

Третьяк А.А., Яценко Е.А., Онофриенко С.А., Карельская Е.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова)

### КОАГУЛЯЦИЯ ЧАСТИЦ БУРОВОГО ШЛАМА

*Приведен обзор по проблеме регулирования твердой фазы буровых растворов. Показаны зависимости магнитной обработки бурового раствора от времени воздействия напряженности и температуры. Доказано, что скорость осаждения шлама наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора увеличивается при омагничивании в постоянном магнитном поле с напряженностью 320 кА/м в 2 раза. **Ключевые слова:** осаждение, коагуляция шлама, устройство для омагничивания, буровой раствор.*

Tretyak A.A., Yatsenko E.A., Onofrienko S.A., Karelskaya E.V. (Platov South-Russian State Polytechnical University (NPI))

### COAGULATION OF DRILLING MUD PARTICLES

*An overview of the problem of regulating the solid phase of drilling fluids is given. The dependences of the magnetic treatment of drilling mud on the time of exposure to tension and temperature are shown. It is proved that the rate of sludge deposition of nanostructured, highly inhibited drilling mud increases twice when magnetized in a constant magnetic field with a strength of 320 kA/m. **Keywords:** sedimentation, sludge coagulation, device for magnetization, drilling mud.*

Известно, что повышенное содержание шлама в буровом растворе способствует уменьшению механической скорости бурения скважин, а также увеличивает износ резиновых и металлических узлов гидравлической системы промывочного насоса. Вне зависимости от применяемого бурового раствора при бурении горных пород будут образовываться твердые частицы шлама.

Основная задача регулирования содержания твердой фазы заключается в том, чтобы поддерживать содержание выбуренных частиц шлама в растворе на приемлемом уровне, одновременно сокращая осложнения в процессе бурения и стоимость бурового раствора. Основные расходы на обработку буровых растворов могут быть непосредственно отнесены на счет чрезмерного роста содержания шлама в циркуляционной системе буровой. Обычно более экономичным является удаление шлама, а не регулирование содержания твердой фазы химреагентами. Эффективное регулирование содержания твердой фазы может увеличить проходку, улучшить состояние ствола скважины, делает более эффективным использование времени бурения, что в конечном итоге существенно сокращает общую стоимость проводки скважины и расходы на буровой раствор. Содержание шлама в буровом растворе может непосредственно влиять на механическую скорость проходки, устойчивость ствола скважины, гидравлику и показатели бурового раствора [1–8].

Достаточная плотность бурового раствора необходима, чтобы создать противодействие пластовому давлению и предотвратить выброс. Слишком высокая плотность при бурении в пластах с высокой пористостью и слабо сцементированных приведет к слишком высокому давлению на пласт и, как следствие, к поглощению. Следовательно, плотность бурового раствора следует поддерживать на самом минимальном уровне, который обеспечивал бы безопасное управление пластовым давлением. Увеличение плотности может также вызывать рост потерь давления в затрубном пространстве, которые, в свою очередь, вызовут резкие колебания давления и поршневой аффект во время спускоподъемных операций или наращивании буровой колонны.

Для уменьшения содержания твердой фазы в буровых растворах используются четыре основных метода: разбавление, замена, отстаивание (гравитационное), механическое удаление.

*Метод разбавления* уменьшает содержание твердой фазы путем добавления в активную часть циркуляционной системы жидкой фазы для того, чтобы уменьшить относительный объем, занимаемый выбуренными твердыми частицами. Если при этом восстановить первоначальные показатели раствора будет достигнуто улучшение реологических свойств. Увеличение объема бурового раствора потребует часть раствора удалить из активной системы. Обычно разбавление и замена раствора сосуществуют.

*Метод замены* заключается в удалении или сбрасывании больших объемов буровых растворов из активной системы и замены удаленного объема новым буровым раствором, обладающим желаемыми реологическими свойствами. Этот метод регулирования содержания твердой фазы чрезвычайно дорог, поскольку каждый кубометр бурового раствора стоит денег, которые теряются, когда буровой раствор сливают самотеком или перекачивают в запасной амбар. В дополнение к расходам по восстановлению первоначального объема бурового раствора следует дать экономическую оценку и расходам на сбрасывание раствора и защиту окружающей среды.

