УДК 622

ИНГИБИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

INHIBITION OF CLAY MINERALS DURING DRILLING OF OIL AND GAS WELLS

Мойса Ю.Н.
кандидат химических наук, директор

Мойса Н.Ю.
кандидат технических наук,
зам. директора по бурению,
ООО «НПО «Химбурнефть»

Иванов Д.Ю.
старший преподаватель
кафедры нефтегазового дела

Филиппов Е.Ф.
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
КубГТУ

Марусов М.А.
кандидат химических наук, зам. главного инженера,
начальник службы буровых растворов,
ООО «Сервис Пром Комплектация»

Mojsa Yu.N.
D. in Chemical Sciences, Director

Mojsa N.Yu.
Candidate of Technical Sciences
Deputy Director for Drilling
LLC «NPO «Khimburneft»

Ivanov D.Yu.
Senior Lecturer
of the Oil and Gas Department

Filippov E.F.
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor at the Department
of Oil and Gas Business,
Kuban State Technical University

Marusov M.A.
Candidate of Chemical Sciences,
Deputy Chief Engineer,
Head of Drilling Fluids Service,
Service Prom Completion Ltd.

Аннотация. Проблема набухания и диспергирования глин во время бурения транспортного ствола и первичного вскрытия продуктивных пластов нефтегазовых скважин требует применения ингибирующих буровых растворов на водной основе (РВО) или буровых растворов на углеводородной основе (РУО), содержащих ингибирующие добавки различного механизма действия. Представлены результаты тестирования различных ингибиторов глин с применением экспресс методики по РД 39-2-813 определения ингибирующих свойств РВО, РУО и технологических жидкостей (ТЖ). Выполнен анализ ингибирующих свойств водных растворов минеральных, органо-минеральных и органических соединений различной природы, применяемых для обработки РВО, РУО и ТЖ. Сравнительные испытания выполнены в сравнении с 3 %-ым водным раствором хлористого калия (KCl), наиболее распространенному минеральному ингибитору глин в биополимерных РВО.

Ключевые слова: набухание и диспергирование глин, буровые растворы на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО), технологические жидкости (ТЖ), экспресс-методика оценки ингибирующих свойств, хлористый калий, нитрат кальция, формиаты, органические ингибиторы ХБН, холин хлорид, асфальтены, предупреждение осложнений.

Annotation. The problem of clays swelling and dispersion during drilling of transport shafts and primary opening of productive formations of oil and gas wells requires the use of water-based inhibiting drilling muds (WBM) or hydrocarbon-based drilling muds (HBM) containing inhibiting additives with different action mechanism. Results of testing various clay inhibitors using express methods according to RD 39-2-813 for determining inhibiting properties of water-based and HLW products and technological fluids are presented. The analysis of inhibiting properties of aqueous solutions of mineral, organic-mineral and organic compounds of different nature used for treatment of RWO, RUO and technological liquids has been carried out. Comparative tests have been carried out in comparison with a 3% aqueous solution of potassium chloride (KCl), the most common mineral inhibitor of clays in biopolymer RBOs.

Keywords: swelling and dispersion of clays, water-based drilling fluids (WBM) and hydrocarbon-based drilling fluids (HBM), process fluids (PTF), express-methodology for evaluation of inhibiting properties, potassium chloride, calcium nitrate, formates, organic HBM inhibitors, choline chloride, asphaltenes, prevention of complications.

Введение

Изучению механизмов ингибирования глинистых минералов, коллоидной устойчивости буровых растворов на водной основе (РВО) и углеводородной основе (РУО), а также ингибирующим свойствам технологических жидкостей (ТЖ) при капитальном ремонте скважин в нефтегазовой промышленности посвящено большое количество исследований и методических разработок [1, 2, 3].

Это связано с тем, что во время бурения в условиях циркуляции РВО под давлением и фильтрации в открытом стволе скважины глинистые минералы могут набухать и диспергироваться, что приводит к осложнениям и нестабильности ствола скважины. Набухание и диспергирование глинистых пропластков коллектора во время бурения продуктивного нефтегазового пласта скважины снижает проницаемость пласта и уменьшает количество добываемой нефти и газа.

