

СОЛЯНОКИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КАРБОНАТНОГО СОСТАВА И МЕТОДИКА ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В статье рассмотрен механизм физико-химического воздействия кислотных растворов на карбонатные породы продуктивных пластов во время проведения солянокислотных обработок при освоении нефтяных и газовых скважин. Предлагаются новые высокоэффективные рецептуры кислотных растворов, а также методика проведения солянокислотных обработок, учитывающая химико-минералогические особенности и термобарические условия продуктивных пластов, позволяющие повысить нефтегазоотдачу добывающих скважин.

Закачка кислоты в поровые и трещинные коллекторы при освоении нефтяных и газовых скважин приводит к расширению трещин и поровых фильтрационных каналов в пористых блоках, разъеданию стенок каверн и соединению между собой трещин, каверн и пористых блоков. Таким образом происходит восстановление гидродинамической связи скважины с системой трещин в пласте, по которым осуществляется основной приток нефти и газа к забою скважины приводящее, в конечном счете, к росту их производительности.

Технологические особенности проведения кислотной обработки скважин, обеспечивающие высокую эффективность операции, определяется целым рядом требований, главными из которых являются:

- максимальная химическая растворимость породы коллектора,
- максимальное увеличение проницаемости породы при кислотном воздействии,
- обеспечение максимальной глубины проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии,
- достижение максимальной степени охвата толщины пласта кислотным воздействием,
- извлечение продуктов реакции из пласта или их оттеснение от забоя скважины в глубь пласта с целью их рассеивания.

Величина максимальной глубины проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии определяется продолжительностью нейтрализации кислотного раствора в пластовых условиях, удельной поверхностью фильтрации породы и объемной скоростью нагнетания кислотного ра-

створа в пласт в процессе проведения солянокислотной обработки скважин. Продолжительность нейтрализации кислотных растворов определяется их типом и рецептурой, литолого-физическими особенностями карбонатных коллекторов и термобарическими условиями пласта.

Поэтому с целью обеспечения высокой эффективности проведения солянокислотных обработок (СКО) на практике стремятся увеличить продолжительность нейтрализации кислотного раствора, либо ограничить продолжительность пребывания кислоты в пласте настолько, чтобы предотвратить выпадение нерастворимых осадков в призабойной зоне пласта (в основном гидроокиси железа), образующихся при полной нейтрализации соляной кислоты, которые могут вызвать вторичную коагуляцию пласта и существенно снизить эффективность операции.

Для увеличения продолжительности нейтрализации кислотных растворов с карбонатными коллекторами весьма эффективно используются загустители кислот карбоксилметилцеллюлоза (КМЦ), сульфит-спиртовая барда (ССБ), смолы и синтетические полимеры.

Кроме того, для обеспечения большей глубины проникновения кислоты в пласт в активном состоянии весьма успешно применяются гели, нефтекислотные эмульсии и пены.

Существенно замедляют скорость реагирования кислоты с породой добавки ПАВ в кислотные растворы.

ПАВ адсорбируясь на поверхности минералов породы-коллектора, уменьшают тем

самым поверхность ее контакта с кислотой и увеличивают таким образом продолжительность времени ее нейтрализации.

В частности добавка сульфонола к соляной кислоте в пределах 0,2-1,0% снижает скорость растворения породы более чем в 2 раза при $t=40^{\circ}\text{C}$, а добавка ПАВ типа ОП-7 и ОП-10 в соляную кислоту приводит к снижению скорости реагирования кислоты с породой в 5-12 раз (рисунок 1).

Загущение кислоты реагентами типа КМЦ и ССБ снижает скорость нейтрализации кислоты. Адсорбируясь на породе КМЦ и ССБ преграждают доступ кислоты к породе понижают интенсивность реагирования породы с кислотой.

