

4. Гулидзе М.П., Ильясов А.Г., Бунятов Н.Ш. Исследование сил сопротивления на экспериментальной установке // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1972. – № 4. – С. 21–25.
5. Юнин Е.К. Низкочастотные колебания бурильного инструмента: монография. – М.: Недра, 1983. – 132 с.
6. Хегай В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах: дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2005. – 339 с.
7. Бидерман В.Л. Прикладная теория механических колебаний. – М.: Высшая школа, 1972. – 416 с.

LITERATURA

1. Sumbatov A.S., Yunin E.K. Ocherki o trenii. – М.: Vychis-

- litel'nyy tsentr RAN, 2000. – 139 s.
2. Aleksandrov M.M. Vzaimodeystvie kolonny trub so stenkami skvazhiny. – М.: Nedra, 1982. – 144 s.
3. Yunin E.K., Khegay V.K. Dinamika glubokogo bureniya: monografiya. – М.: Nedra, 2004. – 286 s.
4. Gulidze M.P., Il'yasov A.G., Bunyatov N.Sh. Issledovanie sil soprotivleniya na eksperimental'noy ustanovke // Izv. vuzov. Neft' i gaz. – 1972. – № 4. – С. 21–25.
5. Yunin E.K. Nizkochastotnye kolebaniya buril'nogo instrumenta: monografiya. – М.: Nedra, 1983. – 132 s.
6. Khegay V.K. Upravlenie dinamikoy buril'noy kolonny v napravlennykh skvazhinakh: dis. ... d-ra tekhn. nauk. – Ukhta, 2005. – 339 s.
7. Biderman V.L. Prikladnaya teoriya mekhanicheskikh kolebaniy. – М.: Vysshaya shkola, 1972. – 416 s.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

УДК 622.245.3

ПОЛИКАТИОННЫЕ СИСТЕМЫ КАТБУРР – НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ОБЛАСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов – канд. техн. наук, Д. Храбров, Р.А. Жирнов – канд. техн. наук,
А.В. Сутырин – канд. техн. наук, М.М.-Р. Гайдаров – д-р техн. наук
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Бурение скважин на нефть и газ проводится с промывкой буровыми растворами на водной и углеводородной основе. Несмотря на такие положительные свойства углеводородных растворов, как предотвращение разупрочнения горных пород на стенках ствола скважин, снижение кавернообразований за счет потери устойчивости глинистых пород и растворения солей (галита, сильвинита и бишофита), сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов и т. д., они имеют ряд недостатков, связанных со свойствами дисперсионной среды, что обуславливает малый объем их применения. Дисперсионная среда углеводородных растворов представлена экологически и пожароопасными соединениями: керосином, дизельным топливом, олефинами, различными маслами и др.

Возрастающее беспокойство правительственных и экологических организаций по поводу экологического воздействия буровых растворов с углеводородной дисперсионной средой на окружающую среду привело к значительной ориентации промышленности на растворы с водной основой. Несмотря на ряд существенных недостатков, буровые растворы на водной основе, в настоящее время, остаются более востребованными, чем углеводородные. В табл. 1 даны сведения об основных решаемых задачах при строительстве скважин и предпочтительность того или иного бурового раствора.

Несмотря на предпочтительность углеводородных систем, в действительности, около 85 % всех используемых сегодня буровых растворов в мире являются системами на водной основе.

Данная статья посвящена новому направлению в

Таблица 1

Решаемые задачи при строительстве скважин	Целесообразнее использовать
Минимизация загрязнения продуктивных коллекторов	Углеводородные растворы
Минимизация осложнений и трудностей при бурении в глинистых породах	Углеводородные растворы
Минимизация осложнений и трудностей при бурении в солевых породах, особенно в калиевых и магниевых солях	Углеводородные растворы
Бурение при рапопроявлении	Водные растворы
Бурение при поглощении	Водные растворы
Минимальное загрязнение окружающей среды	Водные растворы
Возможность хранения и повторного применения	Углеводородные растворы
Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин	Углеводородные растворы
Бурение с отбором керна с сохранением естественных характеристик	Углеводородные растворы
Бурение в условиях воздействия высоких температур	Углеводородные растворы
Бурение в условиях воздействия сероводорода и углекислого газа и т. д.	Углеводородные растворы

области буровых растворов на водной основе – разработке и созданию поликатионных систем. Следовательно, далее речь пойдет о водных системах. Идея разработки новых водных систем включает создание поликатионных рабочих жидкостей, сочетающих полезные свойства углеводородных и водных растворов.

Геолого-технические условия являются основой для выбора того или иного типа бурового раствора. Тип бурового раствора зависит от состава водной фа-

зы (рН, содержание ионов и т. д.), компонентов, регулирующих плотность, структурно-реологические и фильтрационные показатели (утяжелители, глины, полимеры или их сочетание), реагентов для управления смазывающими, ингибирующими и другими важными свойствами и технологическими показателями рабочей жидкости.

Существуют различные классификации буровых растворов на водной основе. Согласно одной из них, условно, буровые растворы делятся по типу стабилизаторов. Все используемые стабилизаторы в существующих традиционных буровых растворах при бурении скважин делятся на анионные и неионные полимеры (табл. 2). Следовательно, традиционные буровые растворы относятся к анионно-неионным системам.

Таблица 2

Наименование стабилизатора	Тип стабилизатора
Полисахариды:	
– водорастворимые эфиры целлюлозы;	Анионные, неионные
– крахмал, гуаровая смола;	Неионные
– биополимер (загуститель)	Анионные
Лигносульфонаты	Анионные
Полифенолы	Анионные
Гуматные реагенты	Анионные
Акриловые и метакриловые реагенты	Анионные

К неионным водорастворимым эфирам целлюлозы относятся метилцеллюлоза, этилцеллюлоза, оксипропилцеллюлоза, оксиэтилметилцеллюлоза и оксиэтилцеллюлоза (или гидроксипропилцеллюлоза) и т. д. Из большого класса неионных водорастворимых эфиров целлюлозы широко применяется только оксиэтилцеллюлоза, которая является простым эфиром целлюлозы и этиленгликоля.

В традиционных буровых растворах анионные и неионные стабилизаторы применяются либо отдельно, либо в сочетании друг с другом. Данные стабилизаторы проявляют совместимость друг с другом. Кроме анионно-неионных стабилизаторов, традиционные буровые растворы в обязательном порядке содержат щелочные реагенты для регулирования рН среды, так как стабилизирующая эффективность этих полимеров имеет оптимальный диапазон рН. Такие компоненты, как электролиты (хлориды, формиаты и ацетаты натрия, калия, хлорид и сульфат кальция, бишофит и др.), реагенты для осаждения агрессивных катионов кальция и магния (триполифосфат, кальцинированная сода, бикарбонат натрия, каустическая сода и др.), смазывающие и другие добавки специального назначения практически используются во всех традиционных рецептурах анионно-неионных буровых растворов. Несмотря на многокомпонентность традиционные анионно-неионные буровые растворы, используемые как в России, так и за рубежом, обладают недостатками.

Приведем наиболее значимые недостатки традиционных анионно-неионных буровых растворов при бурении скважин:

1. Низкие ингибирующие свойства;

2. Низкие крепящие свойства;
3. Биодеструкция полимеров, разложение и деградация системы;
4. Зависимость от значений рН среды;
5. Низкая солестойкость и несовместимость пресной и соленой систем;
6. Низкая термостойкость;
7. Низкая устойчивость показателей раствора к глинистой, температурной, солевой, уголекислотной, сероводородной и другим агрессиям;
8. Многокомпонентность;
9. Одноразовое использование;
10. Низкое качество вскрытия продуктивных коллекторов и т. д.

Устранение указанных недостатков для анионно-неионных растворов с использованием существующих химических реагентов для обработки буровых растворов, практически, не представляется возможным. Принципиально, по части совершенствования, анионно-неионные буровые растворы исчерпали свой потенциал. Присущие недостатки и низкая эффективность анионно-неионных растворов создают достаточно много проблем и не удовлетворяют предъявляемым требованиям в сложных геолого-технических условиях бурения скважин.

Поэтому устранение недостатков традиционных анионно-неионных буровых растворов и создание новых высокоэффективных систем рабочих жидкостей для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях являются актуальной задачей.

До настоящего времени в составах буровых растворов катионным (поликатионным) высокомолекулярным соединениям не уделялось должного внимания и их влияние на свойства и показатели рабочих жидкостей недостаточно изучены. Однако, учитывая многие положительные особенности поведения в водной среде катионных полимеров, они могут найти применение в составах буровых растворов. К тому же недостатки традиционных растворов легко устраняются в поликатионных системах, содержащих в качестве стабилизатора высокозарядные катионные полимеры и/или сополимеры. Создание поликатионных систем открывает новые возможности в области развития буровых растворов и является значительным прорывом в повышении эффективности рабочих жидкостей на водной основе.