Сохранение устойчивости ствола скважины является одной из основных проблем, которые встречаются при бурении. Неустойчивость ствола скважины особенно сильно проявляется при наличии некоторых геологических форм: мягких пластичных глинистых пород в пласте, хрупких пород, осыпающихся под напряжением толщи слагающих пластов, гидратирующихся сланцевых глинистых минералов. В результате взаимодействия между РВО и породами происходит расширение ствола скважины, осадкообразование, образование каверн и обвалов. Уменьшить влияние этих факторов можно с помощью введения электролитов, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров и различных добавок [2]. Рассмотрим основные механизмы ингибирования глинистых пород, факторы управления устойчивостью ствола скважины и сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Минеральное ингибирование

1. Уменьшение поверхностной гидратации, преобразование глинистых минералов, устранение межплоскостной гидратации за счет замены катионов обменного комплекса глин.
2. Регулирование процессов осмотического влагопереноса путем поддержания более высокой концентрации электролитов в растворе, чем в породах, проходимых при бурении.

Органо-минеральное ингибирование

Комплексное сочетание адсорбционного поверхностного экранирования гидратации органическими соединениями и ионного обмена глинистых минералов.

Органическое ингибирование

1. Модифицирование поверхности глинистых минералов за счет ингибирования органическими ПАВ и адсорбционного экранирования гидратации катионными, амфотерными и гидрофобными органическими соединениями.
2. Снижение степени гидратации глин, увеличение вязкости жидкой фазы бурового раствора и капсулирование глинистых минералов.

Виды взаимодействия фильтратов РВО, РУО и ТЖ с глинистыми породами

при вскрытии продуктивного пласта

1. Перераспределение напряжений скелета породы в пристеночной зоне скважины.
2. Кольматация ПЗП твердой фазой РВО, РУО или ТЖ, формирование фильтрационной корки.
3. Набухание глинистых минералов межзернового цемента вследствие их гидратации фильтратом РВО, РУО или ТЖ.
4. Химическое взаимодействие компонентов РВО, РУО или ТЖ с породой и пластовыми флюидами с выпадением нерастворимых осадков.
5. Изменение характера насыщения коллектора вследствие проникновения в ПЗП фильтрата РВО, РУО или ТЖ.
6. Проявление капиллярных и молекулярно-поверхностных эффектов.

Негативные последствия взаимодействия РВО, РУО и ТЖ с породами коллектора

1. Сужение фильтрационных каналов.
2. Блокирующий фактор в зоне кольматации, резкое снижение проницаемости коллектора.
3. Уменьшение просветности фильтрационных каналов, дезагрегация породы, самокольматация коллектора.
4. Снижение проницаемости коллектора вследствие загрязнения каналов фильтрации продуктами химических реакций.
5. Снижение фазовой проницаемости коллектора для нефти.

Сохранение продуктивности и эксплуатационных качеств пласта при первичном вскрытии бурением или при вторичном вскрытии в процессе освоения и ремонта скважины напрямую связано с сохранением проницаемости пласта вокруг ствола скважины. Существует несколько механизмов из-за которых твердая фаза и фильтрат РВО, РУО и ТЖ могут снизить продуктивность скважины [5, 6]. Один из таких механизмов обусловлен набуханием или диспергированием глин за счет водной фазы фильтрата РВО, РУО и ТЖ.

Методические основы сравнительной оценки ингибирующих свойств

Основными измеряемыми параметрами при оценке ингибирующих свойств РВО, РУО и ТЖ по экспресс-методике оценки ингибирующих свойств буровых растворов на эталонных глинистых образцах являются масса поглощенной жидкой фазы за определенный промежуток времени в соответствии: «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов» РД 39-2-813, РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов» [4]. Показатель По (см/ч) используется в качестве показателя (количественного критерия) ингибирующих свойств растворов, так как позволяет различать (ранжировать) исследуемые растворы по скорости адсорбции жидкой фазы РВО, РУО и ТЖ эталонным образцом глинистых минералов, предварительно спрессованных при 10 МПа (соответствует давлению гидростатического столба воды на глубине 1000 м в скважине) в виде цилиндрического столбика, торцевые поверхности которого экранированы парафиновым слоем (рис. 1).

