

Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Ключевые слова: *глинистые минералы, разглинизация, полимерные соединения, соляная кислота*

Keyword: *clay minerals, demudding, polymer compounds, hydrochloric acid*

При вскрытии продуктивных пластов на полимерглинистых растворах первым этапом химической обработки является разглинизация стенок ствола скважины, проведенная в интервале пласта. Природные глины обладают пластичностью в естественном состоянии, способностью к набуханию и диспергированию. Пластичность глин объясняется высокой дисперсностью составляющих ее минералов. В группу этих минералов включены высокодисперсные водные алюмосиликаты из класса слоистых силикатов с непрерывными слоями кремнекислородных тетраэдров и алюмоокислородных октаэдров.

В первом случае атом кремния окружен четырьмя атомами кислорода, во втором атом алюминия окружен восемью атомами кислорода. В результате изоморфного замещения атома кремния и алюминия на катионы более низкой валентности образуется сложная кристаллическая решетка глинистых минералов, которая приобретает отрицательный заряд. Компенсация заряда происходит катионами, расположенными в межплоскостном пространстве. Сила взаимодействия этих катионов с решеткой минералов обуславливает главные свойства глин: пластичность, набухание, способность к диспергированию и т.д. При контакте с водными растворами соли происходит обменная реакция, приводящая к замещению катионов глины на катионы, находящиеся в растворе. В результате такого обмена ослабляется связь между отдельными чешуйками глины, вследствие электростатического отталкивания происходит увеличение объема глин (набухание). При соответствующем подборе обменных катионов можно обеспечить такое снижение плоскостных связей, что отдельные чешуйки глины могут самопроизвольно переходить в контактирующий с ними раствор. Обеспечение такой деагрегации (пептизация) глины и является целью декольматации призабойной зоны пласта. После перехода глинистых компонентов в раствор становится возможным их удаление.

К глинистым минералам также относятся часть высокодисперсных силикатов с щелочно-слоистым типом структуры - полигорскит и сеннолит и ряд минералов, структура которых аналогична структуре глинистых минералов, слюды, пиррофиллита и др.

В результате взаимодействия глин с водой происходит набухание глинистых пород, состоящее в увеличении влажности и объема. При набухании глин происходит гидратация активных адсорбирующих центров поверхности глинистых минералов. Образование последующих слоев из молекул воды на поверхности минералов связано с наличием межмолекулярного взаимодействия между молекулами воды и поверхностью глинистых минералов.

Эффект физико-химического взаимодействия воды и глинистых минералов остается малоизученным. Взаимодействие воды и глинистых минералов может иметь дисперсную, электростатическую, химическую природу. Для создания технологий по декольматации призабойной зоны пласта необходимо учитывать взаимодействие глинистых пород и воды.

Для восстановления проницаемости призабойной зоны скважин, вскрытой на полимерглинистых растворах, первым этапом обработки является разглинизация стенок ствола скважины, которая предусматривает химическое разложение полимерглинистой составляющей бурового раствора. Промывку скважины после разложения полимерглинистой части раствора проводят технической водой на шадящих режимах без значительных репрессий на пласт.

А. Н. Пазин, А. Е. Ткачев предложили комплексный подход к воздействию на ПЗП двух и трехкомпонентными химическими составами (не содержащими хлора) на основе гидролизной кислоты с последующим удалением продуктов реакции промывкой или свабированием. Главным условием данной технологии является полная очистка ПЗП от продуктов реакции после каждого этапа воздействия. При этом после каждого этапа из скважины извлекаются от 40 до 80 м³ жидкости с мехпримесями и продуктами реакции. Успешность технологии достигается при подборе рецептуры технологических жидкостей с использованием для вызова притока гидроимпульсного воздействия на ПЗП [1]. В трещинно-поровых, поровых коллекторах предлагается использовать кислый диспергатор-растворитель, в состав которого входят монокарбоновые кислоты, оказывающие диспергирующее действие на глинистую составляющую бурового раствора и растворяющие карбоновые минералы коллектора.

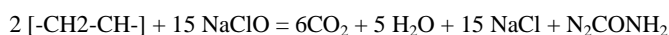
Скорость разрушения глинистых частиц из монтмориллонитовой глины в воде достигает от $8 \cdot 10^{-3}$ до $45 \cdot 10^{-3}$ г/мин, под воздействием соляной кислоты скорость разрушения составляет от $25 \cdot 10^{-2}$ до $100 \cdot 10^{-2}$ г/мин, бисульфата натрия от $6 \cdot 10^{-2}$ до $17 \cdot 10^{-2}$ г/мин.

