

Критерии ингибирующих свойств бурового раствора

В.С. Новиков (ДООА
"ВолгоградНИПИнефть")

Drilling mud inhibition properties criteria

V.S.Novikov (Open Joint Stock Association
"VolgogradNIPIneft")

Reviewed are kinetics of clays swelling process during their interaction with different types of drilling muds. It is shown, that swelling velocity is one of the major factors, influencing clays stability loss. Drilling mud inhibition ability is determined, and three inhibition stages are marked out: active, passive and conservative.



Оценка характера взаимодействия бурового раствора с глинистой породой основана на исследовании механизма гидратации глин и ее влияния на физико-химические свойства глин. Методы оценки базируются на способности глин изменяться в объеме и терять структурные связи при взаимодействии с водой.

В отечественной практике широкое распространение получил метод К. Жигача и А.Н. Ярова, развитый В.Д. Городновым. Этот метод учитывает начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости. Количественная оценка характера взаимодействия глин с водой проводится по следующим параметрам: коэффициенту набухания K ; степени набухания $K_1 = 1 + K$; количеству поглощенной жидкости 1 г глины K_2 (мл); периоду набухания τ , ч; средней скорости набухания $W_{cp} = K_2/\tau$.

Для оценки влияния промывочной жидкости на устойчивость глин В.Д.Городнов ввел обобщенный показатель устойчивости C , учитывающий коэффициенты набу-

хания и структурно-механическую прочность P_m в воде P_{mv} и модельном фильтрате P_{mf} на конечной стадии набухания [2]

$$C = P_{mf}/P_{mv} \cdot K_{2в}/K_{2ф} \cdot W_{ср.в}/W_{ср.ф} \cdot \tau_{ф}/\tau_{в} \quad (1)$$

Анализ обобщенного показателя устойчивости глинистых пород C показывает несопоставимость его с отдельными показателями процесса гидратации и практикой бурения (табл.1). Действительно, обобщенный показатель устойчивости бентонита в 1%-ном растворе КМЦ - 600 составляет 4,74 при

$$W_{ср.в}/W_{ср.ф} = 3,02 \text{ и } P_{mf}/P_{mv} = 0,52.$$

В 1%-ном растворе $CaCl_2$ отношение $P_{mf}/P_{mv} = 7,91$, обобщенный показатель устойчивости составляет всего 1,67.

При добавках в 1%-ный раствор КМЦ 1%-ного раствора $CaCl_2$ при $P_{mf}/P_{mv} = 3,91$ показатель устойчивости возрастает лишь до 2,57 по сравнению с чистым раствором КМЦ-600. В то же время для 1%-ного раствора КМЦ-600 и 2%-ного раствора Na_2SiO_3 обобщенный показатель устойчивости равен 14,92 при $P_{mf}/P_{mv} = 4,29$ и $W_{ср.в}/W_{ср.ф} = 1,87$.

Из приведенных данных видно, что на рост обобщенного показателя значительно влияет меньшая скорость набухания (увлажнения). Для большинства других методов критерием оценки ингибирующей способности раствора при взаимодействии с глинистыми породами также является уменьшение скорости увлажнения [1, 3, 5]. Выбор типа и состава раствора по этим методикам отражает один фактор, который часто не является решающим в повышении устойчивости глинистых пород на стенке скважины. Это обусловлено тем, что все коэффициенты набухания, их производные и показатель устойчивости берутся на конечной стадии процесса гидратации.

Анализ кривых кинетики набухания глин в различных средах показывает неодинаковую скорость изменения объема частиц и количества поглощенной жидкости на разных стадиях набухания (рис.1). В начальный период (первая стадия) наблюдается интенсивное (до 70-90 % всей влаги набухания) поглощение жидкости K_2 . В дальнейшем (вторая стадия) процесс набухания замедляется.