Далее в тексте буровые растворы, стабилизированные катионными (со)полимерами, будут называться поликатионными системами Катбурр.

Рассмотрим более подробно основные недостатки анионно-неионных буровых растворов, как они устраняются в поликатионных системах Катбурр.

1. Низкие ингибирующие свойства. Глины, особенно набухающие и диспергирующие, легко переходят в буровой раствор, увеличивают содержание коллоидной и твердой фазы, изменяют структурно-реологические показатели, ухудшают смазывающие свойства. При проходке набухающих и диспергирующих глин требуются периодические разбавления раствора, так как очистные устройства имеют низкую

эффективность. Периодические разбавления раствора приводят к перерасходу химических реагентов, наработке избыточных объемов раствора, которые необходимо утилизировать, и т. д. Для бурения интервалов набухающих глин разработано множество ингибирующих буровых растворов. Основное назначение ингибирующих буровых растворов, снижение гидратации, набухания и диспергирования глин, предотвращение роста коллоидной фракции с целью поддержания стабильных структурно-реологических и фильтрационных показателей раствора. Бурение скважин с промывкой традиционными буровыми растворами в мощных толщах глинистых пород всегда и везде сопровождается наработкой избыточных объемов, несмотря на применение различных высокоингибирующих систем. Например, использование традиционных ингибирующих буровых растворов – калиевых, кальциевых, гликолевых, силикатных и др. в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины, в частности на Астраханском ГКМ, неэффективно как для сохранения устойчивости ствола скважины, так и для снижения наработки раствора. Нарбатываемые и утилизируемые объемы буровых растворов при бурении надсолевых отложений на Астраханском ГКМ регламентированы (табл. 3) [1].

На практике набатываемые и утилизируемые объемы буровых растворов превышают регламентированные.

Таблица 3

Интервал бурения (диаметр долота 393,7 мм), м	Объем раствора, м ³	
	набатываемый	утилизируемый
350...1000	317	200
350...1500	914	700
350...2000	1050	950
350...2500	1200	1100
350...3000	2000	1900

В настоящее время из огромного списка испытанных традиционных ингибирующих буровых растворов на Астраханском ГКМ нельзя выделить хотя бы один состав, применение которого позволило бы осуществить бурение надсолевого интервала с существенным снижением наработанного объема раствора.

Авторами предложено в промысловых условиях ингибирующие свойства раствора оценивать по наработанному объему раствора, накопленному в процессе бурения интервала: чем больше наработанный объем, тем ниже ингибирующие свойства раствора и наоборот [2]. Если используемый буровой раствор не образует наработки в процессе бурения, то данная система идеально подходит для данного разреза по ингибирующим свойствам.

Механизм ингибирования глин катионными полимерами существенно отличается от ингибирования анионными полимерами. Пакет глинистой частицы или минерала можно рассматривать как набухающий неорганический полимер анионного типа, в связи с чем их поверхность занята обменными катионами [3]. Однако на поверхности глинистых частиц также

существуют положительно заряженные дефектные участки.

При контакте глинистых пород с рабочей жидкостью с содержанием анионных полимеров происходит электростатическое взаимодействие положительно заряженного участка глины (доля которых значительно уступает отрицательно заряженным участкам) с полианионом, приводящее к слабому закреплению (физическая адсорбция) последнего на заряженной поверхности. Практически происходит взаимодействие двух анионных или неионного и анионного полимеров – водорастворимого и набухающего. Ингибирование глинистой породы анионным или неионным полимером объясняется способностью последнего инкапсулировать или покрывать уязвимую площадь поверхности с образованием слоя структурированной воды, тем самым замедляя проникновение водной фазы. При вводе различных электролитов происходят частичное разрушение структурированной прослойки воды и увеличение проникновения водной фазы. Усиление ингибирующего эффекта вводом различных электролитов можно достичь за счет сохранения структурированной прослойки воды путем увеличения содержания анионных полимеров.

Катионные полимеры сильнее и необратимо закрепляются (хемосорбция) на отрицательных участках глинистых пород. Из-за преобладания отрицательно заряженных участков на поверхности глины происходят более компактное распределение и закрепление катионного полимера и обеспечивается формирование устойчивой структурированной водной фазы в приповерхностном слое. Закрепление катионного полимера нейтрализует заряд породы, ослабляя ее электростатическое взаимодействие с водой, а формирование устойчивой структурированной прослойки воды создает экран, препятствующий проникновению водной фазы в глинистую породу. Катионный сополимер, адсорбируясь на поверхности глин, вытесняет оттуда обменные катионы [4]. Поэтому ввод различных электролитов не разрушает структурированную прослойку воды на поверхности глины, а наоборот частично достраивает ее.

Поверхность глинистых частиц, покрытых катионным сополимером Силфок 2540С, формирует водный структурный каркас, гармонично сочетающийся с гидратированными катионами, поэтому при вводе солей в буровой раствор коагуляционные процессы в нем полностью сглаживаются.

Предварительные исследования ингибирующих свойств поликатионных и анионно-неионных растворов показали, что поликатионные системы Катбурр предпочтительнее. Оценка ингибирующих свойств жидкости проводилась по изменению коллоидной фракции при глинистой агрессии и увеличению массы образца-таблетки (рис. 1, 2).

Увеличение глинистых частиц коллоидных размеров на практике приводит к необходимости разбавлений и наработке раствора, поэтому этот показатель принят за основу ингибирующих свойств.

№	Состав и обработка раствора	Структурно реологические показатели							
		ПВ, мПа·с			ДНС, Па			СНС _{1/10} , дПа	
		2 ч	5 с	10 с	2 ч	5 с	10 с	5 с	10 с
Базовый акриловый раствор									
1	1,5%-й глин. р.+3 % росфлок ПВ+ 3 % KCl	18	18	18	8	8	8	5/8	5/8
2	№ 1+6 % бент. глинопор.	20	32	37	16	28	34	55/126	58/128
3	№ 1 + 10 % глин. шлам	24	31	39	18	29	35	56/124	57/133
4	№ 1 + 6 % бент. глинопор. +10 % глин. шлам	42	54	—*	28	43	—*	86/190	94/>200
Рекомендуемый поликатионный Катбурр									
5	3%-й глин. р.+ 7 %Силфок + 3 % KCl	28	28	28	5	5	5	5/10	5/10
6	№ 5 + 6 % бент. глинопор.	32	26	26	6	4	4	3/4	3/4
7	№ 5+10 %глин. шлам	31	26	25	8	4	4	3/4	3/4
8	№ 1 + 6 % бент. глинопор. +10 % глин. шлам	43	23	23	8	3	3	0/2	0/2

*Прибор зашкаливает.

Исследования ингибирующих свойств по изменению коллоидных частиц проводили следующим образом: готовили малоглинистые растворы, базовый ингибирующий на основе акрилового реагента росфлок ПВ и хлористого калия (известный ингибирующий состав) и разработанный на основе катионного сополимера Силфок 2540С и хлористого калия (рекомендуемый состав Катбурр).

Далее в испытуемые растворы вводили бентонитовый глинопорошок (6 %) и глинистый шлам (10 %). Глинистый шлам представлял собой высушенный материал, отобранный с вибросита при бурении палеогеновых глин с высоким содержанием набухающих монтмориллонитовых минералов. Влияние глинистой агрессии оценивалось по изменению пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) и статического напряжения сдвига за 1 и 10 мин (СНС_{1/10}) растворов через 2 ч после перемешивания, 1, 3, 5 и 10 сут (табл. 4). Глинистая агрессия приводит к увеличению структурно-реологических показателей базового акрилового раствора, тогда как показатели Катбурр практически не претерпевают изменений.

Незначительное снижение структурно-реологических показателей Катбурр при одновременном вводе бентонитового глинопорошка и глинистого шлама связано с уменьшением концентрации сополимера Силфок 2540С в растворе за счет его адсорбции на поверхности глинистой фазы и их осаждения. Концентрация коллоидной фракции (С_к, в %) после ввода бентонитового глинопорошка и глинистого шлама в Катбурр не меняется через 10 сут, а в акриловом растворе увеличивается сразу и через 10 сут возрастает в 7,5 раза, что является причиной роста структурно-реологических показателей (рис. 1, табл. 4).

