

естественным процессом ухудшения состояния залежи. К перспективным ГМУН для применения на залежи можно отнести следующие методы: циклическое заводнение с переменной направления потоков жидкости в пласте; форсированный отбор; геолого-физические.

Также этапы дальнейшей разработки Основной залежи в условиях рыночной экономики предусматривает применение третичных методов по увеличению нефтеотдачи пластов. В ближайшем будущем данные технологии будут основными.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г. и др.* Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. 1996.
2. *Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г. и др.* Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / под редакцией проф. Муслимова Р.Х. В 2-х томах. Казань: «Фэн» Академии наук РТ. 2007.

УДК 656.63

РЕГЛАМЕНТИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

¹Е.Ф. Филиппов, ²Ю.Н. Мойса

¹Академии ИМСИТ, ²ООО НПО «Химбурнефть», г. Краснодар, Россия
hbn2005@vandex.ru

Регламентирование требований к буровым растворам должно комплексно решать проблемы длительной устойчивости горных пород, гарантировать безаварийность бурения, использовать доступный ассортимент химических реагентов и материалов, обеспечивать экологическую безопасность всего цикла строительства скважин. При этом повышение общей экономической эффективности достигается строгим соответствием показателей свойств буровых растворов регламентированным требованиям технологии управления скважиной при бурении.

Физико-химические факторы устойчивости горных пород

В случае вскрытия горных пород на водных системах, определяющим фактором нарушения устойчивости выступает механизм гидратационного разупрочнения глинистых минералов. Для гидрофильных минералов, в первую очередь группы смектитов, гидратация сопровождается резким возрастанием внутренних напряжений вследствие капиллярной пропитки и диффузионно-осмотических процессов в интервале вскрываемой горной породы.

В работе [1] представлена исчерпывающая классификация современных способов снижения гидратации глин в буровых растворах на водной основе. В настоящее время выбор конкретных приемов обеспечения устойчивости горных пород диктуется не только геолого-техническими

условиями бурения, но в значительной степени опирается на предшествующий опыт исполнителей работ.

Для количественной оценки процессов гидратации глинистых пород используются методы, основанные на кинетических исследованиях натуральных образцов пород (кернов, шлама, карьерных глинистых материалов) или искусственно приготовленных образцов из этих материалов. В качестве критерия ингибирующих свойств буровых растворов наиболее широкое промышленное подтверждение получил показатель увлажняющей способности (P_0 , см/ч). Порядок и правила использования данного показателя подробно регламентированы «Методикой контроля параметров буровых растворов» [2]. К несомненным достоинствам данного метода следует отнести возможность формирования образцов для испытаний из различных типов глинистых материалов, кернов горных пород и шлама бурящихся скважин. Однако, для сопоставительного анализа различных типов буровых растворов, оценке качества реагентов и рецептур на их основе, используют стандартные образцы из высококоллаидального бентонита.

Сущность стандартной методики оценки ингибирующих свойств буровых растворов заключается в следующем. Из высококоллаидального глинопорошка прессованием получают стандартный образец диаметром 20 мм, высотой 32 мм и массой 20 г (с учетом 20% влажности исходного глинопорошка). Торцы образца покрывают парафином, образец взвешивают, и помещают в исследуемый раствор. Через 4 часа образец извлекают, и взвешивают повторно. По полученным данным согласно [2, С.124] определяют показатель увлажняющей способности (P_0 , см/ч). При этом следует учитывать следующие ограничения данного метода.

Во-первых, при отсутствии водопоглощения данный метод теряет свою количественную информативность. Поэтому для растворов на углеводородной основе нельзя использовать данный метод, как для разработки рецептур, так и для контроля ингибирующей способности в процессе бурения. В случаях, когда дисперсионная среда бурового раствора обладает повышенным сродством к воде, наблюдается снижение веса образца после испытаний. Происходит это вследствие потери той избыточной воды, которую вводят для пластификации глинопорошка перед прессованием. Следовательно, использование показателя увлажняющей способности в таких случаях тоже некорректно.