Рисунок 1 – Фото исходного эталонного глинистого столбика ПБТ-1 и глинистого столбика после 4 часов выдержки в 3 %-ном растворе KCl (сравнительного контрольного теста)

Исследования проводились при комнатной температуре и выдержке в течение 4 часов 2-х параллельных эталонных образцов спрессованного высококоллоидального глинопорошока (содержащего до 95 % монтмориллонита) марки ПБТ-1 Таганского месторождения (ТУ 2164-001-50655195-2006) в различных водных растворах ингибиторов, РВО, РУО и ТЖ. Перед испытаниями каждый образец (спрессованного глинопорошка) в виде столбика взвешивался и после 4-х часовой выдержки в растворе образец прокатывался по фильтровальной бумаге с целью удаления поверхностной влаги и повторно взвешивался. После весового определения величины изменения массы столбиков образцы помещались в эксикатор в воздушной среде и оставались в покое, визуальный осмотр образцов проводился через 24 часа. Фото внешнего вида исходного образца и глинистого столбика, сохранившего свою первоначальную форму после 4-х часов выдержки в 3 %-ном растворе хлористого калия (KCl) приведено на рисунке 1.

В дальнейшем 3 %-ный раствор KCl использовался в качестве контрольного теста сравнительных испытаний ингибирующих свойств водных растворов ингибиторов различного типа и концентраций, РВО, РУО и ТЖ. При низких ингибирующих свойствах испытываемых растворов эталонные образцы глинистых столбиков разрушались с потерей формы и внешнего вида (боковой поверхности). При удовлетворительных значениях ингибирующих свойств растворов форма столбиков сохранялась, однако после высыхания на воздухе в ряде случаев на поверхности глинистых столбиков через 24 часа появлялись трещины, что визуально подтверждало низкий ингибирующий эффект. Отсутствие на поверхности эталонных глинистых образцов трещин и осыпаний, минимальные численные значения показателя $П_0$ (см/ч) указывали высокую ингибирующую способность исследуемых водных растворов различных ингибиторов глин, РВО, РУО и ТЖ [7, 9].

Сравнительная оценка минеральных ингибиторов глин

Сравнительная оценка водных растворов минеральных ингибиторов глин выполнена с целью определения их эффективности и выбора оптимальной концентрации для применения в РВО, РУО и ТЖ. Испытаниям по методике РД 39-2-813 подвергнуты водные растворы следующих минеральных ингибиторов: хлористого калия (KCl в диапазоне концентраций 0,5–10 % мас.), хлористого кальция ($CaCl_2$ при концентрациях 1,0–40 % мас.), нитрата кальция ($Ca(NO_3)_2$ 0,5–50 % мас.), алюмокалиевых квасцов (АКК 1,0–10 % мас.), а также водных растворов органо-минеральных ингибиторов глин: формиата натрия (HCOONa, Форм. Na 1,0–10 % мас.) и лимоннокислого калия (Цитрата К 1,0–10 % мас.). Результаты испытаний (среднее значение двух параллельных измерений на двух столбиках) вышеуказанных минеральных и органо-минеральных ингибиторов применяемых для приготовления и обработки ингибирующих РВО, РУО и ТЖ приведены на диаграммах зависимости $П_0$ (см/ч) от концентрации ингибиторов в водных растворах и в некоторых случаях на фото глинистых столбиков после тестирования (рис. 2–8).

Рисунок 2 – Эффективность ингибирующих свойств
по показателю $П_0$ (см/ч) водных растворов KCl при концентрациях 0,5–10 % мас.