Наработка раствора при бурении скважин на АГКМ

Показатели	Номер скважины					
	707	915	2062	939	1082	916
Тип раствора	ПЛК*		ААМ**		Катбурр	
Интервал бурения, м	0...3620	0...2486	0...3600	0...2900	0...2101	0...2414
Изменение С _к , %	8...12	7...11	7...12	3,2...5,8	3,0...3,6	3,3...4,2
Наработка раствора, м ³	2860	1250	1900	0	0	0
Расход воды по счетчику, м ³	6300	4280	5350	3090	760	710

*ПЛК – полимерно-лигносульфонатно калиевый; АМ – ацетат-акриловый малоглинистый



Рис. 1. Влияние глинистой агрессии на изменение концентрации коллоидных фракций в растворе (нумерация растворов соответствует таблице 4)

Результаты промышленных испытаний малоглинистого акрилового раствора на скв. 2062 или других ингибирующих систем на скважинах Астраханского ГКМ с модификациями Катбурр на скв. 939, 1082 и 916 полностью согласуются с экспериментальными исследованиями (табл. 5). Отсутствие опыта работ с поликатионными системами в промысловых условиях на первой скважине № 939 привело к значительным трудностям при управлении свойствами и показателями Катбурр, из-за чего имели место потери объема раствора и перерасход воды. Перерасход воды на скважине № 939 также связан с бурением второго ствола с глубины 560 м при забое 1850 м. Бурение второго ствола на данной скважине было трактовано как проработка ствола скважины. Накопленный практический опыт работы с Катбурр на скважине № 939 позволил при бурении скважин № 1082 и 916 применить усовер-



лебание показателя фильтрации то в сторону увеличения, то в сторону уменьшения. Следовательно, в условиях глинистой агрессии основное внимание уделяется проблеме регулирования структурно-реологических характеристик, из-за чего проблема устойчивости ствола уходит на второй план, а когда возникает проблема с устойчивостью ствола, задача осложняется тем, что требуется решение одновременно двух проблем. Причем, решение одной задачи создает сложности для второй, например, плановое необходимое разжижение может привести к потере устойчивости глинистых пород на стенках скважины.

шенствованную модификацию Катбурр, содержащую сополимер Силфок 2540С взамен полимера ВПК-402, что дало возможность значительно упростить состав и облегчить управление свойствами и технологическими показателями поликатионной системы.

Согласно второй серии опытов, определяли изменение массы образца-таблетки до и после выдержки в испытуемом растворе. Образец представляет собой таблетку из монтмориллонитовой глины цилиндрической формы с диаметром сечения 22 мм и высотой 12 мм, изготовленной на гидравлическом прессе. Чем выше ингибирующие свойства раствора, тем меньше связывается с образцом количество жидкости набухания, и наоборот. Результаты исследований испытания образцов-таблеток отражены на рис. 2.

Относительное увеличение массы образца-таблетки в процентах определялось по формуле

$$\Delta m = (m_2 - m_1) \cdot 100 \% / m_1,$$

где m_2 – масса образца, выдержанного 7 сут в испытуемой среде раствора; m_1 – масса исходного образца.

По двум проведенным тестам на ингибирующие свойства поликатионные системы значительно превосходят все известные ингибирующие растворы, и что очень важно, результаты промысловых испытаний подтверждают высокую эффективность Катбурр (см. табл. 5).

2. Низкие крепящие свойства. Потенциал для обеспечения устойчивости ствола скважины в глинистых отложениях у традиционных анионно-неионных буровых растворов достаточно высок, хотя практические результаты не всегда обнадеживают. Это связано, прежде всего, с резкими «скачками» структурно-реологических показателей раствора, которые из-за набухания и диспергирования глинистого шлама периодически возрастают выше проектных величин, а для восстановления требуемых значений проводят обработки водными растворами реагентов.

Кроме того, управление структурно-реологическими показателями влечет за собой периодическое ко-

В общем виде крепящие свойства раствора определяются комплексом показателей:

- показателем фильтрации. Минимальное значение показателя фильтрации раствора уменьшает риск возникновения осложнений, связанных с потерей устойчивости;

- структурно-реологическими показателями. В зависимости от типа глинистых пород необходимые значения структурно-реологических показателей регулируются в широком диапазоне: для глин от минимальных до средних величин, для аргиллитов от средних до максимальных. При этом структурно-реологические показатели при глинистой и других разного рода агрессии должны быть стабильными;

- концентрацией различных ингибиторов набухания глин, гидрофобных и гидрофильных кольматантов, адгезионными их свойствами и т. д.

Однако, тем не менее, необходимо различать потерю устойчивости глин и аргиллитов, а значит, и подходы по их предотвращению.

Глину со структурными элементами можно рассматривать как дисперсно-связную породу с переменной прочностью межструктурных связей. Прочность межструктурных связей в глине зависит от водосодержания. Структурные элементы в глине в природном состоянии находятся на большом расстоянии друг от друга, из-за чего межчастичные связи между ними слабы, а молекулы воды или другой жидкости свободно проникают и разъединяют связанные частицы. Очевидно, для обеспечения устойчивости ствола скважины в глинах необходимо сохранить или укрепить контактные связи между структурными элементами.

Используя сочетание полимеров и ингибиторов, можно достичь оптимальных результатов в получении высокоингибирующих растворов, обеспечивающих устойчивость глин. Для сохранения устойчивости рыхлых глин необходимо, дополнительно ко всему, применение гидрофобных кольматантов в составе раствора.

Сохранение устойчивости трещиноватых аргиллитов достигается путем использования высокострукту-

рированных буровых растворов с содержанием гидрофильных и гидрофобных адгезионных кольматантов, обеспечивающих «штукатурку» стенок ствола скважины. В трещиноватых аргиллитах решающая роль в обеспечении устойчивости ствола скважины принадлежит неионным полимерам и кольматантам, совместимых с катионным (со)полимером.

Высокая устойчивость поликатионных систем к глинистой и другой агрессии позволяет создавать поликатионные растворы Катбурр с требуемыми (высокими или низкими) структурно-реологическими характеристиками минимальным показателем фильтрации, с содержанием гидрофобных и гидрофильных материалов, что делает их безальтернативными для стабилизации ствола скважины при бурении интервалов набухающих глин и неустойчивых аргиллитов.

3. Биодеструкция полимеров, разложение и дестабилизация системы. В буровых рабочих жидкостях всегда присутствуют различного рода бактерии, которые попадают в раствор из окружающей среды, выбуренных пород, флюидов и т. д. Традиционные буровые растворы подвержены биологической деструкции во времени, из-за чего наблюдается ухудшение технологических показателей. Для предотвращения биодеструкции проводят ввод различного рода бактерицидов. Блокировать биодеструкцию возможно также путем увеличения минерализации раствора более 25 % и поддержанием pH более 10. На практике для предотвращения биодеструкции применяются либо бактерициды, при использовании пресных и слабоминерализованных растворов, либо соли, при использовании соленасыщенных растворов.

Активные бактериальные клетки, которые приводят к биодеструкции полимеров, в основном несут отрицательный заряд. Такие анионно-неионные полимеры, как крахмал, водорастворимые эфиры целлюлозы, биополимер, лигносульфонаты, в среде буровых растворов являются питательной средой для бактерий.

Применение катионных (со)полимеров, даже в небольших количествах, нейтрализует заряд этих бактерий. Бактерии после нейтрализации заряда не способны вызывать деструкцию полимеров, используемых при строительстве скважин.

Кроме того, анионно-неионные системы, в которых начался процесс биодеструкции полимеров и дестабилизации растворов, поддаются «реанимации» путем химической обработки катионными (со)полимерами (табл. 6).

Буровой раствор, используемый при строительстве скв. № 1 Песчаной площади, находился на стадии разложения. Попытки предотвращения разложения раствора путем ввода бактерицидов в больших количествах не дали положительных результатов ни в лабораторных, ни в промысловых условиях. Обработка данного раствора катионным полимером Силфок 2540С позволила «реанимировать» систему и восстановить технологические показатели. В данном случае катионный полимер в составе раствора выполняет функцию не только стабилизатора и ингибитора набухания глин, но и антиферментационной добавки.

Данное положительное свойство Катбурр позволяет рассматривать поликатионные системы как растворы многократного использования. Следовательно, после завершения бурения определенного интервала или скважины лишний объем раствора Катбурр можно вывозить на хранение для дальнейшего его использования.

4. Зависимость от значений pH среды. У большинства традиционных буровых растворов pH лежит в щелочной области в пределах 8...9 и выше. Это связано с использованием анионно-неионных полимеров стабилизаторов, физико-химические свойства которых зависят от pH бурового раствора. Оптимальное значение pH раствора для наиболее часто используемых полимеров составляет 8...10. Увеличение pH отрицательно сказывается на устойчивости глинистых пород. В щелочной среде повышается скорость гидратации, набухания и диспергирования глины. Максимум набухания глин выявляется в области pH = 11. С увеличением температуры и при солевой агрессии поддержание pH бурового раствора в щелочной области – задача сложная, требующая больших материальных и временных затрат.