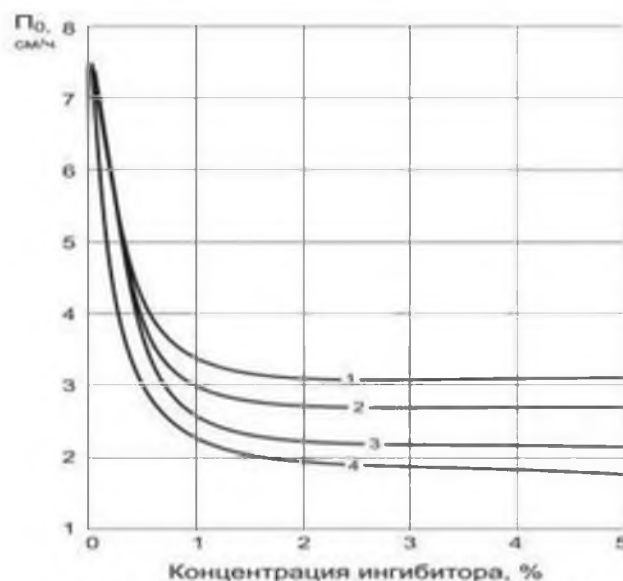
Во-вторых, информативность данного метода зависит от текущей концентрации ингибирующих реагентов. На рис.1, в качестве примера, представлена зависимость показателя увлажняющей способности от концентрации различных типов минеральных ингибиторов в буровом растворе [3, С.45]. Из анализа приведенных данных следует, что при обработке буровых растворов минеральными ингибиторами выделяются три интервала интенсивности изменения показателя увлажняющей способности. В области малых концентраций реагентов (до 1%) интенсивность изменения показателя P_0 максимальная. Затем наблюдается переходная зона (до 2%), когда незначительное снижение концентрации реагента может вызвать существенные изменения данного показателя. Далее отмечается интервал насыщения, в

Бурение нефтяных и газовых скважин

котором нарастающие концентрации ингибитора практически не сказываются на изменении ингибирующих свойств исследуемой системы.

В-третьих, существенное значение приобретает тот факт, что исходные образцы для испытаний формируют из просеянных тонкодисперсных частиц. Таким образом, данная модель по структурно-текстурным признакам не отражает особенностей естественного залегания пород в горном разрезе, поскольку частички кристаллических фрагментов глинистых минералов приобретают среднестатистическую ориентацию в объеме сформированного образца.

Рассмотренные ограничения способа оценки ингибирующих свойств растворов по показателю увлажняющей способности (Π_0 , см/ч) связаны как с особенностями проведения самого лабораторного эксперимента, так и физико-химическими механизмами взаимодействия глинистых минералов с дисперсионной средой буровых растворов. При этом, выявленные особенности самого процесса физико-химического ингибирования необходимо учитывать при регламентировании погрешности, периодичности и допустимых границ регулирования показателя увлажняющей способности (Π_0 , см/ч) как для лабораторной практики, так и в промысловых условиях.



Где: 1 - NH_4Cl ; 2 - KCl ; 3 - $\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$; 4 - $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$

Рис. 1. Зависимости показателя увлажняющей способности (Π_0 , см/ч) от концентрации ингибиторов (C , %) в буровом растворе.

Несомненно, что главная цель ингибирования заключается в обеспечении устойчивости глинистых пород для проводки скважины в соответствии с техническим проектом. В обзорной работе [4] показано, что

фактор ингибирования глинистых минералов не является главным в изменении прочностных свойств пород во вскрываемом интервале. Трансформация устойчивости исходного состояния пород зависит не только от физико-химических свойств бурового раствора, но также структурно-текстурных особенностей залегания горных пластов и технико-технологических условий углубления скважины.