*Отстаивание* заключается в сепарации твердых частиц под действием силы тяжести за счет разницы в плотности твердых частиц и жидкости. На буровой скважине этот процесс осуществляется в отстойных резервуарах, песколловушках или земляных амбарах. Скорость осаждения зависит от размера частиц, их удельного веса и вязкости бурового раствора. Скорость осаждения может быть увеличена за счет использования флокулянтов и химреагентов, понижающих вязкость.

Известно, что твердые вещества делятся на активные и пассивные. К активным веществам относятся такие вещества, которые хорошо реагируют и взаимодействуют химически и физически с жидкой частью бурового раствора. Активные твердые вещества включают глины, полимеры и диспергирующиеся глины, и сланцы из выбуренных пород. К инертным твердым веществам относятся те вещества, которые не реагируют с химреагентами. К инертным твердым веществам относятся

Таблица 1

## Состав и параметры наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора

Наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор, RU № 2708849	Мраморная крошка — 5–10 Полианионная целлюлоза (ПАЦ 75/700 (полимер 75-степень замещения/700 степень полимеризации) — 5–10 Сульфонол — 2–5 Хлористый калий (KCl-определяющий ингибитор) — 2–5 Метилсиликат калия ( $\text{CH}_2\text{SiO}_2\text{K}$ — 1–4 Ацетат калия ( $\text{CH}_3\text{COOK}$ ) — 1,5–4,0 Бишофит ( $\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ) — 2–5 Феррохромглигносульфат (ФХЛС — дополнительный ингибитор) — 1–5 ГКЖ-11 (ингибитор, гидрофобизатор) — 2–5 Пеногаситель (Пента-465) — 0,5–1,0, Барит ( $\text{BaSO}_4$ — утяжелитель) — 0,5–5,0 Аллюминат калия ( $\text{K}_2\text{Al}_2\text{O}_4\cdot 3\text{H}_2\text{O}$ ) — 1–5 Нанодисперсная медь — 0,5–4,0 Жидкая фаза (растительное масло и вода) — 55/45–80/20	Водоотдача — 0–0,5 $\text{cm}^3$ за 30 мин Плотность — 1,1–1,25 $\text{г/см}^3$ Условная вязкость по СПВ-5 — 35–40 с СНС 1/10 мин — (статическое напряжение сдвига) — 15/20–20/30 дПа Липкость фильтрационной корки (на приборе КТК-2) — <0,1 Отношение масло/вода — 80/20 % Толщина корки <0,5 мм Содержание песка — 0,5 % Содержание ионов $\text{K}^+$ >18000 мг/л Содержание песка — <0,5 % Содержание ионов $\text{Ca}^{++}$ — > 16000 мг/л Содержание ионов $\text{Cl}^-$ > 30000 мг/л Коэффициент трения < 0,1
---------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

утяжелители и выбуренные твердые частицы, которые слабо диспергируются или не диспергируются вообще. Размер, форма и состав выбуренных твердых частиц будут меняться в зависимости от разбуриваемых пород.

При бурении в мягких породах и при высоких механических скоростях проходки в циркуляционную систему за короткий отрезок времени попадает большое количество шлама, что также затрудняет сохранение желаемых реологических показателей бурового раствора. Обычные глины, и в особенности монтморилонитовые глины, чрезвычайно реактивны и требуют большей химической обработки или разбавления и удаления из системы части бурового раствора в целях минимизации воздействия выбуренных частиц. Диаметр скважины может также определять, насколько быстро или интенсивно возникнет проблема твердой фазы в циркуляционной системе.

Общеприняты следующие определения для размеров частиц. Примерно 90 % суточных расходов на поддержание свойств бурового раствора могут быть отнесены на счет технологического цикла удаления шлама, поступающего в циркуляционную систему. Суточные расходы на буровой раствор будут меняться в зависимости от типа разбуриваемых пород, от типа бурового раствора и видов оборудования, используемых для регулирования содержания твердой фазы. Однако практикой установлено, что главными причинами колебаний суточных расходов на буровой раствор являются оборудование для регулирования твердой фазы и тип попадающей в буровой раствор твердой фазы.

