

При разработке кислотных составов учитывается, что применение ПАВ позволяет регулировать скорость реакции кислоты с породой, а так же существенно снизить поверхностное натяжение кислотного раствора на границе с углеводородной жидкостью, увеличить проникающую способность кислоты, способствует более полному удалению из пласта продуктов реакции, также ПАВ препятствует смыканию трещин.

Для оценки влияния ПАВ в качестве замедлителей тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом.

Для определения оптимальной концентрации состава необходимо было проводить опыты на породе с равномерной карбонатностью, для этого был выбран известняк. Образцы керна помещались в кислотный раствор с различным содержанием ПАВ на 20 мин, затем они извлекались и просушивались в течение суток, а после взвешивания рассчитывалась потеря массы образцов (%).

При увеличении концентрации ПАВ в растворе до 1% наблюдается резкое замедление растворимости, при 5% у ЛАБС натрия наблюдается максимальный эффект. В этой связи увеличение концентрации ПАВ в кислотном составе более 5% не целесообразно [3].

Дальнейшие исследования были направлены на оценку влияния времени обработки образцов. В начальный период времени (до 10 минут) катамин АБ и ЛАБС натрия незначительно (по сравнению с другими ПАВ) замедляет действие кислоты, что вызывает значительную потерю массы, при этом в дальнейшем они практически нейтрализуют действие кислоты, что может негативно сказаться на глубине проникновения кислотного состава в пласт. Додецилсульфат натрия, напротив, в начале обработки отрицательно сказывается на растворяющей способности кислотного состава, но затем график выравнивается и становится практически линейным, а Синтанол АЛМ-10 показывает наиболее стабильные результаты [3].

Опытно-производственная и технико-экономическая оценка свидетельствует об эффективности предлагаемой технологии гидродинамического воздействия на пласт с использованием кислотного состава, а именно, после проведения обработки дебит скважины увеличился с 1,41-1,63 до 4,5-5,49 т/сут, что соответствует увеличению в 3 раза и показывает, что ежегодная прибыль при объемах обработок порядка 17 скважин в месяц может достигать 14 млн. руб [3].

Литература

1. Барашков В.Н. Основы теории упругости: учебное пособие / В.Н. Барашков, И.Ю. Смолина, Л.Е. Путеева, Д.Н. Песцов. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2012. – 184 с.
2. Гмид Л.П. Атлас карбонатных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, С.Ш. Леви. – Труды всесоюз. Нефт. Н.-и. Геол.-развед. Ин-та тс. - Вып. №313. -Ленинград: Недра, 1972. – 150 с.
3. Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта / Н.И. Николаев, А.В. Шипулин, К.С. Купавых // Территория Нефтегаз. – 2015. – №4. – с.100-104.
4. Леонов М.Я. Развитие мельчайших трещин в твердом теле / М.Я. Леонов, В.В. Панасюк // Прикладная математика и механика. - 1959. - №5. - с.391-401.
5. Максвелл Дж. К. Материя и движение / Дж. К. Максвелл. — М.—Ижевск: РХД, 2001. – 178 с.
6. Огун Дж. О. О преобразовании пространства начальных данных для задачи Коши с особенностями решения типа взрыва / Дж. О. Огун, Ю.Н. Орлов, В.Ж. Сакбаев // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. - 2012. - № 87. –31 с.
7. Duval G.E. Shock waves in the study of solids / G.E. Duval // Applied Mechanics Review. - 1962. - №4. - 16 p.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ПОД ДЕЙСТВИЕМ СОЛЕЙ И ПОЛИМЕРОВ

И. В. Масалида

Научный руководитель, доцент К. М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение нефтяных и газовых скважин проходит через осадочные слои, доля глинистых пород в которых составляет 70-75% [1]. Проходка глинистых толщ обычно сопровождается нарушением устойчивости ствола скважины, осыпанием и обвалованием горных пород, слагающих стенку скважины. При бурении в неустойчивых глинистых породах на борьбу с осложнениями затрачивается до 30% времени строительства скважины [2]. Во многих случаях эти осложнения могут приводить к прихватам бурильного инструмента и геофизических приборов, увеличивая риск аварийной ликвидации скважины, т.е. и невыполнению скважиной своего прямого назначения.