Наиболее целесообразно применение буровых растворов с pH ≈ 6...7. В этом случае не требуется регулирование pH, так как pH используемых природных вод для приготовления буровых растворов находится в указанном диапазоне. Кроме того, эффективность компонентов из состава бурового раствора не должна зависеть от pH среды, а показатели раствора должны обладать стабильностью в широком диапазоне изменения pH. Поликатионные системы Катбурр и их компоненты обладают высокой устойчивостью к различным агрессивным воздействиям при pH ≈ 6...7. Однако в процессе строитель-

Таблица 6

Влияние катионных (со)полимеров на разложение раствора

№ п/п	Обработка раствора	Показатели раствора				
		ρ, кг/м³	ПФ, см³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа·с	ДНС, Па
Исходный раствор №1* приготовлен в лаборатории						
1	Исх. раствор №1	1040	5	40/70	24	16
	через 9 сут	1040	25	раствор разложился		
2	№ 1+4 % Силфок2540С	1040	4	20/30	28	8
	через 90 сут	1040	3,5	25/35	28	8
Исходный раствор № 3** со скважины 1 Песчаная (Краснодарский край)						
3	Исх. раствор № 3 (раствор разложился, вспенился)	1160	37	110/150	15	19
4	№ 3 + 5 % Силфок2540С	1270	12	10/15	34	8
	через 120 сут	1270	10	5/10	24	5
5	№ 3+5 % Силфок2540С + 1 % крахмал	1270	5,5	10/20	42	10
	через 120 сут	1270	5,5	10/20	32	9

Примечание. *3%-й глинистый раствор с добавкой 0,5 % CaCl₂, 3 % NaCl, 2 % крахмал, 0,2 % биоксан; **пресный раствор со скважины обработанный полианионной целлюлозой, лигносульфонатами и бактерицидом

ства скважины возможно изменение pH среды, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Увеличение pH до 12...13 возможно при попадании цемента в буровой раствор, а уменьшение до 4...5 при поступлении в раствор рапы с содержанием кислых солей, уголекислоты, сероводорода и др. Уменьшение pH не вызывает ухудшения показателей раствора Катбурр, однако из-за роста скорости коррозии следует восстановить pH до $\approx 6...7$ добавками щелочей. Увеличение pH выше 10...11 приводит к росту структурно-реологических и фильтрационных показателей Катбурр, в связи с чем требуется обработка раствора по снижению pH добавками уксусной, лимонной и др. кислот. Поэтому в процессе бурения скважины не регламентируется регулирование pH среды Катбурр, за исключением указанных случаев.

Таким образом поликатионные системы Катбурр проявляют повышенную устойчивость к изменению pH среды, включая и такие сложные условия, как воздействие высоких температур, солевой, уголекислотной и сероводородной агрессии.

5. Низкая солестойкость и несовместимость пресной и соленой систем. В процессе бурения скважин неизбежно попадание в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод. Часто перспективные месторождения нефти и газа приурочены к подсолевым отложениям. К таковым относятся Прикаспийская и Днепровско-Донецкая впадины, ряд районов в Восточной Сибири, Урало-Поволжья и др. Наличие надсолевого, солевого и подсолевого комплексов предъявляет к применяемым традиционным анионно-неионным буровым растворам более жесткие требования. Так, если в бессолевом разрезе можно применять все существующие стабилизаторы и разжижители, то при попадании солей приходится отказаться от некоторых реагентов вследствие низкой их солестойкости. Например, применение гуматных реагентов в сложных структурных разрезах даже в надсолевых отложениях не перспективно, так как при переходе на соленасыщенный гуматные растворы трудно поддаются дообработке и требуют дополнительных разбавлений, приводящих к нежелательной наработке. В отличие от гуматов, использование лигносульфонатов чревато пенообразованием при увеличении концентрации солей. В таких сложных геолого-технических условиях более пер-

спективно применение солестойких стабилизаторов из класса водорастворимых эфиров целлюлозы и акрилатов. Несмотря на значительное их превосходство по стойкости к одновалентным катионам натрия и калия перед гуматами и лигносульфонатами, они обладают низкой устойчивостью к кальциевой и магниевой агрессии, что ограничивает их применение. Исключение составляют неионные марки водорастворимых эфиров целлюлозы типа оксиэтилцеллюлозы и др. Наилучшими стабилизирующими свойствами в соленасыщенных растворах при сочетании кальциевой и магниевой агрессии обладают крахмал и декстрин.

На практике, перед вскрытием солевых отложений проводят перевод традиционной пресной системы на соленасыщенную путем ввода солей. В зависимости от содержания глинистой фазы в составе раствора засолонение приводит либо к коагуляционному разжижению, либо к коагуляционному загущению. Так как содержание глинистой фазы в растворе практически всегда выше допустимых значений, то засолонение обычно приводит к коагуляционному загущению. В связи с этим перед засолонением производят снижение концентрации глинистой фазы путем разбавления водными растворами стабилизаторов.

Количество и тип стабилизаторов определяются требуемой величиной показателя фильтрации. Все традиционные анионно-неионные буровые растворы при засолонении подвержены дестабилизации, выражающейся в росте показателя фильтрации и ухудшении технологических свойств и показателей.

В отличие от традиционных, поликатионные системы Катбурр при попадании в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод и засолонении перед вскрытием солевых отложений проявляют высокую устойчивость и сохраняют стабильные технологические показатели, а если они меняются, то незначительно в сторону улучшения. Причем наличие катионов кальция и магния не оказывает отрицательного влияния на свойства и показатели Катбурр.

Промысловые результаты применения Катбурр в надсолевом и солевом комплексе при строительстве скважин на Астраханском ГКМ свидетельствуют о высокой устойчивости поликатионных систем к катионам кальция и магния (табл. 7).

Таблица 7

Влияние солевой агрессии на показатели слабоминерализованных и соленасыщенных модификаций Катбурр (скважина 1082)

№ п/п	Раствор	Показатели раствора					
		ρ, кг/м³	T, с	η, мПа·с	τ₀, Па	ПФ, см³ за 30 мин	СНС _{1/10} , дПа
Слабоминерализованный раствор (надсолевой разрез)							
1	Раствор при забое 840 м (сол. 26 %, Ca ⁺⁺ – 7,6 г/л, Mg ⁺⁺ – 1,2 г/л)	1240	52	28	13	3,0	12/17
2	Раствор при забое 1888 м (сол. 8 %, Ca ⁺⁺ – 4,4 г/л, Mg ⁺⁺ – 2,5 г/л)	1240	66	33	15	2,5	14/19
Соленасыщенный раствор (солевой разрез)							
3	Раствор при забое 2905 м (сол. 26 %, Ca ⁺⁺ – 7,2 г/л, Mg ⁺⁺ – 2,6 г/л)	1630	52	33	16	1,8	17/34
4	Раствор при забое 3770 м (сол. 26 %, Ca ⁺⁺ – 14 г/л, Mg ⁺⁺ – 3 г/л)	2000	67	59	19	1,5	33/43

Увеличение концентрации катионов кальция и магния в растворе при бурении скважины № 1082 происходило за счет попадания в раствор солей из выбуренных пород, пластовых вод и смешения с цементными растворами (при установке мостов), а также при разбуривании цементных стаканов. При этом специальные мероприятия по осаждению катионов кальция и магния не проводились.

Переход на поликатионный соленасыщенный утяжеленный раствор осуществляется путем засолонения и утяжеления слабоминерализованного раствора, причем засолонение проходит без коагуляции и без изменения структурно-реологических и фильтрационных показателей раствора.

6. Низкая термостойкость. Все известные анионно-неионные полимеры-стабилизаторы буровых растворов по своей природе проявляют невысокую термостойкость, а при воздействии солевой агрессии их термостойкость падает вовсе. Недостаточная термостойкость стабилизаторов проявляется в увеличении показателя фильтрации после воздействия высоких температур, причем значение показателя фильтрации зависит от времени воздействия. Чем выше температура и время воздействия на раствор, тем больше рост показателя фильтрации. Воздействие высоких температур оказывает негативное влияние и на структурно-реологические показатели. Нагревание буровых растворов чрезвычайно стимулирует коагуляцию и параллельно идущие процессы, поэтому структурно-реологические показатели растворов при забойной температуре резко отличаются от измеряемых на поверхности. Изменение структурно-реологических показателей при термообработке является результирующим разжижения дисперсионной среды и загустевания за счет структурообразования раствора, обуславливая разжижение и загустевание в зависимости от концентрации глины и электролитов, уровня стабилизации, температуры и т. д.