Оборудование для регулирования содержания твердой фазы можно оценивать по его способности концентрировать и удалять нежелательные твердые частицы. Если концентрация твердых частиц, сбрасываемых оборудованием, ниже, чем концентрация в активной циркуляционной системе, то такое оборудование представляет собой средство дорогостоящего бесполезного перемешивания всего бурового раствора.

Если объемное содержание твердой фазы увеличивает плотность бурового раствора, пластическую вязкость, предельное напряжение сдвига, водоотдачу и статическое напряжение сдвига, то может оказаться необходимым постоянно разбавлять буровой раствор и готовить новый раствор, чтобы сохранить желаемые показатели бурового раствора.

С аномальным ростом вязкости и статического напряжения сдвига может возникнуть несколько осложнений: для возобновления циркуляции и циркуляции бурового раствора потребуются чрезмерные

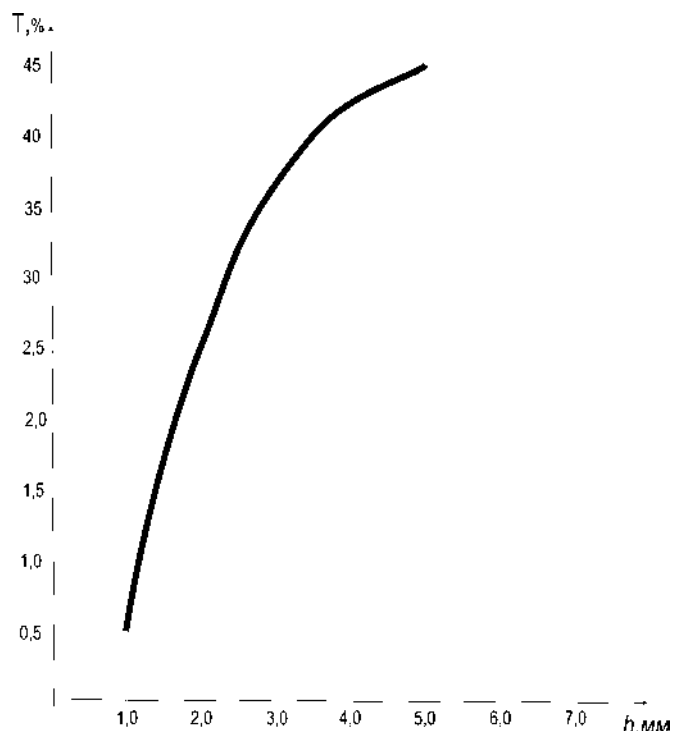
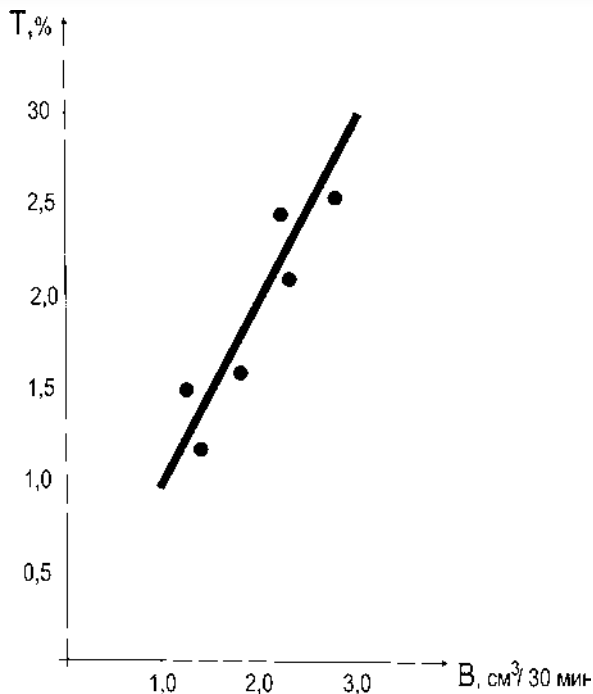


