УДК 622.283.9; 544.032.72

ВОЗМОЖНОСТЬ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ИНГИБИРОВАНИЯ ГЛИНЫ

POSSIBILITY OF MATHEMATICAL SUBSTANTIATION OF CLAY INHIBITION

Логинова Марианна Евгеньевна
кандидат физико-математических наук,
доцент,
старший научный сотрудник
АО НПФ «Геофизика», г. Уфа
ufamel@yandex.ru

Четвертнева Ирина Амировна
доктор технических наук,
професор кафедры бурение нефтяных и газовых скважин,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
chetvertnevaia@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены осложнения, связанные с прохождением интервалов, сложенных неустойчивыми горными породами, при строительстве нефтегазовых скважин. Рассмотрены причины наиболее часто наблюдаемых осложнений – нарушение устойчивости ствола скважин из-за осыпей и обвалов или набухания глинистых пород. Показаны процессы ингибирования глин с применением различных реагентов, замедляющих гидратацию глинистых пород с проведением экспериментальных исследований. Представлены результаты исследований вляиния формиата калия и полигликоля на ингибирующие свойства полимерглинистого бурового раствора (ПГБР). По данным экспериментальных исследований построена изотерма набухания, выведено уравнение процесса с указанием физического смысла коэффицентов. Предложены рекомендации к выбору наиболее оптимального реагента ингибитора.

Ключевые слова: гидратация глин, ингибирование, осложнения, реагенты ингибиторы, уравнение изотермы набухания.

Loginova Marianna Evgenievna
Candidate
of Physico-mathematical Sciences,
Assistant Professor,
Senior Researcher
at JSC NPF «Geophysics», Ufa
ufamel@yandex.ru

Chetvertneva Irina Amirovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
chetvertnevaia@mail.ru

Annotation. This paper discusses the problems associated with the passage of intervals composed of unstable rocks during the construction of oil and gas wells. The causes of the most frequently observed problems were considered - wellbore instability due to scree and collapse or swelling of clay rocks. The processes of clay inhibition using various reagents are shown, which slow down the hydration of clay rocks with experimental studies. The results of studies of potassium formate and polyglycol vleinium on the inhibitory properties of polymer-linic drilling mud (PGBM) are presented. According to experimental studies, a swelling isotherm was built, a process equation was derived indicating the physical meaning of the coefficients. Recommendations for selecting the most optimal inhibitor reagent are proposed.

Keywords: lay hydration, inhibition, complications, reagent inhibitors, swelling isotherm equation.

Одним из самых сложных при бурения нефтегазовых скважин осложнений является неустойчивость ствола скважин в интервалах, сложенных терригенными породами, склонных к набуханию, осыпям и обвалам. Например, на месторождениях Волго-Уральского региона или в Западной Сибири данные осложнения могут привести к незапланированным проработкам ствола скважин из-за обвалов неустойчивых аргиллитовых пород или сужения диаметра ствола скважин из-за набухания и выпучивания глинистых толщ. На ликвидацию осложнений, связанных с обрушением стенок или их деформацией уходит около 26 % производственного времени, а также расходуются дополнительные средства на материалы.

Предупреждение подобных осложнений достигается, в первую очередь, применением специальных систем буровых растворов, ингибирующая способность которых направлена на предотвращение или замедление процессов деформации в пространстве около ствола скважины, представленном легко гидратирующимися, смачивающимися и набухающими глинистыми породами.

Ингибирование бурового раствора (БР) на водной основе возможно за счет:

– оонного обмена (применение хлоркалиевых, кальциевых или магниевых растворов);

– создания водонепроницаемого барьера в порах и каналах буримых пород (асфальтены или гликоли);

– капсуляции частиц буримых глин и стенок скважины путем создания водонепроницаемых пленок (силикатной или гликолевой);

– капсуляции частиц буримых глин и стенок скважины путем добавления полимеров (полиакрилат, полиакриламид);

– капсуляции частиц буримых пород и стенок скважины за счет применения многополимерных рецептур.

Одними из комплексных реагентов, применяемых в составе буровых растворах на водной основе являются:

– полигликоль, поскольку наряду с усилением ингибирующих свойств, придает раствору гидрофобизирующие свойства;

– формиат калия, поскольку наряду с усилением ингибирующих свойств, регулирует pH раствора.

Интересным представлялось проведение экспериментальных исследований, направленных на предотвращение или замедление набухания глин путем комбинированного ингибирования – формиатом калия за счет ионного обмена и полигликолем за счет создания водонепроницаемых пленок.

Исследовалось влияние реагентов неорганического происхождения: формиата калия и полигликоля на ингибирующие свойства исходного полимерглинистого бурового раствора на водной основе, имеющего в своем составе следующие компоненты: 4 % глинопорошок (бентонит ПМБА); 10 % мел; 0,5 % КМЦ; 0,2 % DUOVIS; пресная тех. вода – остальное. В таблице 1 представлены параметры исходного полимерглинистого бурового раствора (ПГБР).