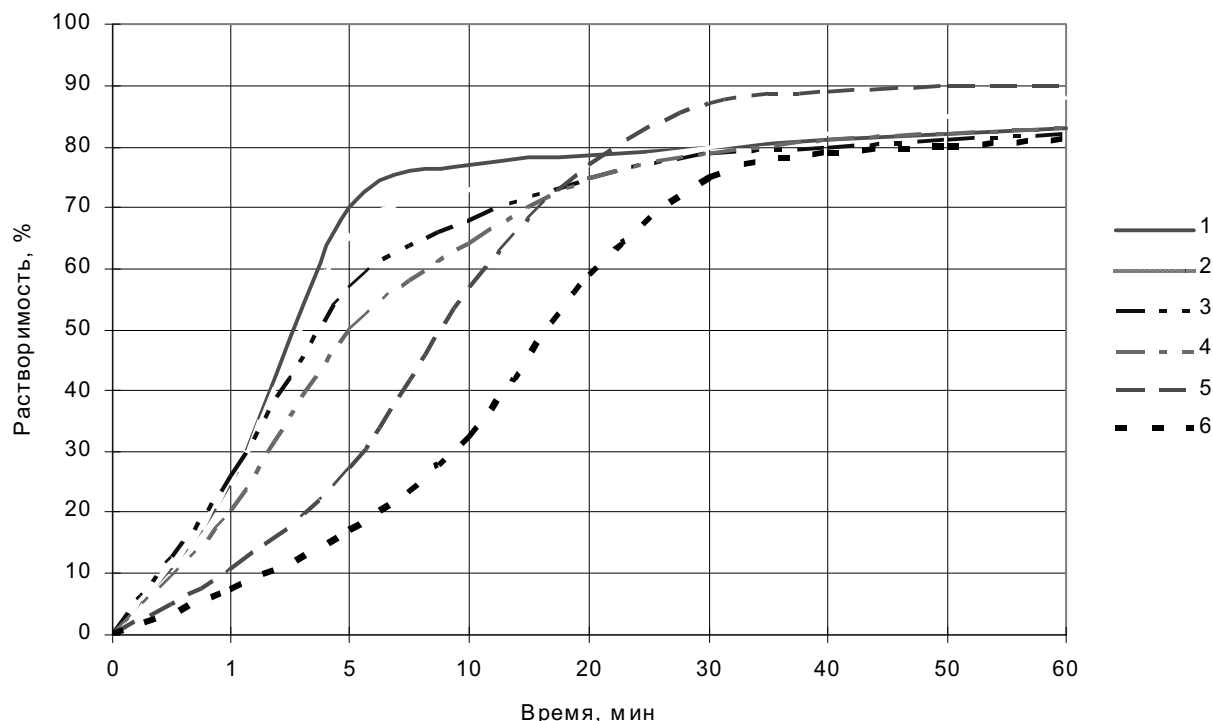
Важным преимуществом применения КМЦ и ССБ в качестве эффективных добавок к кислотным растворам является их повышенная термостойкость до 100°C и более, позволяющая успешно использовать их в качестве загустителей кислотных растворов для обработки высокотемпературных глубокозалегающих пластов при освоении скважин.

Еще более интенсивное снижение скорости реагирования кислоты с породой плас-

та наблюдается в условиях воздействия на породу газированных (азрированных) кислотных растворов (пены), способствующих повышению степени охвата толщины пласта кислотным воздействием и увеличению глубины проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии и созданию тем самым сети высокопроводящих дренажных каналов.

Применение газированных кислотных растворов, где в качестве газа применяется азот, углекислый газ, воздух, особенно эффективно при кислотной обработке низкопроницаемых поровых и порово-трещинных коллекторов, поскольку газированные кислотные растворы по своему агрегатному состоянию представляют собой кислотный туман (парогаз), в котором кислота находится в виде пара с размерами капелек кислоты до 2-7 мкм, что соразмерно с размером поровых каналов.

Газированная кислотная смесь проникает в мельчайшие поровые каналы и микро-трещины, в которые кислота в виде жидкости не способна проникнуть из-за противодействия капиллярных сил.



1 - 14% HCl; 2 - 14% HCl+12% CaCl₂; 3 - 14% HCl+2,5% КМЦ; 4 - 14% HCl+ 2% ОП-4;
5 - 14% HCl+ 2% ОП-10; 6 - 14% HCl+1% сульфонола

Рисунок 1. Зависимость растворимости карбонатной породы от состава кислотного раствора

Применение нефтекислотных эмульсий, размеры глобул которых в десятки раз меньше размеров пузырьков пены ($d_{гл}=0,01-0,12$ мкм), более эффективно по сравнению с пенокислотными растворами вследствие более высокой их проникающей способности в низкопроницаемые пласты и повышения таким образом степени охвата толщины пласта кислотной обработкой.

При выборе рецептуры кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов существенное значение имеет концентрация кислоты, поскольку именно ее концентрация предопределяет скорость растворения породы, эмульгирующую ее способность, степень растворимости породы, коррозионную активность и эффективность извлечения продуктов реакции из пласта.

Исследование влияния различных добавок к кислотным растворам, повышающих эффективность их применения при солянокислотной обработке карбонатных коллекторов, а также результаты лабораторных исследований по разработке рецептуры кислотного раствора для увеличения притоков нефти и газа в скважинах позволяют сделать следующие выводы:

– для повышения эффективности СКО и снижения скорости коррозии металла НКТ при освоении скважин целесообразно применять кислотные растворы следующих типов: 14% HCl + 1% сульфонола + 0,01-0,15% Na₂SO₄

– для предупреждения блокировки ПЗП продуктами реакции, улучшения фильтруемости кислотных растворов в пласт и разрушения эмульсий в пласте, а также улучшения очистки ПЗП от продуктов реакции необходимо в кислотные растворы для обработки ПЗП добавлять ПАВ типа сульфонола с содержанием его в кислоте в пределах 1%;

– эффективность кислотной обработки пласта тем выше, чем длительнее время нейтрализации кислоты при взаимодействии с карбонатной породой и чем больше глубина проникновения кислоты в пласт в активном состоянии.