При разрушении глинистых частиц происходит разрыв структурных связей между глинистыми агрегатами и частичное разрушение глинистых минералов в процессе растворения, ионообмена и окислительно-восстановительного воздействия. Образующиеся в результате этого процесса тонкодисперсные частицы лишаются способности к агрегации и слипанию, легко удаляются при освоении скважины. В результате экспериментальных работ на образцах песчаников с высокой проницаемостью при их глубокой кольматации проницаемость восстанавливается от 17 до 35 %. Для образцов с низкой проницаемостью после формирования глинистой корки проницаемость восстанавливается на 60-80 %, а после воздействия на глинистую корку 8 %-ным раствором бисульфата натрия проницаемость восстанавливается от 87 до 99 %.

Для удаления глинистой корки со стенок скважины и декольматации пор пласта применяется способ закачки в пласт водного раствора сульфата алюминия с концентрацией от 0,5 до 50,0 % с выдержкой состава до начала тампонажных работ [2]. Известно использование для разрушения кольматантов синтетических глинистых кислот, бикарбоната натрия (NaHCO₃). В.Т. Гребенниковым и др. предложен состав для разрушения глинистого кольматанта, содержащий перекись водорода, литий кремнекислый и воду [3].

Для декольматации ПЗП от полимерных образований акрилового ряда высокую эффективность имеют реагенты на фосфорной основе, содержащие перекись водорода и дегидрофосфат кальция.

Хорошие результаты получают при использовании сильных окислителей гипохлорита натрия или кальция:



Конечными продуктами реакции разложения полиакриламида является вода, хлористый натрий, азот и углекислый газ.

В результате проведенных экспериментальных работ по разрушению полимерных связей кислотными композициями установлено, что большинство полимеров успешно разрушаются спиртно-кислотным раствором от 10 до 20% HCl и от 1 до 3% диэтиленгликоля 93,7 % у КМЦ, 92,0% у ПАЦ-В, 97,5% у сульфатцелла. На полученных зависимостях растворимости полимеров от концентрации соляной кислоты удалось установить, что при одной концентрации соляной кислоты, но с разным содержанием ДЭГ в растворе от 1,0 до 3,0%, лучшие результаты растворимости полимеров в спиртно-кислотном растворе можно получить при содержании диэтиленгликоля (ДЭГ) до 3,0 %.

При снижении содержания ДЭГ в растворе до 1,0 % и концентрации кислоты от 20 до 10 % разрушение полимеров происходит у КМЦ от 91,5 до 52,0 %, у ПАЦ-В от 84,0 до 32,5 %. В отличие от КМЦ, ПАЦ-В, сульфатцеллом дает высокие показания растворимости полимеров даже при снижении содержания ДЭГ до 1,0% составит от 83,0 до 93,0% (рис.1, 2).

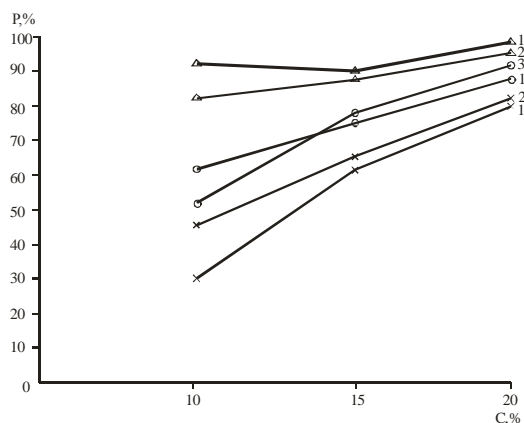


Рис. 1. Зависимость растворимости полимеров от концентрации соляной кислоты в спиртно-кислотном растворе с содержанием диэтиленгликоля - 1,0 %

Шифр кривых содержания полимеров в растворе:
 X - 1,0 – 2,0 % - ный раствор ПАЦ-В;
 O - 1,0 – 3,0 % - ный раствор КМЦ;
 Δ - 1,0 – 2,0 % - ный раствор сульфатцелла

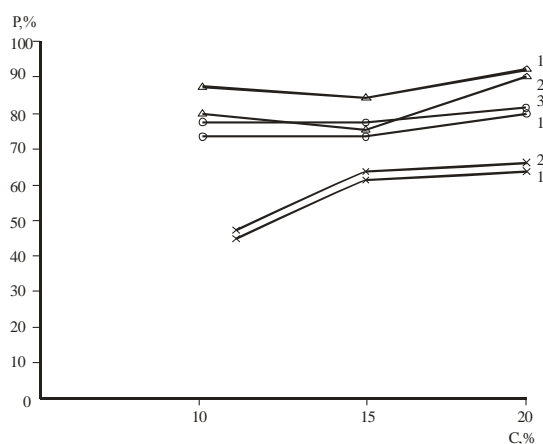


Рис. 2. Зависимость растворимости полимеров от концентрации соляной кислоты в спиртокислотном растворе с содержанием диэтиленгликоля - 3,0 %