Из диаграмм зависимости $П_0$ от концентрации KCl (ГОСТ 4568-95 ОАО «Уралкалий») в водном растворе следует (рис. 2), что эффективность ингибирования глин в наибольшей степени возрастает с увеличением концентрации KCl в диапазоне от 0,5 % до 3,0 % и далее стабилизируется на уровне 0,62–0,68 см/ч. В дальнейшем для сравнительных испытаний при каждом тестировании различных ингибиторов нами выбран 3 %-ный раствор KCl, который при лабораторном тестировании в условиях комнатных температур 18–24 °С обеспечивает стабильные значения на уровне показателя $П_0$ = 0,87 ± 0,05 см/ч.

При строительстве и ремонте нефтегазовых скважин широко применяется хлористый кальций ($CaCl_2$) – кальциевая соль соляной кислоты. В бурении $CaCl_2$ используется, в основном, в виде раствора плотностью 1,35–1,40 г/см^3 для приготовления хлоркальциевого раствора РВО (содержание иона Ca^{2+} 3000–4000 мг/л), в качестве ингибитора гидратации и набухания глинистых пород; применяется в рецептурах растворов на углеводородной основе РУО, а также для приготовления ТЖ – жидкостей глушения при проведении ремонта на нефтяных и газовых скважинах. Механизм действия хлорида кальция связан с катионообменными процессами иона Ca^{2+} на ион Na^+ глины и значительным снижением ее гидрофильности. Водные растворы $CaCl_2$ замерзают при низких температурах (20 %-ый при –18,57 °С, 30 %-ый при –48 °С). На рисунке 3 приведены фото глинистых столбиков после 4-х часов выдержки в 5 % и 7,5 % растворах $CaCl_2$ (в сравнении с контрольными глинистыми столбиками после выдержки в 3 % растворе KCl), подтвердающих высокое ингибирующее действие растворов $CaCl_2$ с показателями $П_0$ = 1,67 – 1,75 см/ч с сохранением устойчивости внешней формы столбиков высококоллоидального глинистого минерала.

Рисунок 3 – Фото глинистых столбиков после 4 часов выдержки в 5 % и 7,5 %-ных растворах хлористого кальция ($CaCl_2$) и 3 % KCl (контрольного)

На рисунке 4 приведены диаграммы зависимости ингибирующих свойств по показателю $П_0$ от концентрации $CaCl_2$ в водных растворах в диапазоне концентраци от 1,0 до 40 % мас.

Рисунок 4 – Эффективность ингибирующих свойств по показателю $П_0$ (см/ч)
водных растворов хлористого кальция ($CaCl_2$) при концентрациях 1,0–40 % мас.

Перспективным в качестве ингибитора и утяжелителя РВО является применение азотного удобрения – нитрата кальция ($Ca(NO_3)_2$, селитры кальциевой), например, для приготовления высокоингибирующих утяжеленных безбаритовых биополимерных буровых растворов серии HBN BIO PRO [8]. Нитрат кальция представляет собой кристаллическую соль белого цвета, содержащую 13–15 % азота, плотностью 2,36 г/см3 с высокой гигроскопичностью и хорошей растворимостью в воде. Сравнительные испытания ингибирующих свойств водных растворов $Ca(NO_3)_2$ проведены с применением марки «Премиум» ТУ 2143-017-77381580-2012 ОАО «Завод минеральных удобрений Кирово-Чепецкого химического комбината АО «ОХК «УРАЛХИМ». Результаты испытаний ингибирующих свойств $Ca(NO_3)_2$ при концентрациях от 0,5 % до 50 % представлены на рисунке 5.

Рисунок 5 – Эффективность ингибирующих свойств по показателю $П_0$ (см/ч) водных растворов нитрата кальция ($Ca(NO_3)_2$) при концентрациях 0,5–50 % мас.

Эффективность ингибирующих свойств водных растворов алюмо-калиевых квасцов (АКК) в диапазоне концентраций от 1,0–10 % мас. применяемых для приготовления и обработки термосолестойких ингибирующих РВО представлена на рисунке 6.