Анизотропия набухания глинистых пород

Наряду с минералогическим и литологическим составом, структурно-текстурные характеристики также являются важнейшими диагностическими признаками горных пород. В работе [5] показано существенное влияние анизотропии набухания глинистых пород на механизмы гидратационного разупрочнения. Показатель анизотропии набухания (A) характеризует собой отношение приращения линейного размера образца горной породы в направлении, перпендикулярном плоскости напластования, к приращению его линейного размера в направлении, совпадающем с плоскостью напластования. Сущность методики оценки анизотропии набухания горной породы состоит в следующем. Из воздушно-сухого образца горной породы изготавливают диск стандартного размера с боковым срезом, строго перпендикулярным к основанию. При этом, поверхности основания диска должны быть параллельны плоскостям напластования пород. Фиксируют исходные параметры образца. Далее, в приборе для испытаний, выдерживают этот образец в контакте с буровым раствором (или фильтратом) в течение заданного периода времени (t). После этого измеряют параметры трансформированного образца. По полученным результатам испытаний рассчитывают показатель анизотропии набухания породы (A) согласно [5, С.45].

При исследовании натуральных образцов (кернах или обвального шлама) этим методом показано, что абсолютные значения приращения линейных размеров существенно зависят от структурно-текстурных особенностей залегания горных пород. Установлено также, что расклинивающее давление набухающей породы в направлении, перпендикулярном напластованию, всегда больше, чем вдоль напластования. Исходя из представленных в статье данных, анизотропия расклинивающего действия сил набухания в породе может достигать значительных величин.

Геомеханические факторы устойчивости горных пород

Результаты физико-химического воздействия буровых растворов на набухание пород обуславливаются не только упорядоченной ориентировкой зёрен и кристаллов глинистых минералов, но также слоистостью и трещиноватостью естественного залегания вскрываемого интервала горной пород. Для наклонно-направленного бурения учет структурно-текстурных факторов особенно значим, поскольку в процессе углубления ось ствола скважины существенно меняет свою ориентацию относительно напластования горных пород. Анизотропия физико-механических свойств может проявляться у пород, разбитых ориентированной системой трещин или имеющих

рассланцовку тектонического происхождения. Породы такого типа осыпаются сразу при вскрытии в виде оскольчатых фрагментов без признаков увлажнения. Трещины при этом могут рассматриваться как слои, имеющие нулевую твердость.

Наращивание ингибирующих, антидиспергирующих или гидрофобизирующих свойств буровых растворов не исключает физико-механических причин осыпания фрагментов пород, отделенных прослойками пониженного сцепления от монолита горного разреза. Так, в работе [6] констатируется, что даже растворы на углеводородной основе не исключают кавернообразования в глинистых разрезах. Для растворов на углеводородной основе устойчивость глинистых пород, главным образом, определяется чисто геомеханическими факторами. Согласно представленным геомеханическим исследованиям, показано, что плотность бурового раствора, необходимая для удержания глин в устойчивом состоянии, должна значительно превышать проектные значения.

Наибольшая опасность нарушения устойчивости стенок скважины возникает в случае совпадения оси скважины с плоскостями напластования пород. При этом следует учитывать как зенитные, так и азимутальные отклонения ствола скважины относительно напластования пород. Простое повышение плотности бурового раствора не всегда может способствовать предотвращению осложнений такого рода. Более того, резкое увеличение плотности бурового раствора при совпадении оси скважины с ориентированными трещинами или интервалами пониженного сцепления способно вызвать скалывание или отрыв пород за счет тангенциальной составляющей эллипсоида деформационных сил.

Предотвратить потерю устойчивости стенок скважины в таких случаях можно только за счет улучшения крепящих (консолидирующих) свойств буровых растворов.

Сущность методики оценки консолидирующей способности буровых растворов состоит в следующем. Образцы горной породы в виде кернов или шлама, отобранного при бурении осложненных участков, измельчают. Затем отсеиваются частицы, строго идентичные по своим линейным характеристикам и помещают их в испытательную камеру. При этом создается возможность просачивания между этими частицами исследуемых буровых растворов без избыточного давления. В результате пространство между механически несвязанными частицами горной породы заполняется буровым раствором. Консолидирующие фрагменты бурового раствора адсорбируются на поверхности горной породы за счет сил физико-химического характера. В результате чего происходит консолидация этих частичек горной породы в монолитный образец для испытаний. Сформированный таким способом образец извлекают из испытательной камеры, ставят вертикально на меньшее основание (S , см²) и подвергают вертикальной нагрузке на сжатие до полного разрушения (P , г). Расчет предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, г/см²) осуществляют по приведенной зависимости [3, С.51].