Таблица 1

Реагент	Обобщенный показатель устойчивости C	Отношение показателей набухания и P_m для воды и модельного фильтрата			
		$K_{2в}/K_{2ф}$	$Z_{ф}/Z_{в}$	$W_{ср.в}/W_{ср.ф}$	$P_{м.ф}/P_{м.в}$
1%-ный КМЦ-600	4,74	1,46	2,08	3,02	0,52
1%-ный КМЦ-600 + 2%-ный Na_2SiO_3	14,92	1,59	1,17	1,87	4,29
1%-ный КМЦ-600 1%-ный $CaCl_2$	2,57	1,70	0,50	0,81	3,91
1%-ный КССБ-2	1,21	1,49	0,67	1,05	1,10
1%-ный $CaCl_2$	1,67	1,68	0,28	0,47	7,91
1%-ный гипан	0,78	0,59	2,08	1,23	0,44

Примечание. $Z_{ф}$, $Z_{в}$ - период набухания соответственно в модельном фильтрате и воде.

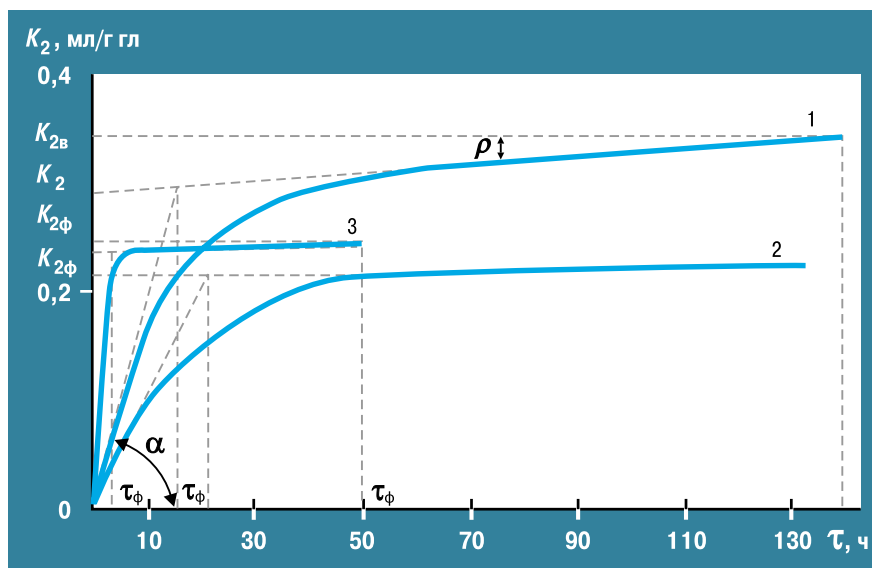


Рис. 1. Кривые кинетики набухания глин в воде (1), 1%-ном растворе КМЦ-600 (2) и 1%-ном растворе CaCl_2

В растворах электролитов (см. рис.1, кривая 3) первая стадия набухания происходит значительно быстрее, чем в воде и растворе полимера (см. рис.1, кривые 1 и 2). На второй стадии набухание в растворе электролита практически отсутствует, а в растворе полимера продолжается замедленными темпами.

В присутствии электролита на первой стадии набухания уменьшаются количест-

во адсорбированной воды K_2 и время адсорбции τ' , в результате увеличивается скорость проходящего процесса, что свидетельствует о преобладающем поглощении растворенного вещества. Последнее, вступая в ионообменные реакции с поверхностными ионами, гидрофобизирует глинистые частицы и изменяет характер гидратации. Такой процесс преимущест-

венного поглощения растворенного вещества классифицируется как положительная адсорбция [4].

По мере заполнения поровых каналов жидкостью и завершения ионно-обменных реакций наступает стадия замедленного набухания глинистых частиц, когда в основном поглощается растворитель (вода). Подобный характер поглощения соответствует отрицательной адсорбции [4].

Условно граница раздела стадий определяется в месте перехода от интенсивного к замедленному набуханию по точке начала касаний прямой с пологой ветвью кривой кинетики набухания, проведенной по первым двум-трем точкам. В первом приближении границу раздела стадий можно определить по точке пересечения касательных, проведенных к обеим ветвям начала и конца кинетики набухания.

Соответственно для первой стадии будут определяться коэффициенты набухания: степень набухания K_1' , количество поглощенной жидкости 1 г глины K_2' , период набухания τ_1 и скорость набухания v_1 . Для второй стадии коэффициенты набухания представляют собой разность конечных результатов и первой стадии, т.е. $K_1'' = K_1 - K_1'$; $K_2'' = K_2 - K_2'$; $\tau'' = \tau - \tau'$ и $v'' = v - v'$.