Рисунок 6 – Эффективность ингибирующих свойств по показателю $П_0$ (см/ч) в соответствии РД для водных растворов алюмокалиевых квасцов (АКК) при концентрациях 1,0–10,0 % мас.

Оценка ингибирующих свойств органических ингибиторов глин

Диаграмма эффективности ингибирующих свойств формиата натрия (HCOONa – натрия муравьинокислого), применяемой при обработке ингибирующих РВО в Западной Сибири представлена на рисунке 7.

Данные эффективности ингибирующих свойств водных растворов органо-минерального ингибитора цитрата (лимоннокислого) калия (цитрата К) приведены на рисунке 8.

Зарубежный органический ингибитор глин аминного типа KLA-CURE (N, N-Бис [2-бис (карбоксиметил) амино] этил] аминоацетат калия, США) эффективно подавляет процессы гидратации глин и глинистых сланцев, предотвращает дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама, помогает снизить сальникообразование на элементах КНБК и зашламование долота. Рекомендуемая концентрация KLA-CURE в РВО от 1,1 % до 2,3 % (11 до 23 кг/м^3). Сравнительная эффективность ингибитора глин KLA-CURE приведена на рисунке 9.

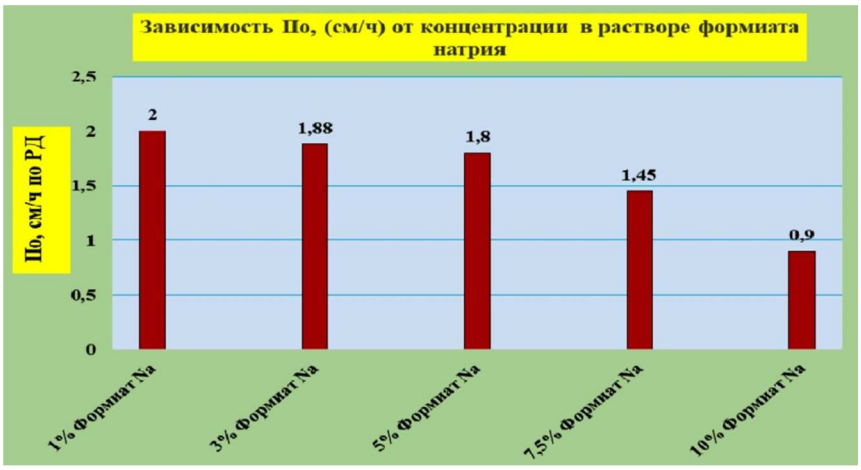

Рисунок 7 – Эффективность ингибирующих свойств по $П_0$ (см/ч) водных растворов формиата натрия (HCOONa) при концентрациях 1,0–10,0 % мас.

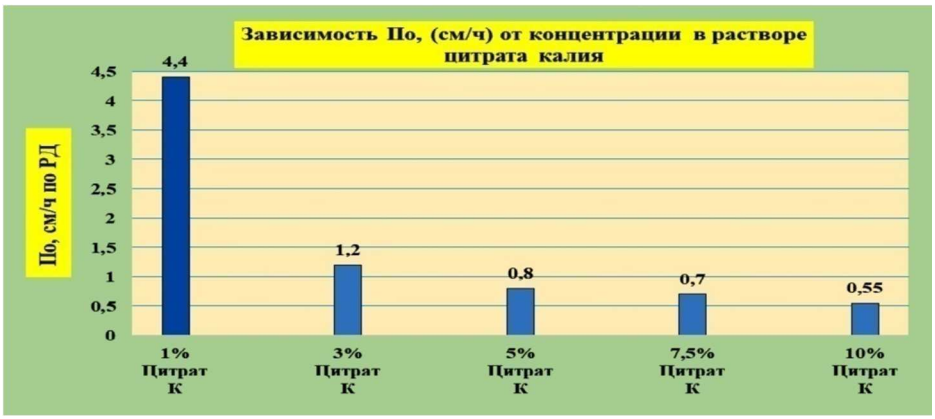

Рисунок 8 – Эффективность ингибирующих свойств по По (см/ч) водных растворов цитрата калия (1,0–10 %)