Рис. 1. Влияние содержания твердой фазы (Т, %) на толщину глинистой корки (h, мм) наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора



**Рис. 2.** Влияние содержания твердой фазы (Т, %) на водоотдачу (V, см³/30 мин) наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора

или повышенные давления на насосах; поглощения из-за пульсаций давления; газирование бурового раствора, которое может инициировать выброс; вызов притока газа или минерализованной воды в ствол скважины за счет свабирования; песок и шлам будут поступать в ствол скважины в чрезмерных количествах, что вызовет ускоренный износ оборудования; осыпание сланцев в ствол скважины.

Для бурения скважин в сложных геологических условиях, особенно где возможны дифференциальные прихваты, был разработан наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор (патент RU№2708849). Состав и параметры раствора приведены в табл. 1 [3, 8, 9].

Выполненные лабораторные исследования показали, что количество и тип твердой фазы в буровом растворе непосредственно влияют на водоотдачу и толщину фильтрационной корки. На рис. 1 показано влияние твердой фазы на толщину фильтрационной корки наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора.

На рис. 2 показано влияние содержания твердой фазы на водоотдачу наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора.

Буровой раствор проходит 4-ступенчатую очистку через высокоэффективные вибросита; пескоотделители; илоотделители; центрифуги.

Использование данной системы очистки позволяет сократить потребление воды на технологические нужды на 60–80 %, расход химреагентов на 20–35 %, что повышает экологическую безопасность производства буровых работ и снижает возможное воздействие от образующихся отходов при сооружении скважин на нефть и газ.

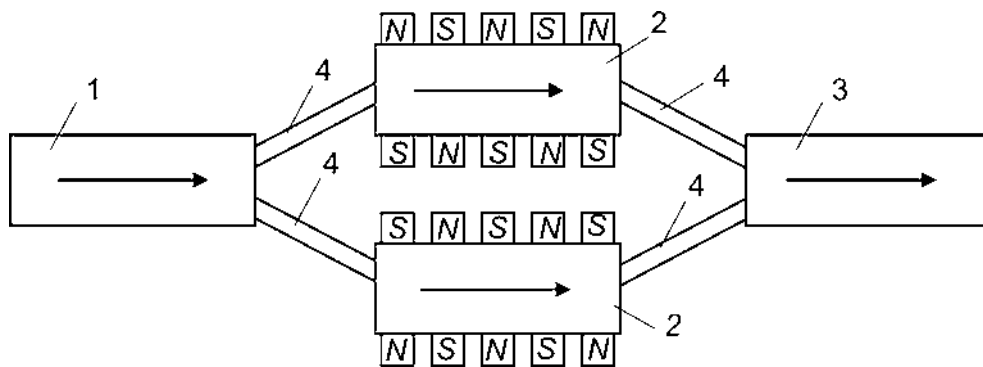
На основании лабораторных исследований (рентгенофазовый анализ шлама и бурового раствора) и определения содержания углеводородов на хромомасспектрометре (содержание нефтепродуктов не должно превышать 0,5 %) делается заключение о соответствии продуктов обработки санитарно-эпидемиологическим нормативам и в дальнейшем принимается решение по их использованию.

С целью увеличения скорости осаждения бурового шлама нами разработано устройство для омагничивания буровых растворов в замкнутом цикле (рис. 3).

Устройство состоит из: 1 — переводник для соединения с промывочным насосом; 2 — постоянные магниты; 3 — переводник для соединения с нагнетательным шлангом; 4 — соединительные диэлектрические патрубки.

Устройство монтируется на нагнетательном шланге бурового насоса и работает в замкнутом цикле. Напряженность постоянного магнитного поля составляет 2000 эрстед или 320 кА/м и измеряется с помощью веберметра. Выполненные экспериментальные исследования позволили получить увеличение скорости осаждения частиц шлама наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора в два или более раз (табл. 2). Экспериментальные данные замерялись на приборах ЦС-2 и ОМ-2.

Выполненные экспериментальные исследования позволили установить, что омагниченный в постоянном магнитном поле с напряженностью 320 кА/м наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор способствует улучшению стабильности до 30 %, а содержание песка при этом уменьшается до 50 %.



