

Буровой раствор для бурения скважин со значительными вертикальными отходами в разрезах, сложенных глинистыми отложениями



Е.М. Иносаридзе, Г.Г. Ишбаев, Г.В. Загидуллина
(ОАО «Сургутнефтегаз», НПП «Буринтех»)

The drilling fluid for boring the wells with significant vertical displacements in cuts, assembled by argillaceous deposits

E.M. Inosaridze, G.G. Ishbaev, G.V. Zagidullina (Surgutneftegaz OAO, Burintekh NPP)

The optimal types of hydrate formers and hydrate cavities, stabilized and blocked by them, are considered. Results of holing at Rogozhnikovskoye field with use of hydrate forming drilling fluid are given.

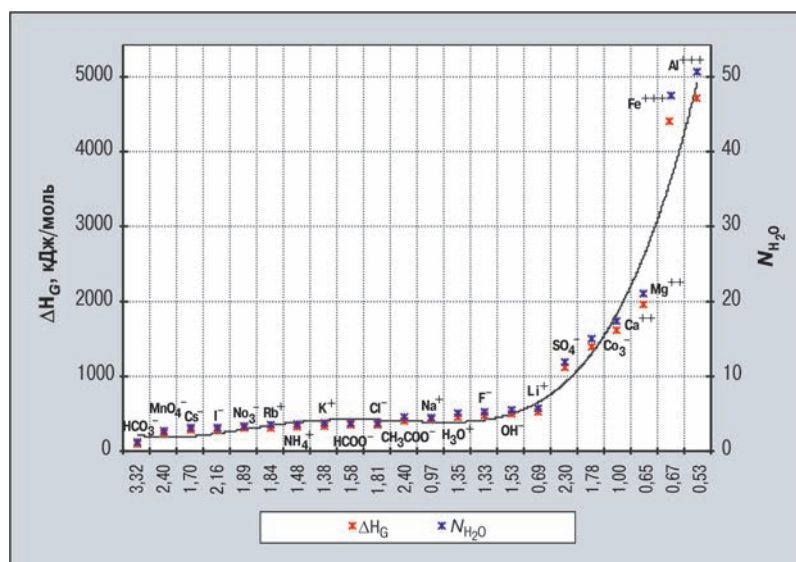
Ключевые слова:
Адрес для связи:

Практика строительства скважин показывает, что накопленный опыт бурения, использование современных бурового инструмента и оборудования, позволяющих максимально ускорить процесс бурения, не всегда позволяют предотвратить технологические осложнения и обеспечить высокое качество строительства скважин при проходке глинистых отложений. Решение проблемы значительно осложняется при строительстве горизонтальных скважин со значительными горизонтальными отходами. Проблемы строительства скважин в глинистых отложениях рассматриваются многими зарубежными и отечественными специалистами. Результаты их работ общеизвестны и широко изложены в научно-технической литературе. Однако опыт работы с различными сервисными компаниями по буровым растворам и самостоятельное применение известных технических решений показывают, что преодоление возникающих технологических проблем в подобных геолого-технических условиях представляет собой сложную, не всегда успешно решаемую научно-техническую задачу. Поэтому авторы постарались найти подходы к ее решению и получить эффективные результаты.

Одним из новых и перспективных методов управления состоянием глинистых отложений в процессе бурения является применение представлений супрамолекулярной химии. В основе используемых теоретических положений по использованию нанотехнологий лежит способность углеводородных соединений и их фрагментов насыщать внутренние полости воды структурируемой глиной в процессе ее гидратации. В работе [1] предлагается применять подходы супрамолекулярной химии к формированию состава и свойств буровых растворов на основе реализации нанотехнологий, в работе [2] представлены буровые растворы, стабилизация которых возможна на основе нанотехнологий. Однако в работе [1] не показаны пути их выбора и оптимальные виды образований для формирования гидратных соединений включения в глине.