Таблица 1 – Параметры ПГБР

Тип раствора	Параметры бурового раствора							
	ρ, кг/м^3	УВ, с	ПФ, см^3/ 30 мин	СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0, дПа	pH
				1 мин	10 мин			
Исходный раствор (ПГБР)	1124	28	6	9,65	17,21	18	34	8,5

Количественную оценку ингибирующих свойств полимерглинистого бурового раствора (ПГБР) производили с использованием прибора конструкции Жигача-Ярова с определением времени набухания и увеличения толщины пробы, представленной спрессованным бентонитовым (натриевым монтмориллонитовым) глинопорошком в среде:

– бурового раствора, ингибированным формиатом калия;

– бурового раствора, ингибированным полигликолем (3%).

Результаты проведенных экспериментальных исследований приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Результаты измерения набухания глины

Раствор	Полимерглинистый + полигликоль (ПГ)		Полимерглинистый + формиат калия (HCOOK)		Полимерглинистый (исходный)	
Настройки прибора	$h_н$ = 1,0 мм h_2 = 1,2 мм h_c = 4,90 мм		$Hн$ = 0,0 мм h_2 = 0,2 мм h_c = 3,91 мм		$h_н$ = 0,0 мм h_2 = 0,2 мм h_c = 3,88 мм	
Время	h, мм	Δh, мм	h, мм	Δh, мм	h, мм	Δh, мм
0 мин	4,90	0	3,91	0	3,88	0
10 мин	5,04	0,14	4,09	0,18	3,89	0,01
20 мин	5,19	0,29	4,27	0,36	3,9	0,02
30 мин	5,23	0,33	4,32	0,41	3,92	0,04
60 мин	5,31	0,41	4,39	0,48	3,97	0,09
1,5 ч	5,34	0,44	4,42	0,51	3,99	0,11
2 ч	5,36	0,46	4,45	0,54	4,01	0,13
3 ч	5,38	0,48	4,48	0,57	4,06	0,18
4 ч	5,40	0,50	4,51	0,60	4,09	0,21
6 ч	5,43	0,53	4,53	0,62	4,15	0,27
18 ч	5,47	0,57	4,53	0,62	4,34	0,46
20 ч	5,47	0,57	4,54	0,63	4,36	0,48
22 ч	5,48	0,58	4,54	0,63	4,39	0,51
24 ч	5,49	0,59	4,55	0,64	4,41	0,53
48 ч	5,52	0,62	4,59	0,68	4,62	0,74
72 ч	5,54	0,64	4,61	0,70	4,82	0,98

Пояснение к таблице 2: $h_н$ – первичные показания прибора, мм; h_2 – толщина двух фильтровальных бумаг, мм; h_c – толщина изначальной пробы с двумя фильтровальными бумагами, мм; h – величина набухания в различных интервалах времени, мм; $\Delta h = h - h_c$ – величина набухания пробы относительно исходной величины, мм.

Приведенные в таблице 2 результаты экспериментальных исследований по набуханию пробы бентонитового глинопорошка в среде полимерглинистого бурового раствора (ПГБР), ингибированного различными реагентами, можно представить графически и полученная зависимость $\Delta H = f(T)$ будет выражена кривой, сходной с изотермой адсорбции (рис. 1).

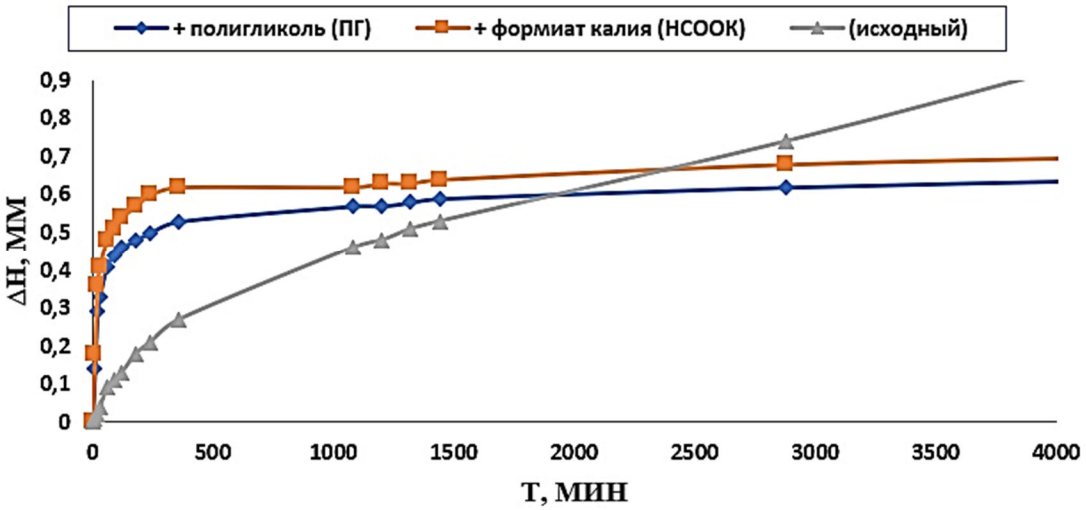

Рисунок 1 – Набухание бентонитового глинопорошка в ПГБР

Конечной целью любого исследования является получение математического описания процессов в оптимальной области. Полученные таким способом математические модели могут быть использованы не только для выявления оптимальных режимов, но и как источник информации, необходимой для создания систем оптимального управления процесса или явления [1–3].