Бурение нефтяных и газовых скважин

В таб. 1 показана трансформация технологических показателей свойств исходного лигносульфонатного бурового раствора в результате обработки различными консолидирующими составами (где АКК – алюмокалиевые квасцы, ЖАК – железоаммонийные квасцы, СА – сульфат алюминия).

Таблица 1

Трансформация показателей свойств лигносульфонатного бурового раствора при обработке минеральными консолидирующими составами

Составы консолидации	Технологические показатели						К _{конс} рост
	УВ, с	СНС, дПа	Ф, см ³	УЭС, Ом·м	П _о , см/ч	σ _{сж} , г/см ²	
Исходный раствор	38	40/60	5,5	1,2	6,8	19,0	1,0
0,6 % АКК/MgO	48	24/45	5,4	0,4	3,0	22,2	1,2
1,5 % АКК/MgO	41	18/27	3,0	0,3	2,4	60,5	3,2
2,0 % АКК/MgO	37	21/33	3,0	0,3	2,0	62,2	3,3
0,6 % ЖАК/CaO	40	18/30	4,2	0,5	2,7	20,1	1,1
1,5 % ЖАК/CaO	37	12/24	3,8	0,4	2,5	54,3	2,8
2,0 % ЖАК/CaO	35	15/33	3,5	0,4	2,4	61,3	3,2
0,6 % СА/CaO	56	54/99	5,0	0,3	2,6	21,2	1,1
1,5 % СА/CaO	40	57/90	3,2	0,3	2,5	62,5	3,3
2,0 % СА/CaO	43	60/99	3,0	0,2	2,3	64,2	3,4
0,6 % АКК/CaO	32	27/37	3,0	0,4	2,6	22,3	1,2
1,5 % АКК/CaO	42	21/45	3,0	0,4	2,0	46,1	2,4
2,0 % АКК/CaO	37	21/39	4,5	0,3	2,5	59,6	3,1

Величина предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, г/см²) зависит как от консолидирующей способности исследуемого бурового раствора, так и от структурно-текстурных и минералогических особенностей используемого для испытаний образца горной породы. При этом получаемое значение предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, г/см²) количественно характеризует величину прироста сил сцепления между частицами горной породы исключительно за счет их консолидации компонентами бурового раствора. Такой метод оценки консолидирующей способности отражает новое качество буровых растворов, поскольку формирование монолитного образца для испытаний осуществляют в условиях, исключающих протекание диффузионно-осмотических процессов в объеме горной породы.

Анализ имеющегося промышленного опыта показывает, что стабилизация ствола скважины в осыпаящихся интервалах обеспечивается

Бурение нефтяных и газовых скважин

консолидирующей способностью промывочной жидкости по показателю предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$) на уровне 40-60 г/см². Для оценки эффективности конкретного консолидирующего реагента в исследуемых буровых растворах рассчитываются относительные коэффициенты консолидации ($K_{конс}$). Данный показатель характеризует кратность роста сил механического сцепления между фрагментами горной породы исключительно за счет консолидирующей эффективности исследуемого реагента в конкретной системе бурового раствора.

Технологические аспекты обеспечения устойчивости горных пород

В соответствии с действующими «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», проектные плотности буровых растворов рассчитывают исходя из пластовых давлений в коллекторах и ограничения репрессии гидроразрыва пород. Однако невозможность точного прогнозирования стратиграфического расчленения горных разрезов и литологических особенностей вмещающих пород вынуждают исполнителей работ пересматривать глубины спуска обсадных колонн, параметры бурового инструмента, профили ствола, гидравлические программы проводки и крепления скважины. Проектная документация фактически трансформируется в текущую Рабочую документацию уже в процессе управления скважиной при бурении [7].