Для оценки влияния среды на свойства глин введем понятие - степень ингибирующей способности среды C_u , характеризующее темп изменения скорости гидратации в фильтрате относительно водной среды. Для каждой стадии ингибирующая способность определяется как отношение разности скорости набухания в воде v_b и фильтрате v_f к скорости набухания в воде...

$$C_u' = (v_b - v_f) / v_b; \quad C_u'' = (v_b' - v_b'') / v_b' = v_b' / v_b' - 1, \quad (2)$$

$$C_u'' = (v_b'' - v_b''') / v_b'' = v_b'' / v_b'' - 1, \quad (3)$$

в целом за весь период набухания

$$C_u = C_u' + C_u'' = v_b' / v_b' + v_b'' / v_b'' - 2. \quad (4)$$

Анализ показывает, что при $v_b' > v_b''$ происходит интенсивное набухание, а параметр C_u имеет положительное значение, что количественно характеризует, во сколько раз процесс набухания в фильтрате идет быстрее, чем в воде. При $v_b' < v_b''$ значение C_u отрицательно, т.е. процесс набухания замедляется. В целом, в зависимости от значения первых составляющих уравнения (2) общая ингибирующая способность будет отражать преимущество того или иного вида адсорбции. Исходя из определения типа адсорбции, можем ут-

Таблица 2

Параметры набухания	Среда взаимодействия		
	Дистиллированная вода	1%-ный раствор CaCl_2	1%-ный раствор КМЦ-600
Количество поглощенной воды K_2 , мг/л в том числе по стадиям:	0,70	0,41	0,48
K_2'	0,418	0,35	0,286
K_2''	0,282	0,06	0,15
Степень набухания K_1 , в том числе по стадиям:	2,85	2,08	2,27
K_1'	2,10	1,92	1,75
K_1''	1,74	1,16	1,39
Период набухания, τ , ч в том числе по стадиям:	300	84	624
τ'	24	4	29
τ''	276	80	595
Средняя скорость набухания v , в том числе по стадиям:	$2,33 \cdot 10^{-3}$	$4,88 \cdot 10^{-3}$	$0,77 \cdot 10^{-3}$
v'	0,017	0,087	$9,8 \cdot 10^{-3}$
v''	$1,02 \cdot 10^{-3}$	$7,5 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$
Ингибирующая способность C_u , в том числе по стадиям:		+3,81	-1,17
C_u'		+4,12	-0,42
C_u''		-0,27	-0,76

Таблица 3

Концентрация КС	Период набухания, ч	Количество поглощенной жидкости, мг/л	Степень набухания	Средняя скорость набухания, мл/(г·ч)	Ингибирующая способность
0	528	2,24	4,71	0,0042	
1	144	1,16	2,8	0,008	0,90
3	24	0,8	2,24	0,033	6,85
5	3	0,65	2,0	0,217	50,7
7	2	0,62	1,96	0,31	72,8
10	1,42	0,46	1,71	0,315	74,0
15	1,40	1,45	1,69	0,32	75,1
20	1,35	0,44	1,68	0,32	75,1