Буровые растворы на основе катионных (со)полимеров проявляют устойчивость к воздействию высоких температур до 220 °С при полисолевой агрессии и в лю-

бых концентрациях солей. Причем показатель фильтрации при забойной и комнатной температуре не сильно отличается, тогда как у анионно-неионных растворов это различие существенно (табл. 8).

Из табл. 8 видно, что поликатионные системы Катбурр выдерживают воздействие высоких температур до 220 °С в течение длительного времени, следовательно, данные растворы являются весьма термостойкими и могут применяться в сложных геологических условиях.

7. Низкая устойчивость показателей раствора к глинистой, температурной, солевой, углекислотной, сероводородной и другим агрессиям. Авторами была показана низкая устойчивость традиционных анионно-неионных буровых растворов, и наоборот, чрезмерно высокая устойчивость поликатионных систем Катбурр к глинистой, температурной и солевой агрессиям.

Сероводородная и углекислотная агрессии вносят свой вклад в изменение показателей традиционных анионно-неионных буровых растворов. Являясь слабыми кислотами, угольная и сероводородная, а также обладая восстановительными свойствами (сероводородная), они могут изменять физико-химические условия среды и взаимодействовать с компонентами бурового раствора, вызывая в растворах, содержащих твердую фазу, особенно глину, загустевание, а в некоторых системах (растворы на основе лигносульфонатов) и необратимое повышение показателя фильтрации.

Агрессия углекислоты и сероводорода вызывает ухудшение технологических показателей раствора. Причем влияние усиливается при высоких температурах и с увеличением содержания твердой фазы. Поступление CO₂ и H₂S в раствор приводит к падению pH раствора, с чем и связано увеличение показателя фильтрации и структурно-реологических свойств. Для сохранения технологических показателей раствора без существенного изменения в пределах допускаемых величин при агрессии сероводорода и углекислоты необходимо либо поддерживать pH в пределах значений от 8 до 9, одновременно нейтрализуя действие агрессивных CO₂ и H₂S, либо раз-

работать составы, обеспечивающие стабильность технологических свойств при различных значениях pH, например от 3...4 до 10...11.

Такой диапазон pH позволит решить вопрос о применении буровых растворов со стабильными технологическими показателями в условиях воздействия агрессивных CO₂ и H₂S.

Отметим, что независимо от устойчивости раствора при значениях pH от 3...4 до 10...11, в его составе необходимо предусмотреть нейтрализатор H₂S.

Таблица 8

Влияние температурной агрессии на структурно-реологические и фильтрационные показатели Катбурр

№	Добавки утяжелителя	Показатели				ПФ, см ³ за 30 мин		
		ρ, кг/м ³	T, °C	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , Па	45 °C	150 °C	200 °C
1	Утяжеленный Катбурр с содержанием 15 % NaCl, 2 % CaCl ₂	1400	65	55	15	4	13	18
	после термостатирования 220 °C	1400	48	31	14	5	12	17
2	Утяжеленный Катбурр с содержанием 20 % NaCl, 5 % CaCl ₂	1900	106	65	18	4	14	19
	после термостатирования 220 °C	1900	83	48	16	3	12	17
3	Утяжеленный Катбурр с содержанием 30 % NaCl, 8 % CaCl ₂	2200	134	75	25	3,5	14,5	17
	после термостатирования 220 °C	2200	112	57	24	4	14	16

Примечание. Реология при 45 °C; ПФ – показатель фильтрации при ΔP = 3,5 МПа. Термостатирование в течение 20 ч

Показатели Катбурр до и после воздействия CO₂ и H₂S

Пропуск CO ₂ /H ₂ S, л/л	Технологические показатели												pH
	ЖС, %	ПФ, см ³ за 30 мин		СНС _{1/10} , дПа			η _{пл.} , мПа·с			τ ₀ , Па			
		25 °С	120 °С	25 °С	50 °С	82 °С	25 °С	50 °С	82 °С	25 °С	50 °С	82 °С	
До пропускания CO ₂ и H ₂ S													
0	0	5	14	20/30	20/40	20/95	88	64	46	18	10	8	8
После пропускания CO ₂ и H ₂ S													
4/12	0	2	9,6	20/20	15/15	10/10	96	61	42	17	8	3	4
Дообработка 0,05 % NaOH													
0	0	5	15	25/40	25/45	30/85	94	65	50	20	10	8	8
До пропускания CO ₂ и H ₂ S													
0	7	5	14	20/30	20/40	30/95	93	65	48	19	14	10	8
После пропускания CO ₂ и H ₂ S													
5/12	7	4	10	15/20	10/15	10/10	92	62	44	16	7	8	4
Дообработка 0,05 % NaOH													
0	7	5	13	20/45	25/50	35/100	95	66	48	22	16	10	8

Для решения указанной задачи в условиях воздействия CO₂ и H₂S был исследован Катбурр. Исследования заключались в определении структурно-реологических показателей растворов до и после воздействия на них CO₂ и H₂S. В емкость с барботажем, заполненную испытуемым буровым раствором, подавался агрессивный газ (CO₂ и H₂S) в определенном дозированном количестве (имитировались условия Астраханского ГKM), после чего проводился замер его технологических параметров, которые сравнивались со значениями, полученными до воздействия агрессивной среды. Причем исследовались составы как без поглотителя H₂S (ЖС-7), так и с его содержанием.

Количество пропускаемого сероводорода при проведении лабораторных исследований составило 12 м³/м³. Отметим, что данное значение было выбрано исходя из работы [5].

Был испытан утяжеленный соленасыщенный поликатионный Катбурр плотностью 2130 кг/м³ (табл. 9). Количество вводимого поглотителя сероводорода ЖС-7 было принято равным 7 %, исходя из практических значений при бурении скважин на Астраханском ГKM.

После воздействия сероводорода и уголекислоты на Катбурр проводилась его дообработка NaOH с целью восстановления значения pH и повышения устойчивости раствора, так как после взаимодействия с агрессивными средами наблюдалось небольшое выпадение в осадок баритового утяжелителя.

На основании проведенных исследований можно отметить, что Катбурр после интенсивного воздействия на них агрессивных CO₂ и H₂S сохраняет приемлемые значения показателей и полностью восстанавливается после выравнивания pH раствора каустической содой. Поликатионные системы Катбурр рекомендованы для вскрытия продуктивных пластов в условиях повышенной агрессии CO₂ и H₂S при строительстве скважин на Астраханском ГKM.

8. Многокомпонентность. Традиционные анионно-неионные буровые растворы многокомпонентны, что создает определенные сложности при управлении свойствами и показателями раствора. Каждый компонент в традиционных растворах способен выполнять конкретную функцию, т. е. практически компоненты из состава раствора монофункциональны. Для того чтобы создать удобную при эксплуатации малокомпонентную систему, необходимо использовать полифункциональные компоненты. В поликатионных системах Катбурр катионные (со)полимеры отличаются полифункциональностью. Например, использование реагента Силфок 2540С, в зависимости от молекулярной массы, одновременно может выполнять функции стабилизатора (понижителя показателя фильтрации), разжижителя, ингибитора набухания глин и антиферментационной добавки. Также необходимо указать на то, что заведомо добавка Силфок 2540С осуществляется с переизбытком, который находится в растворе в качестве запасного компонента или буфера. Следовательно, концентрация Силфок 2540С в процессе бурения скважины не может оказаться ниже допустимого, что очень важно и недостижимо для анионно-неионных систем. При такой концентрации Силфок 2540С синергетический эффект с другими компонентами резко возрастает и такие реагенты, как крахмал, биополимер, поливинилпирролидон и др., значительно эффективнее проявляют свои положительные свойства. У сополимера Силфок 2540С синергетический эффект усиления ингибирующих свойств раствора ярко выражен в сочетании с электролитами хлоридами калия, натрия, кальция, магния и др. Это все приводит к расширению выполняемых функций Силфок 2540С. Отсюда поликатионные системы Катбурр отличаются малокомпонентностью, так как основной компонент из состава бурового раствора полифункционален. Поэтому управление свойствами и

Таблица 10

Сравнительный расход компонентов при бурении надсолевых отложений на Астраханском ГКМ