Шифр кривых содержания полимеров в растворе:
 X - 1,0 – 2,0 % - ный раствор ПАЦ-В;
 O - 1,0 – 2,0 % - ный раствор КМЦ;
 Δ - 1,0 – 2,0 % - ный раствор сульфатцелла

Результаты растворимости полимеров в ацетонкислотном растворе 15 % HCl + 20% (CH₃)CO, приведенные в табл.1 дают более низкие результаты, чем в спиртокислотном растворе, у КМЦ от 87,5 до 94,8 %, у ПАЦ-В от 75,8 до 86,0 %.

Таблица 1

Результаты растворения полимеров в ацетонкислотных композициях

Тип полимера	Концентрации полимеров в растворе, %	Кислотная композиция для растворения проб	Количество растворенного вещества
КМЦ	2,0	15 % HCl + 20 % (CH ₃)CO	94,8
КМЦ	2,0	15 % HCl + 10 % (CH ₃)CO	87,5
ПАЦ-В	2,0	15 % HCl + 20 % (CH ₃)CO	86,0
ПАЦ-В	2,0	15 % HCl + 10 % (CH ₃)CO	75,8

В глинокислотном растворе 10 % HCl + 5% HF + 0,2 C₆H₈O₆ количество растворенного вещества у КМЦ достигает 65,0 %, у ПАЦ-В – 71,0 %, у сульфацила 95,5 (табл.2).

Проведенная серия экспериментальных работ с растворами полимеров КМЦ, ПАЦ-В, сульфацил показала, что высокую эффективность при проведении работ по увеличению проницаемости прискважинных зон будут иметь спиртокислотные обработки раствором 20 % HCl + 3 % ДЭГ в случае, если в составе технологических жидкостей присутствовали полимеры КМЦ, ПАЦ-В, сульфацил.

Таблица 2

Результаты растворения полимеров в глинокислотном растворе

Тип полимера	Концентрации полимеров в растворе, %	Кислотная композиция для растворения проб	Количество растворенного вещества
КМЦ	1,0	10 % HCl + 5% HF + 0,2 C ₆ H ₈ O ₆	65,0
ПАЦ-В	1,0	10 % HCl + 5% HF + 0,2 % C ₆ H ₈ O ₆	71,0
Сульфацил	1,0	10 % HCl + 5% HF + 0,2 % C ₆ H ₈ O ₆	95,5

Проведение процесса декольматации связано с физико-химическим воздействием щелочных и кислотных составов на ПЗП. Если для разрушения глинистой корки рекомендуется использовать 8 %-ный раствор бисульфата натрия, то для растворения полимерной составляющей буровых растворов наибольшую эффективность будут иметь спиртокислотные обработки раствором 20 % HCl+3 % ДЭГ.

Список литературы

1. Пазин А. Н., Ткачев А. Е. и др. Комплексная технология обработки призабойных зон скважин. – Краснодар Сб. научных трудов НПО «Бурение», вып. 10., 2003. – С. 125-129.
2. Текунов В. И., Саушин А. В. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра» Бизнес - центр. 2004.
3. А. с. № 1654555 СССР. Раствор для ликвидации скважин / Гребенников В.Т. Опубл. 07.06.91 Бюл. № 21. 1991. – 4 с.
4. Мейса Ю. Н., Гаврилов Б. М., Котляров Н. С. и др. Получение и использование модифицированных лигнополимеров в буровой технике. Изв. вузов. Серия Химия и химические технологии, вып. 5, 1991. – С. 3-12.

Сведения об авторе

Паникаровский Е. В., к.т.н., научный сотрудник лаборатории по эксплуатации и ремонту скважин, ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: 28-66-97

Паникаровский В. В., д.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории вскрытия продуктивных пластов и повышения продуктивности скважин, ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: 28-67-35

Panikarovskii E. V., scientific worker, Laboratory of wells repair and operation, Limited liability company «TyumenNIIgiprogas», phone: (3452) 28-66-97

Panikarovskii V. V., Doctor of Technical Sciences, leading scientific worker, Laboratory of producing formations drilling and wells productivity improvement, Limited liability company «TyumenNIIgiprogas», phone: (3452) 28-67-35