Таблица 4

Параметры набухания	Среда взаимодействия						
	Вода	Раствор , мг/л		Раствор 2000 мг/л CaCl ₂ + 1560 мг/л Ca(OH) ₂ ·5	1%-ный раствор КССБ	1%-ный раствор КМЦ-600	1%-ный раствор УЩР
		Ca(OH) ₂	CaCl ₂				
		Пермтриасовая глина					
Количество поглощенной воды K ₂ , мл/г,	0,232	0,191	0,173	0,168	0,140	0,129	0,204
в том числе по стадиям:: K' ₂	0,223	0,172	0,168	0,166	0,132	0,120	0,197
K'' ₂	0,009	0,019	0,005	0,003	0,008	0,009	0,007
Период набухания τ, ч	456	336	72	24	604	604	456
в том числе по стадиям: τ'	144	12	13	15	96	144	320
τ''	312	324	59	9	508	460	136
Средняя скорость набухания υ, мл/ч,	5,1·10 ⁻⁴	5,68·10 ⁻⁴	24·10 ⁻⁴	70·10 ⁻⁴	2,32·10 ⁻⁴	2,13·10 ⁻⁴	4,5·10 ⁻⁴
в том числе по стадиям: υ'	15,5·10 ⁻⁴	143,3·10 ⁻⁴	129,2·10 ⁻⁴	110·10 ⁻⁴	12,7·10 ⁻⁴	8,2·10 ⁻⁴	6,1·10 ⁻⁴
υ''	0,29·10 ⁻⁴	0,59·10 ⁻⁴	0,85·10 ⁻⁴	3,3·10 ⁻⁴	0,16·10 ⁻⁴	0,24·10 ⁻⁴	0,51·10 ⁻⁴
Ингибирующая способность C _и , в том числе по стадиям:		9,25	9,26	16,5	-0,63	-0,64	-0,15
C _и '		8,22	7,32	6,1	-0,18	-0,47	-0,61
C _и ''		1,03	1,93	10,4	-0,45	-0,17	+0,76
	Аргиллит						
Количество поглощенной воды K ₂ , мг/л,	0,116	0,099	0,089	0,087	0,084	0,071	0,105
в том числе по стадиям: K' ₂	0,11	0,096	0,088	0,086	0,081	0,069	0,1000
K' ₂ ''	0,006	0,003	0,001	0,001	0,003	0,002	0,005
Период набухания τ, ч	240	72	40	24	384	480	624
в том числе по стадиям: τ'	72	36	20	18	80	180	168
τ''	168	36	20	6	304	3000	456
Средняя скорость набухания υ, в том числе по стадиям:	4,83·10 ⁻⁴	13,7·10 ⁻⁴	22,5·10 ⁻⁴	43,5·10 ⁻⁴	2,19·10 ⁻⁴	1,48·10 ⁻⁴	1,68·10 ⁻⁴
υ'	15,3·10 ⁻⁴	26,6·10 ⁻⁴	44·10 ⁻⁴	47,7·10 ⁻⁴	10,1·10 ⁻⁴	3,8·10 ⁻⁴	5,9·10 ⁻⁴
υ''	0,36·10 ⁻⁴	0,83·10 ⁻⁴	1,0·10 ⁻⁴	1,67·10 ⁻⁴	0,98·10 ⁻⁴	0,67·10 ⁻⁴	0,11·10 ⁻⁴
Ингибирующая способность C _и ,		2,04	3,65	5,76	-1,07	-1,56	-1,30
В том числе по стадиям: C _и '		0,74	1,87	2,12	-0,34	-0,75	-0,61
C _и ''		1,30	1,78	3,64	-0,73	-0,81	-0,69

верждать, что положительное значение $C_{и}$ соответствует положительной адсорбции, сопровождающейся преимущественным поглощением растворенного вещества, и, следовательно, ингибирующая способность при этом обусловлена подавлением гидратации за счет изменения физико-химической активности поверхности глинистого минерала.

При отрицательном значении $C_{и}$ происходит поглощение растворителя - воды. Ингибирующая способность при этом обусловлена замедлением гидратации без изменения физико-химической природы