**Рис. 3.** Устройство для омагничивания промывочной жидкости. Устройство состоит из: 1 — переводник для соединения с промывочным насосом; 2 — постоянные магниты; 3 — переводник для соединения с нагнетательным шлангом; 4 — соединительные диэлектрические патрубки

**Таблица 2**  
**Результаты эксперимента**

№ образца раствора	Тип бурового раствора	Суточный отстой (стабильность), % (ЦС-2)	Содержание песка, % (ОМ-2)	Примечание
1	Наноструктурированный, высокоингибированный, неомагнитный	3,1	1,0	
2	Наноструктурированный, высокоингибированный, омагнитный	2,2	0,5	
3	Наноструктурированный, высокоингибированный, неомагнитный	3,0	1,1	
4	Наноструктурированный, высокоингибированный, омагнитный	2,1	0,5	
5	Наноструктурированный, высокоингибированный, неомагнитный	3,2	1,2	
6	Наноструктурированный, высокоингибированный, омагнитный	2,1	0,6	

Теория седиментации высококонцентрированной суспензии в настоящее время не разработана. Имеется лишь эмпирическое уравнение Робинсона, связывающее скорость оседания частиц с параметрами суспензии. С теорией седиментации неразрывно связана проблема устойчивости коллоидных систем, Одно из требований гранулометрического анализа — устойчивость суспензий, часто оказывается на практике формальным, так как коллоидные системы вследствие большой удельной поверхности принципиально являются агрегативно неустойчивыми. Известно, что неустойчивость коллоидных растворов оценивается с двух точек зрения. Во-первых, различают агрегативную устойчивость, выражающуюся в постоянстве степени дисперсности, и, во-вторых, седиментационную устойчивость, проявляющуюся только в оседании частиц под действием силы тяжести при постоянной дисперсности системы.

В механизме коагуляции частиц выделяют две разновидности: перекинетическую и ортокинетическую. Первая из них предполагает наличие сферы действия вокруг коллоидной частицы, в которую под влиянием теплового движения попадают соседние частицы, что может привести к соударению и их слипанию. Под оптокинетической коагуляцией понимается процесс адсорбции высокодисперсных частиц относительно более грубодисперсных при совместном осаждении.

Основоположником современной теории коагуляции является М. Смолуховский, который исходил из того положения, что между частицами действуют силы притяжения и отталкивания. Природа этих сил М. Смолуховским не рассматривалась. Он считал, что при введении электролита в монодисперсную систему силы отталкивания ослабевают или исчезают совсем, оставшиеся силы притяжения приводят к коагуляции. Экспериментальные расчеты М. Смолуховского подтвердились лишь для случая быстрой коагуляции, при которой все столкновения частиц заканчиваются слипанием.

Подводя итоги, следует заметить, что в настоящее время проблема устойчивости коллоидных систем не

может считаться решенной. Сейчас накопилось уже достаточно много фактов, указывающих на то, что не может быть создано удовлетворительной теории коагуляции, базирующейся только на одном каком-либо факторе. С нашей точки зрения перспективно изучение влияния внешних факторов на процесс коагуляции, в частности электромагнитного поля. Теоретически считается, что каждая частица из любого вещества, кроме диамагнитного, обладает магнитным моментом. Если

же такую частицу поместить во внешнее магнитное поле, то ее момент еще больше увеличится, реагируя на конкретную напряженность магнитного поля, поэтому в коллоидных растворах должно иметь место наряду с электростатическим и чисто магнитное взаимодействие. Выполненные нами экспериментальные исследования показали, что скорость оседания шлама из бурового раствора увеличивается при обработке его в постоянном магнитном поле.