Глинистые породы наиболее склонны к осложнениям деформационного характера, возникающим в результате их набухания. Происходит это, в первую очередь, из-за физико-химического взаимодействия раствора с глинистой породой. Уменьшить влияние этого взаимодействия может правильный выбор типа, состава и свойств ингибированного бурового раствора, что сократит затраты времени на ликвидацию осложнений, которые замедляют или могут полностью прекратить углубление скважины. На сегодняшний день проведено множество исследований, касающихся рецептуры промывочных агентов, в частности, подбора наиболее эффективного ингибитора набухания глинистых пород. Под набуханием понимается способность глины увеличивать свой размер в процессе взаимодействия с буровым раствором. Проведенные исследования показали, что лучшими

ингибирующими свойствами обладают ряд неорганических и органических солей [5], а также полимеры [6], значительно снизив расширение сланцевых образцов.

Целью настоящей работы является изучение влияния модельных растворов солей и полимеров на степень набухания глинистых пород на примере бентонитового глинопопорошка.

Бентонит – это глинистый порошок, в частицах которого преобладает монтмориллонит. Особенность кристаллической решетки монтмориллонита состоит в том, что она представлена тремя слоями: два тетраэдра и один октаэдр. Часть атомов алюминия в октаэдрическом слое замещена атомами магния или железа. В результате замещения кристаллические решетки преобразуют отрицательный электрический заряд, который нейтрализуется поглощенными катионами Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} . В водной среде между атомами кислорода и воды действуют водородные связи. На поверхности глины адсорбируется слой молекул воды. В результате действия водородных связей между атомом кислорода и воды, а также между её диполями и последующими слоями, на поверхности глины образуется несколько слоев молекул воды, образуя гидратную оболочку. Вода, формирующая гидратную оболочку на поверхности глинистой частицы, является физически связанной. Каждая глинистая частица имеет свой полный комплект поглощенных катионов. При этом существуют две тенденции:

1. Вода стремится растворить глину, оторвать от глинистой частицы поглощенные ею катионы. Катионы стремятся равномерно распределиться в дисперсионной среде.

2. Силы электростатического притяжения удерживают катионы у поверхности частицы, так что концентрация их в единице объема постепенно убывает по мере удаления от поверхности.

Изучение ингибирующего эффекта проводили с использованием спрессованных образцов глинопорошка ПБМБ (ООО «Бентонит Хакасии»). Глинистые образцы цилиндрической формы (рисунок 1-а) получали в результате прессования модифицированного бентонита в компакторе ОТПЕ.

В качестве емкостей для проведения эксперимента использовались мерные стаканы. В каждый из трех мерных стаканов помещались бентонитовые образцы, заполненные соответствующими ингибированными жидкостями. Для измерения увеличения пород применялась линейка и графический редактор MS Paint (рисунок 1-б).



а)



б)

а) Глинистый образец в мерном стакане; б) Образцы бентонита, погруженные в ингибированные жидкости
Рисунок 1 – Отображение экспериментальных результатов

Фиксация результатов набухания глины производилась при помощи камеры, установленной на штативе, каждые 30 минут.

В качестве ингибиторов использовались соли:

- KCl ,
- CaCl_2 ,
- а также полимеры:
- Полиакриламид (Праестол 2500),
- Поливиниламин (опытный образец компании ООО «СХТ»),
- Полигликоль (смесь гликолей разной молекулярной массы).

Согласно литературным данным [2], специфичность действия ионов калия K^+ обусловлена соотношением геометрических размеров гидратированного и негидратированного иона, межплоскостными расстояниями и размером гексагональных колец, образуемых кремнекислородными тетраэдрами элементарных пластин бентонита. Размер иона K^+ в негидратированном состоянии равен 0,266 нм, а в гидратированном - 0,76 нм. Размер гексагонального кольца монтмориллонита составляет 0,28 нм, межплоскостное расстояние соответствует 0,96 нм. Это позволяет иону K^+ свободно проникать в межплоскостное пространство и встраиваться в гексагональные кольца, связывая частицы между собой, уменьшая гидратацию и диспергирование. Однако в ходе эксперимента было отмечено, что соли, вступая во взаимодействие с бентонитом, наоборот проявляют каталитический эффект, увеличивая образец даже больше, чем вода (рисунок 2-а). Данный эффект может быть вызван особенностями состава исследуемой глины.

На основании проведенных исследований установлено, что отсутствует синергетический эффект от совместного применения полимеров и солей, что противоречит, например [1], где утверждается обратное, в частности, что полимеры сами по себе не способствуют уменьшению набухания глинистых пород, проявляя себя только в паре с солью. Электролиты предотвращают набухание глин, но не сохраняют их устойчивость. В то же время в присутствии многих полимеров тенденция к разрушению образцов отсутствует. Результаты, представленные на рисунке 2 б показывают, что в растворе 7% KCl и изучаемых полимеров ингибирующий эффект фактически отсутствует, что противоречит литературным данным. Для объяснения данного эффекта требуется проведение дополнительных исследований, в том числе с использованием других глинистых материалов.