Поэтому было решено более детально рассмотреть и проанализировать возможности формирования гидратных соединений включения (клатратов, аддуктов). При структурировании воды под действием водородных связей в ней формируются полости, которые в обычных условиях заполняются молекулами воды. При наличии в составе раствора соединений, способных заполнить данные полости, будут происходить другие явления. Так как у структурированной воды реализованы электростатические и химические связи, каждая ячейка внутри гидрофобна. В гидратных соединениях включения рецептором является вода, структурированная водородными связями, а субстратом могут быть различные углеводородные соединения или крупноразмерные ионы, способные стабилизировать состояние воды в сформированных ими структурах. Из-за высокой полярности и агрегирующей способности молекул воды происходит выталкивание молекул субстрата в ячейки гидратированной воды через диполь-дипольные взаимодействия, переходящие в водородные связи. Если размеры ячейки (полости) и молекул субстрата соответствуют, то возможно образование соединений включений, способных выдержать термобарические условия скважины. Из этого следует, что для формирования гидратных соединений включения в глине наиболее пригодны неполярные соединения, в то время как для формирования свойств буровых растворов наиболее целесообразно использовать полярные, водорастворимые соединения. В связи с отмеченным для оценки способности водорастворимых соединений к формированию гидратов был применен классический термодинамический подход, основанный на определении энтальпии гидратации различных ионов и соединений.

Изучение термодинамических показателей процесса гидратации различных соединений показало, что для формирования гидратных соединений включения предпочтительны крупноразмерные ионы, обладающие величиной энтальпии гидратации иона, намного меньшей, чем у малоразмерных ионов. Подобный



Изменение энтальпии гидратации ΔH_g и количества молекул воды, взаимодействующей с ионом при его растворении, N_{H_2O}

Таблица 1

Полость (размер)	Число			Свободный диаметр полости D , 10^{-10} м (Å)	Объем многогранника, $10^{-10} \text{ м}^3 (\text{Å}^3)$
	вершин	ребер	граней		
D (12-эдр)	20	30	12($5^{12}6^3$)	5,2	168
T (14-эдр)	24	36	12($5^{12}6^2$)	5,32 6,4	230
P (15-эдр)	26	39	15($5^{12}6^3$)	6,1 7,0	260
H (16-эдр)	28	42	16($5^{12}6^4$)	6,6	290
E (20-эдр)	36	54	20($5^{12}6^8$)	9,6 7,3	

Примечание. 1. Обозначение, например $5^{12}6^3$, расшифровывается так: 15-эдр имеет 12 пентагональных и 3 гексагональные грани. 2. 14-, 15- и 20-эдр можно приблизительно принять за сплюснутые и вытянутые сфероиды вращения, которые имеют два диаметра. 3. В ГС-III E-полость встречается в сочетании с D – и D' – полостями (формула последней $4^35^66^3$).

механизм формирования этих соединений будет обусловлен тем, что с прекращением начального (электростатического) процесса растворения и выхода системы на равновесие начинает преобладать энтропийный фактор растворения, т.е. количество молекул воды, подверженных влиянию энтальпийного фактора гидратации, должно быть минимально. Пониженной величиной энтальпии гидратации среди ионов солей обладают катионы K^+ , Rb^+ , Cs^+ , NH_4^+ , анионы Cl^- , F^- , NO_3^- , MnO_4^- , $HCOO^-$, CH_3COO^- , а также углеводородные соединения (см. рисунок и работу [4]).

Справедливость этих положений согласуется как с представлениями о природе гидратации данных ионов, так и с результатами экспериментов, показывающими возможность формирования гидратных соединений включения в глине [2, 3]. К сожалению, неизвестно какие структуры формирует вода с большими ионами. Поэтому авторы исходили из того, что известны различные водные клатратные структуры, сформированные молекулами различных газов и других соединений [4]. Они формируют полости с доступными диаметрами, приведенными в табл. 1.

Для выбора гидратообразующего иона или его сочетаний с другими соединениями оценивались степень заполнения полостей и их проницаемости для молекул воды. Степень проницаемости водоклатратных полостей рассчитывалась как разница между доступным диаметром полости в воде и диаметром гидратообразующего иона или фрагмента углеводородного соединения, отнесенная к диаметру молекулы воды. В табл. 2 приведены результаты расчетов с указанием того, какие полости водоклатратных структур какими гидратообразователями стабилизируются. Из изученных авторами ионов, фрагментов углеводородных соединений непроницаемость и стабилизацию полостей обеспечивают только ионы K^+ , NO_3^- , MnO_4^- , формиаты, ацетаты. В остальных случаях водоклатратные структуры разрушаются или остаются проницаемыми для мономеров воды.