В настоящее время физико-механические факторы устойчивости горных пород обеспечиваются регламентированием только плотности буровых растворов. Гидратационное разупрочнение глинистых пород предотвращается регламентированием физико-химических требований к буровым растворам. Определяющим фактором в этом случае является время открытого ствола скважины. Однако практически реализовать основные принципы метрологического обеспечения безаварийной проводки скважины по таким критериям не представляется возможным.

Наиболее важной задачей метрологического обеспечения эффективного бурения скважины является получение достоверной информации о значениях параметров технологических процессов и свойств буровых растворов, позволяющей своевременно обнаружить отклонение от проектных значений и принять меры по их регулированию.

При этом должны обеспечиваться следующие метрологические принципы управления скважиной при бурении:

- обеспечение контроля полного комплекса параметров буровых растворов;
- обеспечение регламентируемой погрешности измерения параметров буровых растворов;
- обеспечение регламентированной периодичности контроля параметров буровых растворов;
- инженерно-технологическое обеспечение регламентированных границ регулирования параметров буровых растворов.

Бурение нефтяных и газовых скважин

Фактически, в течение всего периода углубления скважины, необходимо своевременно прогнозировать и обеспечивать критерии физико-химической (гидратационной) и физико-механической (фрикционной) устойчивости пород. Выше нами показано, что в качестве таких критериев успешно себя зарекомендовали показатель увлажняющей способности (P_0 , см/ч) и величина предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, г/см²), в комплексе, обеспечивающие гидратационную (ингибирующую) и фрикционную (консолидирующую) устойчивость вскрываемых пород.

В табл. 2 представлены результаты исследования консолидирующей и ингибирующей способности реагента «ХБН 01» в системе бурового раствора «ПОЛИБУР» на образце мергеля в качестве модели вскрываемого горного разреза.

Таблица 2

Трансформация показателей свойств раствора «ПОЛИБУР»
при обработке консолидирующими составами «ХБН 01»

Составы консолидации	Технологические показатели						K _{конс} рост
	ρ , г/см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	Φ , см ³	P_0 , см/ч	$\sigma_{сж}$, г/см ²	
Исходный №1	1,07	14	110	3,5	2,5	47,4	1,0
1,0 % ХБН 01	1,07	15	118	3,2	2,0	56,4	1,2
3,0 % ХБН 01	1,07	18	130	3,0	1,2	76,0	1,6
Исходный №2	1,20	15	120	3,0	1,8	61,3	1,0
3,0 % ХБН 01	1,20	19	134	2,7	1,5	145,6	2,4

Для испытаний была использована система высокоингибированного бурового раствора «ПОЛИБУР». Проба бурового раствора №1 приготовлена в лабораторных условиях, проба №2 отобрана при бурении бокового ствола скважины № 4060Н куст 164 на Повховском месторождении в Западной Сибири.

Для оценки эффективности реагента «ХБН 01» в исследуемых буровых растворах рассчитаны коэффициенты консолидации ($K_{конс}$). Данный показатель характеризует кратность роста сил механического сцепления между фрагментами горной породы исключительно за счет консолидирующей эффективности реагента «ХБН 01» в конкретной системе бурового раствора.