Из условия равенства энергии гравитационного осаждения частицы и энергии ее броуновского теплового движения можно найти верхнюю границу размера частиц, при которой обеспечивается седиментационная устойчивость коллоидной системы в поле силы тяжести:

$$\Delta\rho \cdot V \cdot g \cdot L = k \cdot T, \quad (1)$$

где  $\Delta\rho = \rho_t - \rho_{ж}$  — разность плотностей твердой и жидкой фаз, кг/м<sup>3</sup>;

$V = \pi d^3/6$  — объем сферической частицы диаметром  $d$ , м<sup>3</sup>;

$g$  — ускорение свободного падения м/с<sup>2</sup>;

$L$  — высота слоя жидкости, при которой число частиц в единице объема уменьшается в  $e$  раз (~3 раза) по сравнению с концентрацией частиц в слое на дне сосуда (так называемая гипсометрическая высота), м;

$k = 1,3807 \cdot 10^{-23}$  Дж/К — постоянная Больцмана;

$T$  — температура, К.

Решая уравнение, находим

$$d \leq \sqrt[3]{6kT / (\pi \cdot \Delta\rho \cdot g \cdot L)}. \quad (2)$$

Если считать, что часть жидкости находится в области, где нет поля, то устойчивости по отношению к расслоению благоприятствует большая величина отношения тепловой энергии к магнитной:

$$\frac{kT}{\mu_0 M H V} \geq 1(3).$$



Преобразовав это выражение и подставив в качестве объема объем сферы, получим ограничения на размер частиц для устойчивого расслоения коллоида при магнитном воздействии на него:

$$d \leq \sqrt[3]{6kT / (\pi\mu_0 MH)}, \quad (4)$$

где  $M$  — намагниченность насыщения магнитного материала;  $H$  — напряженность магнитного поля;  $\mu_0$  — магнитная проницаемость воздуха, равная  $4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн·м.

Полученная формула полностью согласуется с экспериментальными исследованиями. Коагуляция или слипание твердых частиц происходит под действием Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения между частицами, при достаточном их сближении силы притяжения между дисперсными частицами возникают из-за взаимодействия электрических диполей в них (так называемые дисперсионные силы) [9, 12].

Известно, что на одну частицу в растворе действуют следующие основные энергии: тепловая энергия  $kT$ , магнитная энергия  $\mu_0 M H V$ , гравитационная энергия  $\Delta \rho V g L$ , где  $k$  — постоянная Больцмана, равная  $1,38 \cdot 10^{-23}$  НМК<sup>-1</sup>;  $T$  — абсолютная температура Кельвина;  $\mu_0$  — магнитная проницаемость вакуума, равная  $4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн·м; объем  $V = \pi d^3 / 6$  м<sup>3</sup> для сферических частиц с диаметром  $d$ ;  $L$  — высота подъема в поле силы тяжести. Отношение одной энергии к другой дает безразмерные величины, которые характеризуют устойчивость магнитных жидкостей. Так, отношение гравитационной энергии к магнитной составляет 0,047. Таким образом, для устойчивой по отношению к расслоению омагниченной малоглинистой полимерной жидкости сила тяжести менее существенна, чем магнитное поле.

Внешнее магнитное поле, очевидно, изменяет молекулярные Ван-дер-Ваальсовы силы, поскольку они являются квантомеханическим эффектом, связанным с поведением электронов в атоме. При этом движение электронов и их энергия заметно изменяются при наложении магнитного поля. Превышение сил отталкивания над силами притяжения обуславливает возникновение силового барьера — начинается коагуляция частиц из раствора.

В процессе коагуляции наряду с образованием агрегатов из отдельных частиц обязательно должен идти и обратный процесс распада уже образовавшихся агрегатов.

Действие магнитного поля на суспензии коллоидных частиц приводит к характерным эффектам, в основе которых лежит способность частиц приобретать под действием поля направленное движение относительно среды. Под действием магнитного поля коллоидный раствор структурируется.

Находящиеся в растворе крупные частицы являются центром коагуляции. Число соударений, приводящих к слипанию мелких частиц с крупными, зависит от концентрации их в единице объема раствора. При отсутствии магнитного поля коллоидные частицы не

прилипают к крупным. В магнитном поле даже низкой напряженности происходит коагуляция всех высокодисперсных частиц. Так как частицы достаточно малы по массе, то для их осаждения требуется продолжительное время. С ростом числа Алых частиц уменьшается вероятность их соударений и прилипание к крупным частицам, поэтому эффективность магнитной обработки с увеличением напряженности магнитного поля уменьшается. Этим можно объяснить минимум эффективности при максимуме напряженности [4].