Скв. 915, полимерно-калиевый раствор		Скв. 1082, Катбурр	
Компоненты	Расход	Компоненты	Расход
Под кондуктор интервал 30...350 м			
1. ПАЦ-Н	4,45	1. Силфок 2540С	14,56
2. Пеногаситель	3,13	2. Т-92	4,426
3. СМЭГ-5	3,62	3. СМЭГ-5	1,14
4. Na ₂ CO ₃	2,845	4. Крахмал	2,8
5. NaOH	0,7	5. KCl	4
6. NaHCO ₃	0,525	6. Биоксан	0,65
7. ПАЦ-В	0,325		
8. Барит	0,1		
9. ФХЛС	2,8		
10. Микан-40	1,8		
11. Полиэколь	0,8		
12. KCl	3,4		
Под I техническую колонну			
Интервал 350...2400 м		Интервал 350...2100 м	
1. КССБ	42	1. Силфок 2540С	47,737
2. ПАЦ-Н	22,46	2. Т-92	17,563
3. Пеногаситель	16,65	3. СМЭГ-5	1,65
4. СМЭГ-5	25,17	4. Крахмал	10,74
5. Na ₂ CO ₃	5,95	5. KCl	12,8
6. NaOH	0,88	6. Биоксан	1,65
7. NaHCO ₃	0,15	7. Мазут	13,5
8. ПАЦ-В	2,08	8. Барит	60
9. Барит	160		
10. ФХЛС	18,1		
11. Микан-40	3,6		
12. Полиэколь	38,6		
13. KCl	46,4		
14. КОН	7,5		
15. Бактерицид	2		

показателями поликатионной системы Катбурр проводится значительно быстрее по времени, меньшим числом и количеством компонентов (табл. 10).

Сравнительный анализ по расходу и наименованию химических реагентов на бурение скважин показывает значительное превосходство Катбурр над традиционными растворами.

9. Одноразовое использование. Традиционные анионно-неионные буровые растворы после использования на одной скважине подлежат утилизации, так как они подвержены процессам ферментативного разложения. При хранении с течением времени рабочая жидкость теряет свои свойства и технологические показатели раствора значительно ухудшаются. Поскольку такая рабочая жидкость не поддается реанимации химической обработкой анионно-неионными реагентами, приходится готовить новый раствор. Рабочая жидкость, в которой начались процессы разложения, подлежит утилизации. В наибольшей степени ферментационному разложению подвергнуты анионно-неионные буровые растворы с содержанием полисахаридов. Среди всех буровых растворов только углеводородные относятся к многократным системам. Многократное использование раствора при эксплуа-

Таблица 11

Изменение показателей поликатионных систем Катбурр при хранении в Аксарайске на базе филиала «Астрахань бурение» Газпром Бургаз

Раствор	Технологические показатели и концентрация в фильтрате катионов (г/л)							
	ρ, кг/м ³	T, °C	ПФ, см ³	СНС ^{1/100} , дПа	η, мПа·с	τ, Па	Ca ²⁺	Mg ²⁺
Катбурр 2И	1340	67	1,5	14/22	35	16	11,4	2,6
После хранения 2 года	1340	65	1,2	14/22	38	13	11,4	2,6
Катбурр 2100	2020	88	2,1	34/58	65	24	12,8	1,2
После хранения 1 год	2020	86	2,3	31/54	62	22	12,8	1,2
Катбурр 1700	1830	73	2,0	26/39	59	19	13,6	1,5
После хранения 1 год	1830	75	1,8	29/42	58	19	13,6	1,5

тационном бурении, особенно в сложных геологических условиях, позволяет в значительной степени сэкономить затраты на буровые растворы за счет их хранения и использования на следующих скважинах. Например, такой подход при бурении солевых отложений на Астраханском ГКМ позволяет сэкономить затраты по бариту на сумму 8...10 млн р., следовательно, с учетом экономии всех остальных компонентов затраты на буровой раствор могут быть значительно снижены. Следует отметить, многократное использование Катбурр позволяет полностью отказаться от утилизации буровых растворов. Утилизация 1 м³ раствора по Астраханскому ГКМ в среднем обходится более 8 тыс р., отсюда понятно, во сколько обойдется экономия за счет использования поликатионной системы Катбурр многократного использования.

На сегодняшний день уже имеется опыт хранения и использования растворов соленасыщенных утяжеленных Катбурр 1700 и Катбурр 2100, плотностью от 1700 до 2100 кг/м³ и слабоминерализованных ингибирующих Катбурр И и Катбурр 2И. За время хранения более 1 года или практически на любой реальный срок изменение свойств и показателей раствора в сторону ухудшения не происходит, что свидетельствует о высокой ферментативной, седиментационной и агрегативной устойчивости поликатионных систем Катбурр (табл. 11).

После хранения 1 год модификации поликатионных систем Катбурр 2100 и Катбурр 1700 были использованы при бурении следующей очередной скважины № 916 в солевом разрезе. За время хранения и в процессе использования при бурении скважины № 916 проблемы связанных с осаждением и ухудшением показателей раствора не наблюдались. В дальнейшем намечается повторное использование данного раствора на очередных скважинах. Хранение слабоминерализованного раствора Катбурр 2И со скважины № 939 в течение 2 лет в г. Аксарайске на базе филиала «Астрахань бурение» Газпром Бургаз, включая два жарких летних периода, не ухудшило качество раствора.

Таким образом впервые созданы рабочие жидкости на водной основе многоразового использования, причем они проявляют исключительную стабильность свойств независимо от степени минерализации и без содержания бактерицидных добавок.

10. Низкое качество вскрытия продуктивных коллекторов. Основными причинами загрязнения продуктивных коллекторов при первичном вскрытии являются проникновение твердой фазы и фильтрата бурового раствора, вследствие чего происходит закупорка поровых каналов и микротрещин. Проникновение фильтрата бурового раствора вызывает сужение поровых каналов и микротрещин за счет формирования гидратной воды на поверхности пород, образование устойчивых эмульсий и нерастворимых осадков в порах, а также набухание глин. Поскольку кольматационный слой, образованный из кислоторастворимой твердой фазы, практически полностью очищается после кислотной обработки, то при выборе твердой фазы необходимо руководствоваться ее способностью растворяться в кислотах. Поэтому используют карбонатные материалы в качестве твердой фазы в составах для первичного вскрытия – мел, мраморную крошку, доломит, сидерит. Данное положение является общим для всех типов буровых растворов независимо от состава дисперсионной среды. Следовательно, основное отрицательное влияние на проницаемость коллекторов оказывает проникновение дисперсионной среды. Воздействие проникшей дисперсионной среды или бурового раствора (в случае поглощения) на восстановление проницаемости коллектора зависит от межмолекулярных и межчастичных взаимодействий в системе «фильтрат – коллектор – флюид». Управляя прочностью и гибкостью водородных связей молекул воды в растворе, можно увеличить коэффициент восстановления проницаемости коллектора, снизить давление отрыва фильтрационной корки, ускорить ввод скважин в эксплуатацию и т. д. и в итоге повысить дебит по нефти и газу.

Использование традиционных анионно-неионных буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных коллекторов нефти и газа малоэффективно. Многолетний опыт применения традиционных буровых растворов для первичного вскрытия показывает, что они отличаются высокой степенью загрязнения коллекторов и низкими коэффициентами восстановления проницаемости. Максимальное восстановление проницаемости продуктивных пластов среди анионно-неионных растворов обеспечивают составы, получаемые на основе полисахаридов. Составы с содержанием биополимера и крахмала зарекомендовали себя с положительной стороны при первичном вскрытии продуктивных пластов.

В отличие от них синтетические полимеры в большей степени загрязняют коллекторы, коэффициент восстановления проницаемости которых значительно уступает полисахаридным составам.

Такие общеизвестные реагенты, как гуматы и лигносульфонаты, из-за высоких своих поверхностно-активных свойств вызывают образование устойчивых эмульсий в поровых каналах и микротрещинах в око-

лосквальной зоне пласта, приводящих к значительному снижению проницаемости коллекторов. Восстановление проницаемости коллекторов после образования устойчивых эмульсий и набухания глинистых пород – сложная задача. Поэтому наиболее действенным и обязательным мероприятием при снижении проницаемости коллекторов после первичного вскрытия пластов является работы по перфорации, кислотные обработки и гидроразрыв пласта.

Использование составов с содержанием катионных (со)полимеров позволяет существенно повысить ингибирующий эффект к набухающим глинам, снизить отрицательное воздействие проникающей дисперсионной среды в системе «фильтрат – коллектор – флюид» за счет управления прочностью и гибкостью водородных связей, формирующих супрамолекулярные каркасы [3, 6].

В поликатионных составах Катбурр для первичного вскрытия терригенных коллекторов, содержащих набухающие глинистые минералы, обязательно предусматривают выполнение общих существующих положений, а именно применение кислоторастворимой твердой фазы, многоатомных спиртов, биополимера и крахмала, а также повышение до максимума ингибирующих свойств раствора.