Таблица 2

Гидратообразователь	D , 10^{-10} м	Стабилизируемые и блокируемые гидратные полости
MnO_4^-	4,80	D-5,2A, T-5,32A, T-6,4A, H-6,6A
NO_3^-	3,78	D-5,2A
K^+	3,76	D-5,2A
$NaNO_3$	5,72	P-6,1A, P-7A, H-6,6A
$HCOO^- + Na^+$	5,1	D-5,2A, T-5,32A, T-6,4A, H-6,6A
$HCOO^- + Ca^{++}$	5,16	D-5,2A, T-5,32A, T-6,4A, P-6,1A, P-7A
$HCOO^- + Mg^{++}$	4,46	D-5,2A, H-6,6A
$HCOO^- + NH_4^+$	6,12	H-6,6A
CH_3COO^-	4,48	D-5,2A
$CH_3COO^- + Na^+$	6,42	H-6,6A
$CH_3COO^- + Ca^{++}$	6,48	H-6,6A
$CH_3COO^- + Mg^{++}$	5,78	P-6,1A, P-7A, H-6,6A
$-CH_2- + K^+$	5,94	P-6,1A, P-7A, H-6,6A
$-CH_2- + NH_4^+$	5,14	D-5,2A, T-5,32A, T-6,4A, H-6,6A
$CHCOO^- + -CH-$	5,30	T-5,32A, T-6,4A, P-6,1A, P-7A

Таблица 3

Номер		Время механического бурения, ч	Смещение от вертикали, м	Глубина пробуренной скважины, м	Механическая скорость, м/ч
куста	скважины				
98	1587	105,5	944	2081	19,7
97	1477	96,7	1130	2157	22,3
146	1687	140,5	1128	2177	15,5
146	1713	129,5	1123	2117	16,3
153	1576	119,00	935	2195	18,4
146	1631	132,60	1048	2180	16,4
133	2118	132,80	994	2130	16,0
163	1940	75,90	1103	2195	28,9
146	1603	98,4	966	2175	22,1
153	1563	116,50	1079	2226	19,1
163	1941	141,20	1010	2173	15,4
153	1679	189,00	897	2251	11,9
153	3928	123,5	933	2167	17,5
153	1678	114,50	1039	2130	18,6
143	1584	104,40	1090	2185	20,93
163	1969	112,6	609	2189	19,4
143	1583	129,0	1092	2170	16,8
163	1961э	86,4	971	2128	24,6
138	1796	99,0	926	2120	21,4
138	3066	93,5	1012	2196	23,5
138	1699	95,3	981	2075	21,8
Среднее значение			1000,5	2162,7	19,37

Таким образом, исходя из возможностей наиболее предпочтительно применение различных формиатов и ацетатов, а также их сочетаний с углеводородсодержащими соединениями. Проведенные исследования позволили разработать гидратообразующий буровой раствор с использованием формиатов и других вспомогательных углеводородных соединений. Данный раствор применялся на Рогожниковском месторождении при бурении горизонтальных скважин со значительными отклонениями от вертикали.

Рогожниковское месторождение характеризуется высокой глинистостью разреза. Глины находятся в различном агрегатном состоянии. Для бурения в таких условиях необходимо применение специальных буровых растворов. Традиционные буровые растворы различных компаний не всегда обеспечивают высокую технико-экономическую эффективность бурения.

Результаты применения гидратообразующего бурового раствора приведены в табл. 3, из которой видно, что его использование позволило реализовать механические скорости бурения более 19 м/ч, что обеспечило высокую коммерческую скорость – около 3600 м/ст.мес.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых отложений при строительстве скважин / З.З. Шарафутдинов, М.М. Гайдаров, В.И. Крылов, Р.З. Шарафутдинова // Бурение и нефть. – 2008. – № 12.
2. Стабилизация глинистых отложений на основе нанотехнологий. Буровые растворы / З.З. Шарафутдинов, М.М. Гайдаров, В.И. Крылов (и др.) // Бурение и нефть. – 2009. – № 1.
3. Дядин Ю.А., Удачин К.А., Бондарюк И.В. Соединения включения. – Новосибирск: Новосибирский гос. университет, 1988. – 92 с.
4. Белоусов В.П., Панов М.Ю. Термодинамика водных растворов неэлектролитов. – Л.: Химия, 1983. – 264 с.