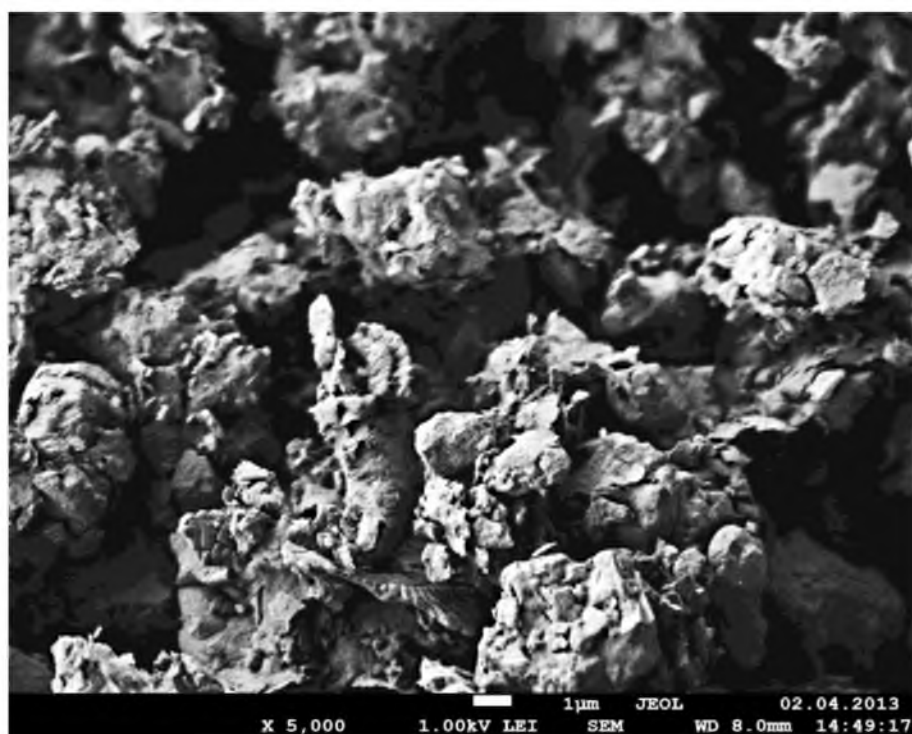
Как следует из данных таб.2, реагент «ХБН 01» обеспечивает комплексное улучшение свойств исходных буровых растворов. В значительной степени усиливаются как ингибирующие (P_0 , см/ч), так и консолидирующие ($\sigma_{сж}$, г/см²) свойства буровых растворов. При этом исходная плотность буровых растворов не изменяется, поскольку реагент вводится в сухом виде.

Бурение нефтяных и газовых скважин

Общий принцип ингибирования глинистых пород строится на минералогическом составе, емкости обменного комплекса, склонности к гидратации и требуемого времени устойчивости горного разреза, исходя из целей бурения. Кроме того, используя показатель консолидирующей активности, обеспечивается управление геомеханическими факторами устойчивости стенок скважин при бурении.

На основании выполненных исследований нами разработаны рекомендации по регулированию ингибирующей и консолидирующей способности буровых растворов для потенциально неустойчивых интервалов горных пород дополнительной обработкой реагентом «ХБН 01». Реагенты данной серии выпускаются ООО «НПО «Химбурнефть» по ТУ 2458–001 – 49472578 – 04.

На рис.1, в качестве примера, представлен вид поверхности образца мергеля, отобранного из скважины №2 Хеу месторождения в Кабардино-Балкарии. Приблизительно равное соотношение глинистых и карбонатных минералов в составе мергелей позволяет моделировать поверхностное взаимодействие для большинства типов буровых растворов. А высокая развитость поверхностных сил данного типа пород обеспечивает возможность протекания как физической, так и химической адсорбции реагентов. Мергели характеризуются значительной величиной обменного комплекса, в составе которого преобладают поливалентные катионы (Ca^{+2} , Mg^{+2} , Al^{+3}).



Бурение нефтяных и газовых скважин

Рис. 1. Электронное фото поверхности образца глинистого мергеля (при 5000 кратном увеличении) на микроскопе JSM -7500F (Япония).

Механизм консолидации частиц горной породы в монолитный образец рассмотрим на примере реагента «ХБН 01». Данный реагент представляет собой комплексный продукт взаимодействия УЩР и сополимеров полиакриловых кислот (ПАК).

На рис. 2 схематично представлена структурная ячейка гуминовой кислоты (ГК) бурого угля. Основная цепь, состоящая из конденсированных ароматических ядер, обеспечивает значительную жесткость молекул ГК в растворе. Присутствие в структуре макромолекулы ГК положительно заряженных атомов азота и химически активных заместителей, обладающих отрицательной электронной плотностью, обеспечивает активное взаимодействие с молекулами полиакриловых кислот. При этом полимерные цепи акриловых кислот вытягиваются вдоль молекул ГК, формируя устойчивые гелеобразные комплексы.