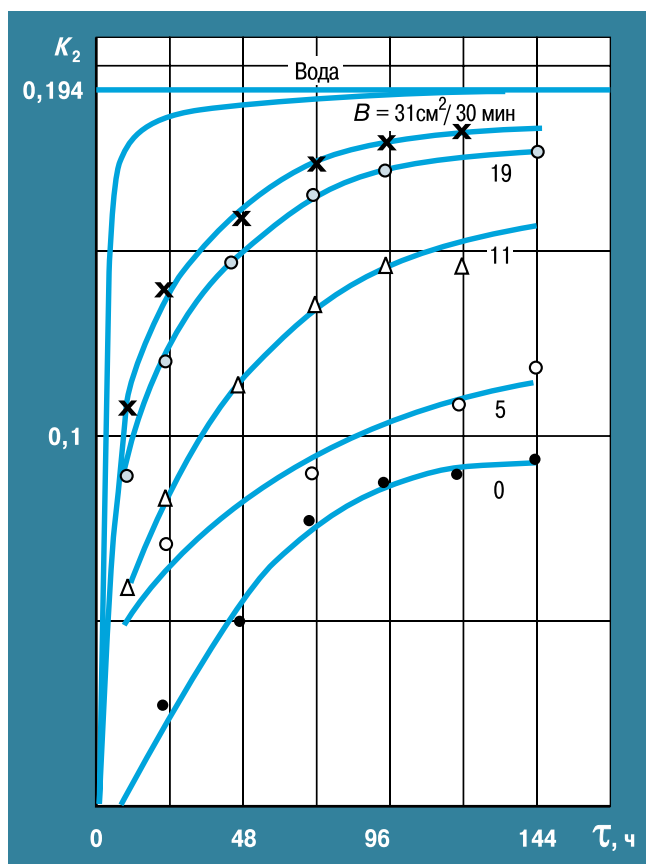


Рис. 2. Зависимость кинетики поглощения жидкости от водоотдачи B

поверхности глинистого минерала. Так, ингибирующая способность 1%-ного раствора CaCl_2 характеризуется ускорением процесса набухания в 3,86 раза, хотя на второй стадии отмечается резкое замедле-

ние имеет катион калия (табл.3). Практически процессы гидратации глин заканчиваются в течение 2 ч при концентрации катионов калия в растворе более 5 %, количество поглощенной жидкости уменьшается в 3-5

раз. Максимальная ингибирующая способность составляет 72,8-75,1 при концентрации калия 7-20 %. Сравнительная оценка ингибирующей способности фильтратов буровых растворов при взаимодействии с исследуемыми глинами дана в табл.4. Приведенные данные четко разделяют фильтраты активного ингибирования C_u^+ и пассивного ингибирования C_u^- . Активное ингибирование характерно для фильтратов, содержащих известь и ионы кальция, причем, с увеличением количества катионов Ca^{++} повышается ингибирующая способность. Так, для раствора $\text{Ca}(\text{OH})_2$ $C_u = 9,25$; для раствора CaCl_2 $C_u = 9,26$; для совместного раствора $C_u = 16,5$.

Для растворов органических веществ (КМЦ КССБ, УЩР) ингибирующая способность отрицательная (C_u изменяется от -0,15 до -1,56), происходит замедленное по сравнению с водой набухание. При этом замедление набухания характерно для обеих стадий. Эффективность торможения процессов гидратации определяется способностью реагентов отдавать воду. Растворы реагентов КМЦ, гипана, крахмала хуже отдают воду; растворы лигносульфонатов и УЩР-несколько лучше. Следовательно, можно предположить, что на гидратацию глинистых пород определенное влияние оказывает водоотдача раствора. С учетом этих свойств реагентов и большого практического значения регулирования водоотдачи раствора при бурении скважин было исследовано влияние водоотдачи раствора на процессы набухания и ингибирующую способность.

Исследования проводили на искусственных приготовленных образцах аргиллита и бентонитовой глины. В качестве среды набухания использовали бентонитовый раствор, показатель фильтрации которого регулировали изменением концентрации бентонита. Такой способ позволяет создавать идентичную среду и получать адекватные результаты.

Результаты показали, что на кинетику поглощения жидкости значительно влияет водоотдача раствора. При нулевой водоотдаче начало процесса поглощения жидкости набухания фиксируется для аргиллита через 24 ч, бентонита - через 120 ч. С повышением водоотдачи темп набухания увеличивается, особенно в первое время (рис.2), постепенно приближаясь к значе-

Результаты показали, что на кинетику поглощения жидкости значительно влияет водоотдача раствора. При нулевой водоотдаче начало процесса поглощения жидкости набухания фиксируется для аргиллита через 24 ч, бентонита - через 120 ч. С повышением водоотдачи темп набухания увеличивается, особенно в первое время (рис.2), постепенно приближаясь к значе-