Влияние степени дисперсности, глинистых частиц и концентраций суспензий на развитие магнитных эффектов в условиях внешнего магнитного поля — глинистая коллоидная частица при этом рассматривалась как носитель электрического заряда и как частица, обладающая тем или иным магнитным моментом [9].

В связи с этим процесс коагуляции должен рассматриваться, на наш взгляд, не только с позиции баланса энергии молекулярного, электростатического и теплового происхождения, но еще и магнитного.

Моделирование процесса осадкообразования практически невозможно в силу большой сложности этого явления, поэтому природа осадкообразования может быть изучена только путем следования «от частного к общему» при учете известных закономерностей. Таким частным фактором, принимающим, на наш взгляд, участие в формировании структуры наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора, является геомагнитное поле. При выполнении экспериментальных работ пришлось поступить так, как обычно поступают в этом случае: принимать значения других факторов постоянными и одинаковыми и исследовать при этом зависимость от интересующего нас фактора. В данном случае изучалась статистическая зависимость между напряженностью магнитного поля и содержанием глинистых частиц, выпавших в осадок.

Проведенные эксперименты позволили выявить ряд интересных закономерностей, а главное — дали возможность разобраться в природе наблюдаемых эффектов — почему омагниченный буровой раствор способствует увеличению осадконакопления шлама, что является важным моментом в технологии сооружения нефтегазовых скважин.

Изучение влияния магнитного поля на процесс осаждения глинистых частиц выполняли с помощью визуального наблюдения и прибора ОМ-2. В каждом опыте производились визуальные наблюдения за интенсивностью коагуляции по характеру хлопьеобразования и просветления осадка, его макроструктурными особенностями, трещиноватостью осадков, возникшей в результате сушки, за смещением частиц относительно вертикали и направлением внешнего магнитного поля. Опыты показали, что прозрачность неосевшей части суспензии различна. Так, в поле 1 тыс. Э она оказалась меньшей, чем в поле 2 тыс. Э, а осадок приобрел горизонтально-волнистую слоистость. Кроме того, мощность осадка в сильном поле значительно больше.

Анализ наблюдений за омагниченным малоглинистым полимерным раствором позволяет сделать следующие выводы: а) наличие ферромагнитного компонента наблюдается в виде бурых скоплений на стенках цилиндра в районе полюсов магнита; б) коагуляция раствора зависит от напряженности магнитного поля; в) максимальная мощность зоны просветления наблюдается при напряженности 2 тыс. Э; г) сравнение двух осадков наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора, обработанного в магнитном поле с напряженностью 1 тыс. Э и 2 тыс. Э показывает, что осадок, обработанный в поле с напряженностью 1 тыс. Э более рыхлый, чем осадок, обработанный в поле с напряженностью 2 тыс. Э.

Проведенными исследованиями установлено, что магнитное поле влияет на процесс осаждения глинистых частиц, формирование структуры и текстуры глинистых осадков, на его реологические и механические свойства. На поверхности глинистых минералов присутствуют высокодисперсные ферромагнитные частицы, прочно связанные с глинистыми минералами. Это позволяет рассматривать наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор как слабоферромагнитную систему [7, 10].

Оценив выполненные эксперименты можно утверждать: состав наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора оказывает существенное влияние на его магнитные свойства, частицы шлама различного состава содержат различное количество ферромагнетиков, этим можно объяснить его влияние на магнитные эффекты; воздействие магнитного поля увеличивает скорость осаждения частиц шлама из раствора, повышение температуры влияет на скорость осаждения частиц шлама из бурового раствора; в течение 40 минут основная масса шлама выпадает в осадок.

Выполненные экспериментальные и теоретические исследования по улучшению качества наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора позволили сделать следующие выводы:

1. Магнитное поле приводит к ускорению процесса осаждения глинистых частиц из наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора, влияет на формирование структуры глинистых осадков, на реологические и механические свойства осадка.