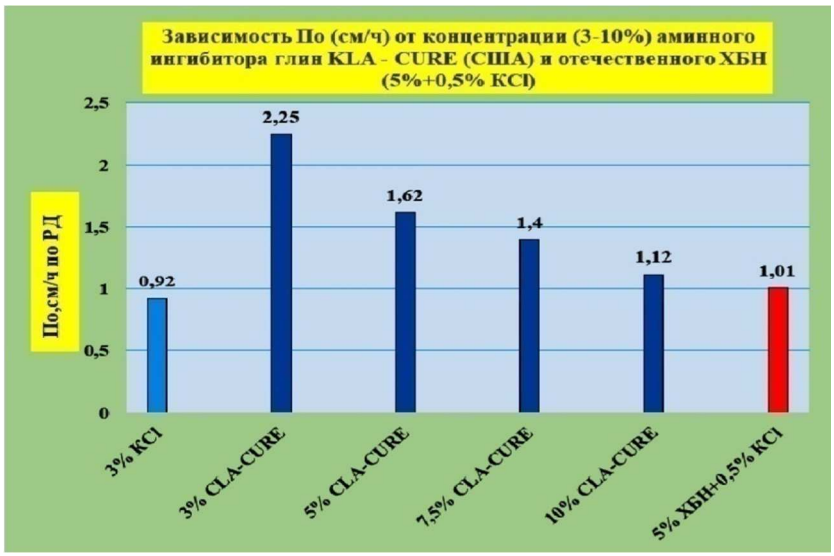

Рисунок 9 – Эффективность ингибирующих свойств водных растворов импортного органического полиаминного ингибитора глин марки KLA-CURE (США) при концентрациях 3–10 % мас.

Проведены сравнительные испытания отечественных катионных органических ингибиторов аминного типа – имидазолинов производства ПО «Алтайский Химпром». Имидазолины синтезируют на основе натуральных масел и аминов. Молекулы имидазолинов являются катионными ПАВ, образуют тонкую пленку на поверхности металла, при этом замедляется скорость коррозии.

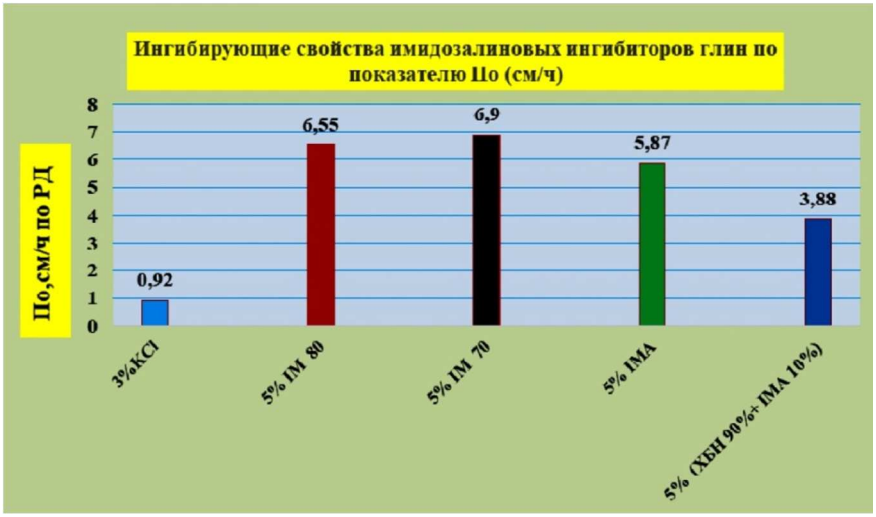

Рисунок 10 – Эффективность ингибирующих свойств 5 % водных растворов катионных органических имидозалинов марок IM 80, IM 70 и IMA по показателю $П_0$ (см/ч)