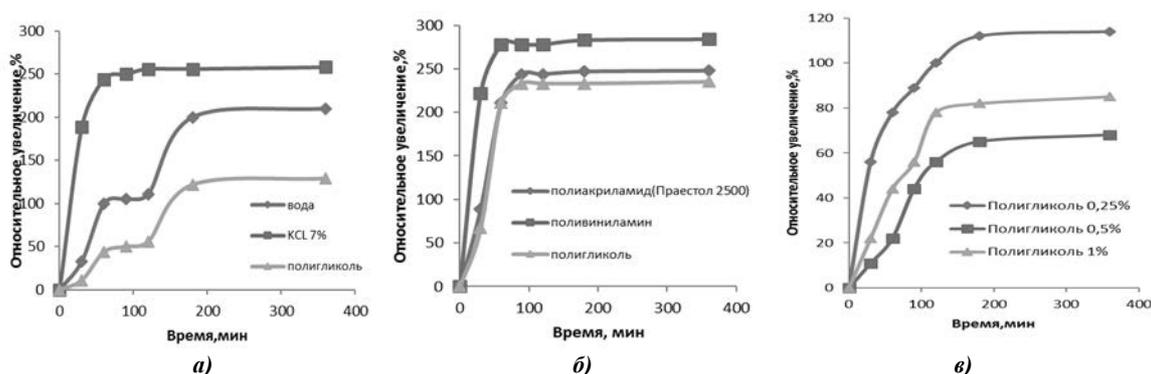


Рисунок 2 – Зависимость относительного увеличения глинистых пород от времени нахождения в растворах солей и полимеров

Так как раствор смеси полигликолей проявил лучшие из исследуемых полимеров ингибирующие свойства, было проведено изучение влияния концентрации полигликоля на набухание глинистого материала, результаты представлены на рисунке 2 в.

Радикалы полигликоля адсорбируются на поверхности глинистых частиц и нейтрализуют отрицательные заряды глинистых пакетов, уменьшая взаимодействие бентонита с водой. Кроме того, ингибиторы с аминными группами действуют как поливалентные ионы в процессе ингибирования, тесно связывая и усиливая связи между поверхностями в глинистых молекулах. Поэтому, даже если водные молекулы проникают в межпакетное пространство и увлажняют глинистые молекулы, расстояние между пакетами не увеличивается, тем самым ограничивается расширение глин.

Выводы:

- Соли при взаимодействии с бентонитом проявили каталитические свойства, увеличив образец на 284%. Вода – на 210%.
- Наилучшим из исследуемых ингибиторов является полигликоль. Относительное увеличение при его использовании с концентрацией 0,5% составило 68%.
- Не обнаружено синергетического эффекта от совместного применения полимеров и солей.

Литература

1. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство “Недра”, 2000. – 270с.
2. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. «Бурение нефтяных и газовых скважин». –М. «Недра» 1974. – 455 с.
3. Диссертация Егоровой Е.В. «Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях». – Астрахань 2010. – 194с.
4. Борисенко Л.В. «Выбор промывочной жидкости для бурения скважины». -М. 1991.- 157 с.
5. Rosangela de Carvalho Balaban, Emanuella Layne Ferreira Vidal, Maurncio Rodrigues Borges «Design of experiments to evaluate clay swelling inhibition by different combinations of organic compounds and inorganic salts for application in water base drilling fluids» Applied Clay Science 105–106 (2015) 124–130
6. Hanyi Zhong, Zhengsong Qiu, Dong Sun, Daoming Zhang, Weian Huang «Inhibitive properties comparison of different polyetheramines in water-based drilling fluid» Journal of Natural Gas Science and Engineering 26 (2015) 99-107

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗИНЫ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

В. В. Мельников, А. В. Епихин

Научный руководитель, старший преподаватель А. В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Начиная с середины XX века широкое распространение получил способ бурения нефтяных и газовых скважин с применением винтовых забойных двигателей (ВЗД). Это связано с развитием бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также бурения боковых стволов. Кроме того, с применением винтовых забойных двигателей осуществляется большая часть буровых работ в капитальном и подземном ремонте скважин[1].

Длительная эксплуатация в различных горно-геологических условиях обнаружила у ВЗД недостаток в виде низкого срока службы эластомера (резиновой обкладки статора). Это подтверждается статистикой аварийности ВЗД в процессе бурения у ряда подрядчиков. За год у подрядчика в среднем возникает до 12 простоев, работы по ликвидации которых приводят к увеличению затрат времени на строительство скважины порядка до 5-10 %. Для условий Западной Сибири, такой простой может трансформироваться в суммарные издержки до 3 млн. рублей на скважину.