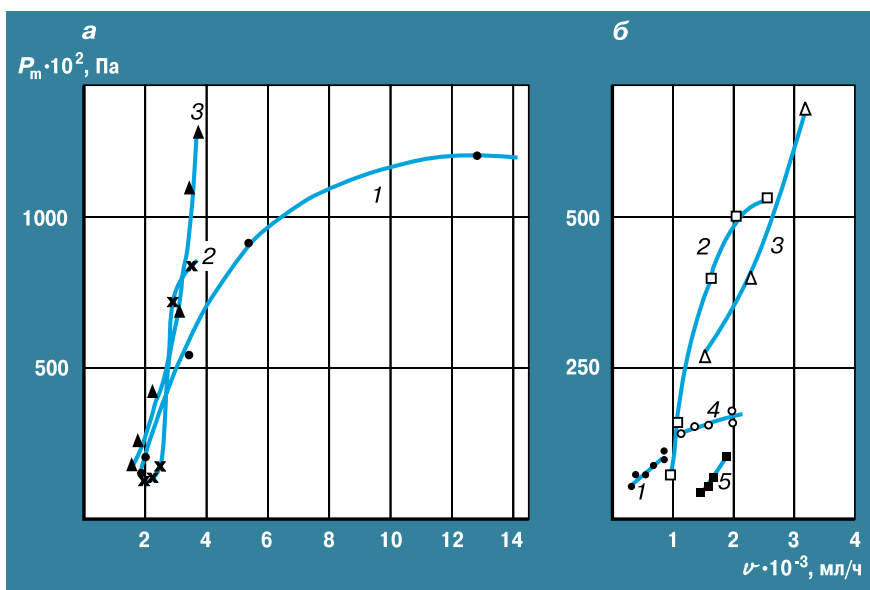


Рис. 3. Зависимость структурно-механической прочности глин P_m от скорости увлажнения v при взаимодействии глин с электролитами (а) и реагентами (б): а: 1- KCl ; 2- NaCl ; 3- CaCl_2 ; б: 1- КМЦ-600; 2- 1%-ный раствор КМЦ-600 + CaCl_2 ; 3- CaCl_2 ; 4- КССБ; 5- гипан

Таблица 5

Параметры набухания первой стадии	Водоотдача бентонитового раствора, см ³ /30 мин					
	Вода	31	19	11	5	0
Количество поглощенной жидкости	0,190	0,184	0,178	0,158	0,115	0,094
Период набухания, ч	48	144	144	144	144	144
Средняя скорость набухания, мг/(г·ч)	$39,6 \cdot 10^{-4}$	$12,8 \cdot 10^{-4}$	$12,4 \cdot 10^{-4}$	$11,0 \cdot 10^{-4}$	$8,0 \cdot 10^{-4}$	$6,5 \cdot 10^{-4}$
Ингибирующая способность C_u	-	-0,68	-0,69	-0,72	-0,78	-0,83

нию K_2 , равному 0,194, что характерно для воды.

С уменьшением водоотдачи увеличивает- ся период набухания. Аппроксимация кри- вых набухания до максимального количе- ства поглощенной жидкости аргиллитом, характерного для воды, показывает, что при нулевой фильтрации раствора период набухания может увеличиться в 20-25 раз, при водоотдаче, равной $5-10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ - в 10-13 раз. Весь процесс набухания со- провождается поглощением только воды и характеризуется отрицательной адсорб- цией. Об этом свидетельствует также от- рицательная ингибирующая способность. В табл. 5 приведены основные параметры набухания аргиллита в зависимости от во- доотдачи раствора.

Влияние водоотдачи раствора на его ингибирующую способность наибольшее при ее нулевом значении. На всех стадиях набухания также отмечается отрицатель- ная адсорбция. Увеличивая период набуха- ния за счет регулирования водоотдачи раствора, можем отдалить момент разуп- рочнения глинистой породы, хотя пол- ностью предупредить гидратацию даже при нулевой фильтрации практически нельзя.

Ингибирующая способность раствора и скорость набухания существенно зависят от концентрации, типа электролитов и ре- агентов. Для раствора KCl, NaCl, CaCl_2 ско- рость набухания плавно увеличивается до $(10-30) \cdot 10^{-3} \text{ мл/ч}$ с ростом концентрации до 30%. Для реагентов, наоборот, характер- но снижение скорости набухания с рос- том их концентраций в растворе, особен- но для высокомолекулярных полимеров: КМЦ-600, гипан, ПАА.