Время нейтрализации основной части активности кислоты карбонатной породой прямо пропорционально зависит от объема

кислоты, приходящейся на единицу ее контакта с поверхностью породы.

При высоких удельных поверхностях фильтрации породы реакция нейтрализации соляной кислоты протекает очень быстро и замедление процесса нейтрализации кислотного раствора в пластовых условиях для создания каналов растворения большой протяженности становится определяющим.

В процессе проведения СКО соотношение между объемом кислоты и поверхностью ее контакта с карбонатной породой довольно сильно изменяется по мере удаления от стенки скважины в глубь пласта.

Дело в том, что при проникновении соляной кислоты в карбонатные коллекторы порово-трещинного или трещинного типа образуется довольно значительное количество каналов растворения, поперечные размеры которых, протяженность и численность непрерывно увеличиваются по мере фильтрации через них новых порций кислотного раствора.

В результате удельная поверхность фильтрации породы в зоне проникновения кислоты в пласт несколько снижается, однако остается довольно высокой, вследствие чего продолжительность нейтрализации кислотного раствора в пластовых условиях остается крайне малой и составляет в зависимости от пластовой температуры величину 3-7 мин и менее.

Поэтому глубина проникновения кислоты в пласт в активном состоянии остается небольшой, что снижает эффективность солянокислотных обработок при освоении скважин, законченных бурением.

В этих условиях для увеличения глубины проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии необходимо максимально увеличить объемную скорость нагнетания кислотного раствора в пласт.

Максимальная глубина проникновения кислоты в пласт в активном состоянии связана с объемной скоростью нагнетания кислотного раствора в пласт, временем нейтрализации и удельным объемом кислоты, следующим соотношением:

$$V_k = Q_k \cdot T_n = \pi \cdot (r_p^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (1)$$

При этом глубина проникновения кислоты в пласт определяется из соотношения:

$$L = r_p - r_c = \frac{Q_k \cdot T_n}{\pi \cdot m \cdot h \cdot (r_p - r_c)} \quad (2)$$

где m – пористость пласта в долях единицы;

h – толщина обрабатываемого интервала пласта;

Q_k – объемная скорость нагнетания кислотного раствора в пласт;

r_p – радиус проникновения кислоты в пласт в активном состоянии;

r_c – радиус скважины;

T_n – время нейтрализации;

V_k – объем закачиваемой кислоты в пласт.

Как видно из соотношения (2), глубина проникновения кислоты в пласт определяется с одной стороны пористостью пласта, а с другой стороны временем нейтрализации кислоты породой.

Если величина пористости пласта определяется с достаточно высокой степенью точности в сравнении с другими параметрами пласта, то определить время нейтрализации кислоты с породой довольно сложно, так как оно определяется и скоростью реакции кислоты с породой и удельной поверхностью фильтрации породы, ее пористостью и проницаемостью.

Дело в том, что при одной и той же скорости реакции кислоты с породой, чем больше удельная поверхность фильтрации породы, тем меньше время нейтрализации кислотного раствора.

Следует также отметить, что время нейтрализации кислотных растворов из-за из-

менения скорости реакции резко снижается в несколько раз по мере увеличения пластовой температуры от 25° С до 90-100° С и более, ограничивая тем самым глубину проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии, что приводит к снижению эффективности обработки глубокозалегающих высокотемпературных карбонатных пластов.

Учет влияния термобарических факторов на эффективность кислотных обработок глубоких скважин очень важен, поскольку большие запасы нефти и газа в Оренбургской области связаны с глубокозалегающими карбонатными коллекторами порово-трещинного типа, находящимися в сложных термобарических условиях (высокие температуры до 100° С и более, высокие горные и пластовые давления, достигающие $P_r=100$ МПа, $P_{пл}=40-45$ МПа и более).

Таким образом, наряду с литологическим составом породы величина удельной поверхности фильтрации карбонатных коллекторов и термобарические условия в пласте являются определяющими факторами оптимизации выбора метода интенсификации притоков нефти и газа и технологии проведения самой операции по обработке призабойной зоны пласта, выбору рецептуры кислотного раствора, скорости и объемов закачки кислотного раствора в пласт, глубины проникновения кислотного раствора в пласт в активном состоянии и других, при которых достигается наибольшая эффективность обработки призабойной зоны пласта.

Список использованной литературы:

1. Аммян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М.: Недра, 1970.
2. Бобелюк В.П. Особенности кислотной обработки и гидроразрыва низкопроницаемых слабокарбонатных пластов. Нефтяное хозяйство, 1990, №4.
3. Калинин В.Ф. Кислотный раствор для обработки карбонатного пласта. Каталог экспонатов выставок ярмарок павильона «Нефтяная промышленность», ВДНХ СССР, ВНИИОЭНГ, Москва, 1991.
4. Муслимов Р.Х., Орлов Г.А., Мусабиров М.Х. Комплекс технологий обработки призабойной и удаленной зон карбонатных пластов. Нефтяное хозяйство, 1995, №3.