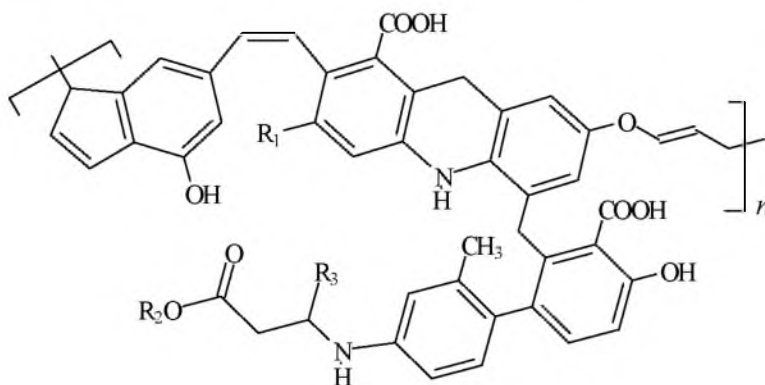

$$\text{MM} = 1500 \text{ y.e.}$$

Рис. 2. Структурная ячейка гуминовой кислоты (ГК) бурого угля
Где: $R_1 = -OCH_3$; $R_2 = alk.$; $R_3 = -CH_2OH$

Гуматы щелочных металлов натрия (УЩР) и калия (ГКР) растворимы в воде. Но при взаимодействии с поливалентными катионами (кальция, магния, алюминия, железа, титана и др.) обменного комплекса глинистых пород ГК теряют растворимость, прочно сорбируясь на их поверхности. Аналогично, натриевые (калиевые) соли полнакриловых кислот при взаимодействии с поливалентными катионами переходят в нерастворимое состояние. В результате, все пространство между частицами горной породы заполняется гелеобразными фрагментами «ХБН 01», обеспечивая повышение адгезионных свойств, ответственных за крепящее действие при формировании монолитного образца и, как следствие, повышение величины предельной прочности на сжатие ($\sigma_{сж}$, г/см²).

Бурение нефтяных и газовых скважин

Таким образом, комплексное регламентирование величины показателя увлажняющей способности и величины предельной прочности на сжатие буровых растворов, применяемых при бурении скважин в сложных условиях по траектории проводки и залеганию неустойчивых горных пород, позволит обеспечить надежную безаварийную технологию строительства нефтегазовых скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кошелев В.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. №1. – С.13-15.
2. Демихов В.И. Методика контроля параметров буровых растворов. РД 39-00147001-773-2004. Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 2004. – 136 с.
3. Филиппов Е.Ф. Разведка недр бурением. LAP LAMBERT Academic Publishing 2011.–120с. <https://www.morebooks.de/store/ru/book/Разведка-недр-бурением/isbn/978-3-8454-2130-8>
4. Горгоц В.Д. О количественных и качественных факторах устойчивости стволов скважин в терригенных отложениях//Нефтяное хозяйство. – 2011. №10. С.83-87.
5. Байдюк Б.В., Шиц Л.А., Талахадзе М.Г. Анизотропия набухания глинистых пород: оперативный способ и портативная аппаратура для ее оценки//Бурение и нефть, №4, 2007, с. 43-445.
6. Арсланбеков А.Р., Севедин Н.М., Соловьев С.Г., Мосин В.А., Королев А.В. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе//Бурение и нефть, №3, 2011, с. 46-50.
7. Калинин В.В. О порядке составления, согласования и утверждения проектной и рабочей документации на строительства скважин на нефть и газ// Нефть. Газ. Новации, НТЖ, №12, 2012, с. 12-14.

УДК 532.685

О НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КУБИЧЕСКОЙ ПАРАБОЛЫ ПРИ ОПИСАНИИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

Аз. А.Хайруллин, С. И. Грачев, В. А.Коротенко, Ам. А.Хайруллин

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия,
grachevsi@mail.ru*

Одним из путей изучения механизма вытеснения остается метод физического моделирования как в силу трудностей аналитического и численного исследования, так и из-за отсутствия достаточных сведений об эмпирических функциях относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и функции Леверетта $J(s)$, определяющих процесс двухфазной фильтрации. В гидродинамических расчетах используют эмпирические зависимости значений ОФП от насыщенности, полученные из экспериментальных данных. Породы