Скорость набухания существенно влияет на структурно-механическую прочность глин (рис. 3, а): высокой скорости соот- ветствует повышенная структурно-меха- ническая прочность. Наибольшее влияние

оказывают электролиты, для которых ха- рактерна высокая скорость набухания. При увеличении последней в 2,66 раза (для раствора CaCl_2) прочность структуры увеличивается в 6,6 раза (см. рис.3, а, кри- вая 3).

Водные растворы реагентов в значитель- но меньшей степени влияют на увеличе- ние прочности структуры глины с ростом скорости набухания (рис. 3, б). Повыше- ние скорости зависит от концентрации реагентов: чем больше концентрация, тем меньше скорость, и наоборот, т.е. при вза- имодействии растворов реагентов с гли- нистой породой структурно-механиче- ская прочность будет увеличиваться по мере уменьшения концентрации реагента в растворе (см. рис.3, б, кривые 1, 4, 5).

Добавка электролита в растворы реаген- тов (например, CaCl_2 в 1%-ный раствор КМЦ) резко повышает структурно-меха- ническую прочность (со 100 до $500 \cdot 10^2 \text{ Па}$) при относительно небольшом увеличении скорости набухания (с 1 до $2,5 \cdot 10^{-3} \text{ мл/ч}$) (см. рис.3, б, кривая 2).

Высокой скорости набухания $v = 4,88 \cdot 10^3 \text{ мл/ч}$ соответствуют большое по- ложительное значение коэффициента ин- гибирующей способности раствора $C_u = 3,73$ и высокая структурно-механическая прочность $P_m = 1099 \cdot 10^2 \text{ Па}$. Для небольшой скорости набухания $v = 0,77 \cdot 10^{-3} \text{ мл/ч}$ отри- цательному значению коэффициента инги- бирующей способности $C_u = -1,17$ соответст- вует низкая прочность $P_m = 72 \cdot 10^2 \text{ Па}$.

Установленная взаимосвязь скорости на- бухания с изменением структурно-меха- нической прочности увлажненной глины позволяет однозначно количественно оценить ингибирующую способность рас- твора C_u , которая тем больше и эффектив- нее, чем выше скорость набухания. Следо- вательно, параметры C_u и P_m являются дос- таточно полными и надежными критерия- ми ингибирующей способности раствора.

По влиянию среды на процесс набуха- ния глины ингибирование разделяется на: АКТИВНОЕ - подавляется гидратация и возникают более прочные структуры, па- раметр C_u - положительный.

ПАССИВНОЕ - процесс набухания растя- гивается во времени и сопровождается по- низжением прочности структуры глины; параметр C_u - отрицательный;

КОНСЕРВАТИВНОЕ - среда не влияет на изменение влажности глинистых пород, и консервируется ее первоначальная проч- ность (например, при применении рас- творов на углеводородной основе, с регу- лируемой активностью водной фазы и др.); $C_u = 0$.

Таким образом, предложенная методика, а также критерии C_u и P_m позволяют коли- чественно оценить ингибирующую спо- собность бурового раствора по отноше- нию к рассматриваемой глине без допол- нительных исследований и в соответствии с этим прогнозировать состав раствора и его влияние на состояние ствола скважи- ны в глинистых породах.

Список литературы

1. Войтенко В.С. Управление горным дав- лением при бурении скважин. - М.: Недра, 1985.-180 с.
2. Городнов В.Д. Физико-химические мето- ды предупреждения осложнений в буре- нии. - М.: Недра, 1984. - 228 с.
3. Пеньков А.И., Пенжоян А.А. Новый пока- затель оценки взаимодействия бурового раствора с глинистыми породами на стен- ках скважины //Тр.ин-та/ ВНИИКрнефть. - 1983.- № 3. - С. 12-16.
4. Теоретические основы инженерной гео- логии. Физико-химические основы. Под ред. акад. Е.М. Сергеева. -М.: Недра, 1985. - 288 с.
5. Усьнин А.Ф. Особенности деформирова- ния глинистых пород в растворах электро- литов// Тр.ин-та/ ВНИГНИ. - 1983.- Вып.247.- С. 38-49.