://reftrend.ru/16987.html>
6. Хамзина Б.Е. Методы повышения нефтеотдачи пласта / Б.Е. Хамзина, Р.И. Джусупкалиева, Учебное пособие. - Уральск: ЗКАТУ им. Жангир хана, 2016. – 88-92 с.
7. Крылов Д.А., Батырбаев М.Д., Розницын В.В. Соляно-кислотные обработки добывающих скважин на месторождении Узень // Нефт.хоз-во. – 1990. - №6. – С. 69-71.