При оптимизации состава поликатионные системы Катбурр способны значительно повысить качество первичного вскрытия и восстановления проницаемости коллекторов (табл. 12).

В зависимости от геолого-технических условий бурения модификации поликатионных систем Катбурр содержат катионные (со)полимеры с молекулярными массами от 30000...40000 до 80000...90000 – низкомолекулярные, или от 90000...95000 до 120000...125000 – среднемолекулярные, и/или 125000...130000 до 180000 и более – высокомолекулярные в количестве 1,0...5,3 % в переводе на основное вещество. Только при содержании катионных (со)полимеров 1,0...5,3 % в составе поликатионной системы они обладают комплексным действием стабилизаторов, понизителей фильтрации, разжижителей, ингибиторов набухания и диспергирования глинистых пород и т. д.

Таблица 12

Влияние различных буровых растворов на коэффициент восстановления проницаемости (Кв)

Проницаемость, мД		Буровой раствор	Обратная проницаемость после воздействия раствора, мД	Кв
прямая	обратная			
17,0	17,3	Безглинистый биополимерный	1,52	8
29,15	29,63	Меловой биополимерный	4,23	14
26,44	25,92	Меловой биополимерный с ПАВ	6,62	25
38,74	38,74	Крахмальный	1,36	3
37,69	36,75	Меловой крахмальный	2,47	6
38,55	38,92	«Катбурр»	24,4	63
6,32	6,25	«Катбурр»	3,8	61
64,13	64,23	РУО	58,86	91

В ранних исследованиях были попытки использовать катионный полимер Полидадмах (ВПК-402) в составах буровых растворов [7–10].

Применение таких растворов оказалось бесперспективным, так как, во-первых, рекомендуемая низкая концентрация катионного полимера не обеспечивает необходимые свойства рабочей жидкости и эти системы изначально являются анионными-неионными (стабилизатором является либо анионный, либо неионный полимер), и во-вторых, управлять их свойствами в промысловых условиях, особенно в сложных геологических, практически невозможно.

Катионные (со)полимеры синтезируют из катионных мономеров и/или катионных и неионных мономеров, и/или катионных и анионных мономеров, которые в зависимости от состава и строения высокомолекулярного соединения обладают различной эффективностью.

В общем виде катионные (со)полимеры можно условно представить в виде следующих формул:

- $(K)_n$ – чисто катионный полимер, где K – катионный мономер; n – число катионных мономеров;
- $(K)_n(A)_m$ – сополимер, состоящий из катионного и анионного мономеров, где A – анионный мономер; m – число анионных мономеров;
- $(K)_n(N)_l$ – сополимер, состоящий из катионного и неионного мономеров, где N – неионный мономер; l – число неионных мономеров;
- $(K)_n(A)_m(N)_l$ – сополимер, состоящий из катионного, анионного и неионного мономеров.

Катионные (со)полимеры несовместимы с гуматами и лигносульфонатами и не могут использоваться в буровых растворах в сочетании с ними. Несовместимость катионных (со)полимеров распространяется и на силикатные растворы (табл. 13).

Таблица 13

Несовместимые компоненты в поликатионных системах Катбурр

Компоненты	Совместимость компонентов с катионными (со)полимерами
Лигносульфонаты (оксил, ХЛС, ССБ, КССБ, ФХЛС и др.)	Несовместимы. При взаимодействии противоположно заряженных полимеров между собой образуются водонерастворимые соединения в виде хлопьев
Гуматы: (УЦР, ТЦР и др.)	
Силикаты (жидкое стекло) и реагенты на его основе	
Анионные ПАВ	

Использование несовместимых химических реагентов в поликатионных системах приводит к химическому взаимодействию катионного (со)полимера с несовместимыми компонентами из состава раствора. При этом образуются водонерастворимые соединения, которые приводят к ухудшению свойств и технологических показателей поликатионной системы Катбурр. В поликатионных системах Катбурр не исключается, а в некоторых случаях полезно применение анионных полимеров, таких, как анионные водорастворимые эфиры целлюлозы (ВЭЦ), акрилаты, гидро-

лизованные ПАА и т. д. Оптимальным сочетанием в поликатионных системах Катбурр является совместное использование катионных (со)полимеров с неионными водорастворимыми эфирами целлюлозы, всеми марками гуаровой смолы, крахмала и декстрина, включая и катионные их разновидности, биополимерами всех марок, катионными марками ПАА, поливинилпирролидоном (ПВП) (табл. 14).

Таблица 14

Совместимые полимеры в поликатионных системах Катбурр

Компонент	Совместимость компонентов с катионными (со)полимерами
Неионные ВЭЦ, гуаровая смола, крахмал, декстрин, биополимер, ПВП, кат. ПАА	Оптимальное сочетание, отмечается сильный синергетический эффект
Анионные ВЭЦ (КМЦ, ПАЦ и др.)	Проявляют совместимость
Анионные акрилаты (гипан, К-4, К-9, росфлок ПВ и др.)	Проявляют совместимость, однако при повышении температуры возможно загустевание раствора, связанное с усилением взаимодействия противоположно заряженных (со)полимеров друг с другом
Гидролизированные ПАА	

Из известных химических реагентов, используемых при бурении скважин, в поликатионных системах Катбурр полезны добавки многоатомных спиртов (гликолей), углеводов, нефти, аминоспиртов, которые оказывают общеулучшающее действие (табл. 15).

Таблица 15

Совместимые компоненты в поликатионных системах Катбурр

Компонент	Совместимость компонентов с катионными (со)полимерами
Многоатомные спирты	Общее улучшение, термостабилизаторы
Углеводороды	Термостабилизаторы, гидрофобные кольматанты, общее улучшение
Аминоспирты	Общее улучшение, термостабилизаторы
Т-92, МАС-200 и др.	Пеногасители
Утяжелители	Для повышения плотности
Кольматанты	Для предупреждения поглощений
Соли (NaCl, KCl, MgCl ₂ , CaCl ₂ и др.)	Для повышения солености и ингибирования глин
Щелочи (KOH, NaOH и др.)	Для восстановления pH при его снижении и для гелирования гидрогелей
Триполифосфат, Na ₂ CO ₃ , NaHCO ₃	Для осаждения катионов кальция (не применяется)
Неионные ПАВ	Улучшение смазывающих свойств

Пеногасителями поликатионных систем Катбурр являются флотореагент-оксаль Т-92, МАС-200 и др.

Для засолонения или для ингибирования поликатионных систем используют все известные применяемые в строительстве скважин соли. Для ингибирования набухающих глин в Катбурр эффективны сочетания солей калия, аммония и кальция.

Увеличение плотности поликатионных систем Катбурр производится всеми известными марками утяжелителей.

Не обязательными реагентами являются нейтрализаторы катионов кальция и магния, так как целенаправленное их осаждение в поликатионных системах не проводится.

В качестве структурообразователей в пресных, слабоминерализованных, минерализованных и высокоминерализованных поликатионных системах эффективны гидрогели алюминия, магния, а также биополимеры и некоторые неионные высокомолекулярные полимеры типа крахмала, ПВП и др.

Известно, что при бурении наклонно направленных скважин применяются буровые растворы с хорошими смазывающими свойствами. В таких случаях рекомендуется добавлять в поликатионные системы Катбурр неионные ПАВ в сочетании с углеводородами.

При сероводородной агрессии применяют все известные нейтрализаторы сероводорода – ЖС-7, карбонат цинка, двуокись марганца и т. д. При снижении pH среды за счет поступления в раствор сероводорода и особенно уголекислоты производят ввод щелочи для восстановления pH.

Бурение цементного стакана (или смешение рабочей жидкости с цементным раствором) сопровождается увеличением pH поликатионной системы Катбурр, для восстановления pH можно использовать любую кислоту, применяемую при строительстве скважин. Если бурение происходит в глинистых отложениях, то целесообразнее в качестве кислоты использовать уксусную или соляную для повышения ингибирующих свойств Катбурр.

Таким образом ориентировочный компонентный состав поликатионных систем Катбурр может быть составлен из совместимых компонентов (табл. 16).