2. Процесс коагуляции глинистых частиц в магнитном поле подтвержден экспериментально и теоретически обоснован.

3. Магнитные силы создают особые связи, благодаря чему можно говорить о трех видах взаимодействия в наноструктурированном, высокоингибированном растворе: молекулярных, электростатических и магнитных.

4. Минералогический состав раствора оказывает существенное влияние на его магнитные свойства. Кроме того, от минералогического состава зависит дисперсность раствора и, следовательно, количество ферромагнитных частиц, приходящихся на каждую глинистую частицу.

5. Установлены зависимости процентного содержания глинистых частиц, выпавших в осадок из раствора в течение 40 мин, от напряженности магнитного поля, скорости осаждения частиц шлама, от температуры, процентного содержания частиц шлама от времени для неомагниченного и омагниченного наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора.

6. Изложенные представления о механизме коагуляции частиц различной дисперсности позволяют объяснить многие явления, наблюдаемые после магнитной обработки наноструктурированного, высокоингибированного бурового раствора и принять правильные решения для выполнения практических задач.

*Статья написана при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках соглашения РНФ № 20-79-10142 «Разработка эффективной технологии синтеза алюмосиликатных пропантов с использованием отходов бурения нефтегазовых скважин Южного федерального округа» (руководитель — Третьяк А.А.).*

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Осипов, Ю.Б. Поведение глинистых суспензий в магнитном поле // Геология / Ю.Б. Осипов. — 1964. — сер. № 4.
2. Погодин, В.К. О некоторых особенностях влияния электромагнитного поля на движение ионов в потоке раствора // Применение магнитной обработки воды в энергетике: Матер. Всесоюзного совещания / В.К. Погодин, Ю.Я. Голгер, В.И. Классен, П.А. Смыслов. — Новосибирск, 1967.
3. Рыбальченко, Ю.М. Разработка ингибированного раствора для бурения скважин в осложненных условиях (статья) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Ю.М. Рыбальченко, М.Л. Бурда, А.А. Третьяк, С.А. Онофриенко. — 2009. — № 6. — С. 29–33, № 1872 из перечня ВАК.
4. Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов / В.И. Рябченко. — М.: Недра, 1990. — 230 с.
5. Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. — Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005 г. — 664 с.
6. Рапольд, К. Измерение вибрации сверления при обнаружении скопления долота / К. Рапольд // Нефтегазовый журнал. — 1993. — № 9. — 66–70 с.
7. Reid, P.I. Дифференциально-залипающие механизмы и простой скважинный тест для мониторинга и оптимизации свойств бурового раствора / P.I. Reid, G.H. Meeten, P.W. Way. — SPE Drilling Sc Completion Volume 15, Number 2, 2000. — SPE 64114-PA.
8. Третьяк, А.А. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, С.И. Лубянова, Ю.Ю. Турунтаев, К.А. Борисов // Нефтяное хозяйство. — № 2. — 2016. — С. 28–31.
9. Третьяк, А.А. Способы борьбы с дифференциальными прихватами / А.А. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, С.И. Лубянова, Ю.Ю. Турунтаев // Время колтюбинга. — 2016. — № 3. — С. 56–65.
10. Хасан, А.Р. Двухфазное течение в вертикальном и горизонтальном кольцах / А. Р. Хасан, С.С. Кабир. — Инт. Ж. Многофазный поток, 1992. — № 2. — С. 279–293.
11. Шарафутдинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Нефтегазовое дело, 2004. — С. 3–21.
12. Уголева, А.В. Применение физических полей для регулирования свойств буровых растворов и тампонажных материалов / А.В. Уголева, Н.М. Шерстнёв, С.П. Шандин, С.И. Толоконский, Н.О. Черская // Российский химический журнал. — 1995. — Т. 39. — № 5.

© Коллектив авторов, 2021

Третьяк Александр Александрович // 13050465@mail.ru  
Яценко Елена Альфредовна // tksiww@yandex.ru  
Онофриенко Сергей Александрович // 13050465@mail.ru  
Карельская Екатерина Витальевна // karelskaya\_1992@mail.ru