Принимая во внимание, что при набухании действуют адсорбционные силы [4–5], уравнение изотермы можно выразить в виде:

$$y = k \cdot \tau^n,$$

где константа n отражает взаимодействие глины с дисперсионной средой (тех. водой), k является величиной, характеризующую гидратацию глины, значения которых приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительные значения n и k различных составов ПГБР

Раствор	k	n	Коэффициент детерминации
ПГБР + полигликоль	$1 \cdot 10^{-16}$	5	97 %
ПГБР + формиат калия	$1 \cdot 10^{-16}$	5	81 %
ПГБР (исходный)	$2 \cdot 10^{-11}$	3	84 %

Результаты экспериментальных исследований и математического моделирования процессов ингибирования ПГБР показали, что более эффективным реагентом-ингибитором является полигликоль, поскольку снижение величины набухания образца глинопорошка на приборе Жигача-Ярова относительно первоначальной величины составило 34,7 %, по сравнению с формиатом калия – 28,5 %.

Интересным представляется, что значения показателя n ПГБР с применением полигликоля и формиата калия одинаковый, но у исходного раствора ПГБР ниже в 1,6 раз, что свидетельствует о процессе проникновения воды в глину, что подтверждается экспериментальными данными. Таким образом, необходимо уменьшать показатель k, величину, характеризующую гидратацию глины.

Выводы

1. В процессе бурения нефтегазовых скважин при прохождении интервалов, сложенных глинистыми породами (склонных к набуханию), рекомендуется применение полимерглинистого БР, с добавлением реагента - полигликоль. Использование такого типа БР позволит замедлить процесс набухания глин и, следовательно, минимизировать риски возникновения осложнений.
2. Рассмотрение процессов ингибирования и действия адсорбционных сил позволяет использовать математические модели для управления процессами и выявления оптимальных областей применения реагентов, обладающих более эффективными свойствами.

Список литературы:

1. Логинова М.Е. Возможности корреляционно-регрессионного анализа для обоснования рецептуры бурового раствора / М.Е. Логинова // Сборник тезисов докладов научно-практической конференции, посвященной юбилею Изиля Галимзяновича Юсупова «Актуальные проблемы и инновации в области строительства и ремонта скважин». – Бугульма, 2022. – С. 45–47.

2. Гирфанов В.Т. Исследование реологических свойств бурового раствора / Гирфанов В.Т., М.Е. Логинова; Отв. ред. В.К. Тян // В книге: Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации. Тезисы III научно-практической конференции с международным участием. – 2018. – С. 54.

3. Логинова М.Е. Применения адсорбционных моделей для определения характеристик реагентов при равновесных процессах / М.Е. Логинова // Нефтегазохимия. – 2023. – № 1. – С. 11–14.

4. Об особенностях вычислений концентраций при адсорбции методом поверхностного натяжения / М.Е. Логинова [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 3–4. – С. 56–60.

5. Расчёт и выбор оптимальных условий бурения / Э.Р. Исхакова, В.Н. Филиппов, А.М. Тюяков, М.Е. Логинова // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664347, 05.11.2019. Заявка № 2019662482 от 09.10.2019.

6. Гетероатомные модификаторы в процессах адсорбции и мембранной диффузии / Г.А. Тептерева [и др.] // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2022. – Т. 65. – № 6. – С. 12–19.

List of references:

1. Loginova M.E. Possibilities of correlation-regression analysis to substantiate the formulation of drilling fluid / M.E. Loginova // Collection of abstracts of reports of the scientific and practical conference dedicated to the anniversary of Izil Galimzyanovich Yusupov «Current problems and innovations in the field of construction and repair of wells». – Bugulma, 2022. – P. 45–47.

2. Girfanov V.T. Study of the rheological properties of drilling fluid / V.T. Girfanov, M.E. Loginova; Executive editor V.K. Tian // In the book: Oil and gas complex: problems and innovations. Abstracts of the III scientific and practical conference with international participation. – 2018. – P. 54.

3. Loginova M.E. Applications of adsorption models to determine the characteristics of reagents in equilibrium processes / M.E. Loginova // Neftegazokhimiya. – 2023. – № 1. – P. 11–14.

4. On the features of calculating concentrations during adsorption using the surface tension method / M.E. Loginova [et al.] // Transport and storage of petroleum products and hydrocarbon raw materials. – 2022. – № 3–4. – P. 56–60.

5. Calculation and selection of optimal drilling conditions / E.R. Iskhakova, V.N. Filippov, A.M. Tyuyakov, M.E. Loginova // Certificate of registration of the computer program RU 2019664347, 11/05/2019. Application № 2019662482 dated 10/09/2019.

6. Heteroatomic modifiers in the processes of adsorption and membrane diffusion / G.A. Teptereva, [et al.] // News of higher educational institutions. Series: Chemistry and chemical technology. – 2022. – Vol. 65. – № 6. – P. 12–19.