Таблица 16

Рекомендуемый компонентный состав поликатионных систем

Компоненты	Назначение компонентов
Глинопорошок	Корко-, структурообразователь, кольматант
Катионный полимер	Стабилизатор, понизитель фильтрации, ингибитор набухания и диспергирования глин, разжижитель, бактерицид
Электролиты	Ингибиторы набухания и диспергирования глин, увеличение минерализации
Неионные полимеры: гуаровая смола, крахмал, декстрин, ВЭЦ, ПВП	Понизители фильтрации, повышение вязкости
Биополимеры	Структурообразователи
Соли алюминия и магния	Структурообразователи (при вводе щелочи образуются гидрогели)
Т-92, МАС-200 и др.	Пеногасители
Многоатомные спирты	Общее улучшение, термостабилизаторы
Углеводороды	Термостабилизаторы, гидрофобные кольматанты, общее улучшение
Аминоспирты	Общее улучшение, термостабилизаторы
Утяжелители	Для повышения плотности
Вода	Дисперсионная среда

В зависимости от геолого-технических условий бурения состав Катбурр меняется.

Поликатионные системы Катбурр по аналогии с анионно-неионными растворами условно делятся на глинистые, малоглинистые, меловые, утяжеленные, облегченные, пресные, слабоминерализованные, минерализованные, высокоминерализованные, гидрогели (согели) магния, алюминия и др. типы рабочих жидкостей.

Перечень преимуществ поликатионных систем над остальными водными растворами можно было продолжить, однако из вышеизложенного материала видно, что в модификациях Катбурр удалось сохранить основные положительные свойства углеводородных и водных жидкостей и одновременно устранить многие присущие им недостатки.

P.S. В настоящее время налажено производство катионных (со)полимеров Силфок 2540С, Силфок 2540СЦ, Силфок 2540ГА для различных условий бурения скважин. Промысловые и научно-исследовательские работы, проводимые в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», который является мировым лидером по данному направлению в области буровых растворов – создание и совершенствование поликатионных систем, облагораживают, и в 2017–2018 гг. ожидается выпуск всех компонентов для различных модификаций Катбурр на предприятиях Российской Федерации. Некоторые недобросовестные сервисные компании по буровым растворам инкогнито пытались использовать разработанные поликатионные системы на месторождениях ПАО «Газпром», что было расценено заказчиками как нарушение авторских прав ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Особо следует отметить, что поликатионные системы идут в разрез с некоторыми распространенными реагентами, из-за чего возникает нежелание производителей лигносульфонатов, гуматов, силикатов и т. д. признать преимущества Катбурр. Понятно, что широкомасштабное использование Катбурр может привести к резкому сокращению многих химических реагентов, выпускаемых монополистами, и не исключено, что на пути применения раствора могут появиться субъективные препятствия. В этом случае нишу на российском нефтегазовом рынке могут занять зарубежные сервисные компании по буровым растворам с аналогичными предложениями по поликатионным системам и, очевидно, стоимость этих предложений значительно будет превышать предложения ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

ЛИТЕРАТУРА

1. Регламент по применению буровых растворов при строительстве эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ / ОАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Астрахань», Инженерно-технический центр, 2010. – 40 с.
2. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, А.Д. Норов [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 1. – С. 36–41.

3. Особенности формирования супраструктур в буровых растворах / М.М.-Р. Гайдаров, А.Д. Норов, В. Головин, А.А. Хуббатов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 6. – С. 38–42.
4. Межчастичные взаимодействия в буровых растворах на водной основе и рекомендации по управлению их свойствами / А.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов, А.Д. Норов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 4. – С. 60–78.
5. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины / В.Ф. Перепеличенко, Ф.Р. Билалов, М.И. Еникеева [и др.]. – М.: Недра, 1993. – 364 с.
6. Водородные связи и взаимодействия в буровых растворах / М.М.-Р. Гайдаров, А.Д. Норов, А.М. Гайдаров [и др.] // Изв. вузов «Нефть и газ» Тюменский индустриальный университет. – 2016. – № 4. – С. 23–31.
7. Способ бурения неустойчивых глинистых отложений разреза скважины: пат. 2148702, МПК E 21 B 33/13, C 09 K 7/02 / М.Р. Мавлютов, Ф.М. Хакимов, Р.И. Катеева, З.З. Шарифутдинов, З.Ф. Гилязетдинов, Р.З. Сaitгараев. – Оpubl. 10.05.2000.
8. Способ предотвращения ферментативного разложения полисахарида в буровых растворах: пат. 2109032, МПК C 09 K 7/02 / Р.Х. Муслимов, И.Г. Юсупов, Р.И. Катеев, З.З. Шарифутдинов, В.И. Зубарев. – Оpubl. 20.04.1998.
9. Baroid Drilling Fluids Water Base Mud & Completion Fluids Seminar / Baroid drilling Fluids, Inc.: Career Development Center. – 1991. – 93 p.
10. Drilling Fluids New Developments Seminar / Baroid drilling Fluids, Inc.: Career Development Center. – 1993. – 68 p.

LITERATURA

1. Регламент по применению буровых растворов при строите́льстве эксплуатационных скважин на Астраханском

- GKM / ОАО «Gazprom»: ООО «Gazprom dobycha Astrakhan», Inzhenerno-tekhnicheskiy tsentr, 2010. – 40 s.
2. Polikationnyye burovyye rastvory s ingibiruyushchimi i krep'yashchimi svoystvami / A.M. Gaydarov, A.A. Khubbatov, A.D. Norov [i dr.] // Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov. – 2016. – № 1. – S. 36–41
3. Osobennosti formirovaniya suprapstruktur v burovyykh rastvorakh / M.M.-R. Gaydarov, A.D. Norov, V. Golovin, A.A. Khubbatov // Stroitel'stvo neft'yanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. – M.: OAO «VNIIOENG», 2012. – № 6. – S. 38–42.
4. Mezchastichnyye vzaimodeystviya v burovyykh rastvorakh na vodnoy osnove i rekomendatsii po upravleniyu ikh svoystvami / A.M. Gaydarov, A.A. Khubbatov, A.D. Norov [i dr.] // Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti. – 2015. – № 4. – S. 60–78.
5. Razrabotka neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy Pri-kaspiyskoy vpadiny / V.F. Perepelichenko, F.R. Bilalov, M.I. Enikeeva [i dr.]. – M.: Nedra, 1993. – 364 s.
6. Vodorodnye svyazi i vzaimodeystviya v burovyykh rastvorakh / M.M.-R. Gaydarov, A.D. Norov, A.M. Gaydarov [i dr.] // Izv. vuzov «Nef't' i gaz» Tyumenskiy industrial'nyy universitet. – 2016. – № 4. – S. 23–31.
7. Sposob bureniya neustoychivykh glinistykh otlozheniy raz-reza skvazhiny: pat. 2148702, MPK E 21 V 33/13, S 09 K 7/02 / M.R. Mavlyutov, F.M. Khakimov, R.I. Kateeva, Z.Z. Sharafut-dinov, Z.F. Gilyazetdinov, R.Z. Saitgaraev. – Opubl. 10.05.2000.
8. Sposob predotvrashcheniya fermentativnogo razlozheniya poli-sakharida v burovyykh rastvorakh: pat. 2109032, MPK C 09 K 7/02 / R.Kh. Muslimov, I.G. Yusupov, R.I. Kateev, Z.Z. Sharafutdinov, V.I. Zubarev. – Opubl. 20.04.1998.
9. Baroid Drilling Fluids Water Base Mud & Completion Fluids Seminar / Baroid drilling Fluids, Inc.: Career Development Center. – 1991. – 93 p.
10. Drilling Fluids New Developments Seminar / Baroid drilling Fluids, Inc.: Career Development Center. – 1993. – 68 p.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

УДК 622.245.1

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА СОСТАВНУЮ КОНСТРУКЦИЮ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

С.Г.Аббасов

(Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности)

Для оценки длительной устойчивости обсадной колонны при эксплуатации скважины или нагнетании воды в пласт надо знать распределение температуры в обсадной колонне и возникающие при этом температурные напряжения.

Распределение температуры по стволу действующей нефтяной скважины зависит главным образом от передачи тепла протекающей по стволу скважины продукции окружающим горным породам.

Определим распределение температур по высоте обсадной колонны в процессе работы скважины и на этой основе найдем температурные напряжения. Для обсадной колонны источниками тепла являются естественное температурное поле на глубине и темпера-

тура газа и газонефтяных смесей, движущихся внутри колонны от забоя до устья.

Принимая во внимание работы [1, 2], определим напряжение в цементном кольце обсадной колонны. Это напряжение зависит от перепада температуры по толщине цементного кольца и от взаимодействия с обсадной колонной вследствие неодинаковых коэффициентов линейного расширения.

Напряжение в цементном кольце составной обсадной колонны найдем, решив плоскую задачу термупругости [3] при условии $\varepsilon_{z2} = 0$, согласно которой имеем

$$\sigma_{z2} = \mu_{\text{ц}} (\sigma_{r2} + \sigma_{\theta 2}) - \alpha_{\text{ц}} E_{\text{ц}} T \quad (1)$$