Испытаниям подвергнуты водорастворимые аддукты имидазолиновой основы: образец IM 80 с аминным числом (А.ч. = 80), образец IM 70 (А.ч. = 118), а также образец маслорастворимого имидазолинового аддукта IMA (А.ч. = 180) производства ПО «Алтайский Химпром». Результаты сравнительных испытаний имидазолинов при 5 %-ной концентрации показали (рис. 10), что аддукты на основе исследованных имидазолинов имеют относительно небольшой ингибирующий эффект по показателю $П_0$ (см/ч), с вероятным механизмом ингибирования глин за счет поверхностного экранирования катионным ПАВ. Установлено, что сочетание 90 % органического ингибитора ХБН с 10 % имидазолина марки IMA обеспечивает снижение $П_0$ до 3,88 см/ч, т.е. на 34 % по сравнению IMA.

Другой органический ингибитор глин катионного типа – холин хлорид (ХХ), представляет собой органическое аммонийное соединение с химической формулой: $C_5H_{14}NOCl$ (2-Гидроксиэтил) триметиламмония хлорид. Область применения холин хлорида в нефтегазодобывающей промышленности в качестве ингибитора глин – заменителя хлористого калия и смазывающего компонента бурового раствора. Результаты испытаний эффективности жидкого (70 %) органического ингибитора катионного типа марки холин хлорид (ХХ) зарубежного производства (Китай) приведены на рисунке 11.

Рисунок 11 – Эффективность ингибирующих свойств 3,5 % водных растворов органического ингибитора холин хлорида (ХХ) по показателю По (см/ч)

Из представленных данных сравнительных испытаний следует, что органический ингибитор глин ХХ по ингибирующему показателю $П_0$ = 1,54 см/ч уступает в 1,5 раза при 3 %-ной концентрации минерального ингибитора KCl ($П_0$ = 0,84 см/ч) и обеспечивает улучшение ингибирующих свойств раствора в системе 80 % мас. ингибирующей смазочной добавки ФК Плюс + 20 % мас. ингибитора ХХ до

величины $П_0$ = 1,02 см/ч. Применение композиции органического ингибитора ХБН (80 % мас.) и ХХ (20 % мас.) не приводит к повышению ингибирующих показателей в сравнении с исходным 5 % раствором органического ингибитора ХХ.

Для приготовления ингибирующих РВО в последнее время также нашли применение полимерные ингибиторы катионного и амфотернового типа. Сравнительному анализу по методике РД 39-2-813 подвергнуты импортные органические ингибиторы глин: катионный ингибитор глин BETA CAT 80 и амфотерный ингибитор глин BETA SHI A (Франция). Рекомендованный проспектом диапазон применения указанных органических полимерных ингибиторов в составах ингибирующих РВО составляет 1–3 % мас. (10–30 кг/м^3). Установлено, что эффективность ингибирующих свойств водных растворов импортных органических ингибиторов катионного типа BETA CAT 80 и амфотерного типа BETA SHI A при концентрациях 1–3 % мас. по показателю $П_0$ составляет от 2,74 до 5,27 см/ч.

Из диаграмм, представленных на рисунке 12, следует, что катионные и амфотерные органические ингибиторы глин в рекомендуемом диапазоне концентраций применения обеспечивают ингибирование глин в 3–5 раз менее эффективно по отношению к эффективности водного 3 %-ного раствора KCl ($П_0$ = 0,87 ± 0,05 см/ч).

При введении в водный раствор совместно органического и минерального ингибиторов эффективность ингибирующих свойств по отношению к глинистым минералам увеличивается с положительным синергетическим эффектом сочетания ионного и поверхностно-сорбционного механизма ингибирования глин.

Выполненными исследованиями подтверждено, что величина показателя ингибирующих свойств для таких систем резко снижается, например, зарубежных органических ингибиторов BETA CAT 80 и BETA SHI A BETA в сочетании с 1 % KCl. В исследованном диапазоне концентраций индивидуальные органические ингибиторы BETA CAT 80 и BETA SHI A при исходных значениях показателя $П_0$ = 4,40 см/ч и 5,27 см/ч соответственно в сочетании с 1 % KCl снижали показатели до уровня $П_0$ = 1,38 – 1,56 см/ч (рис. 12).

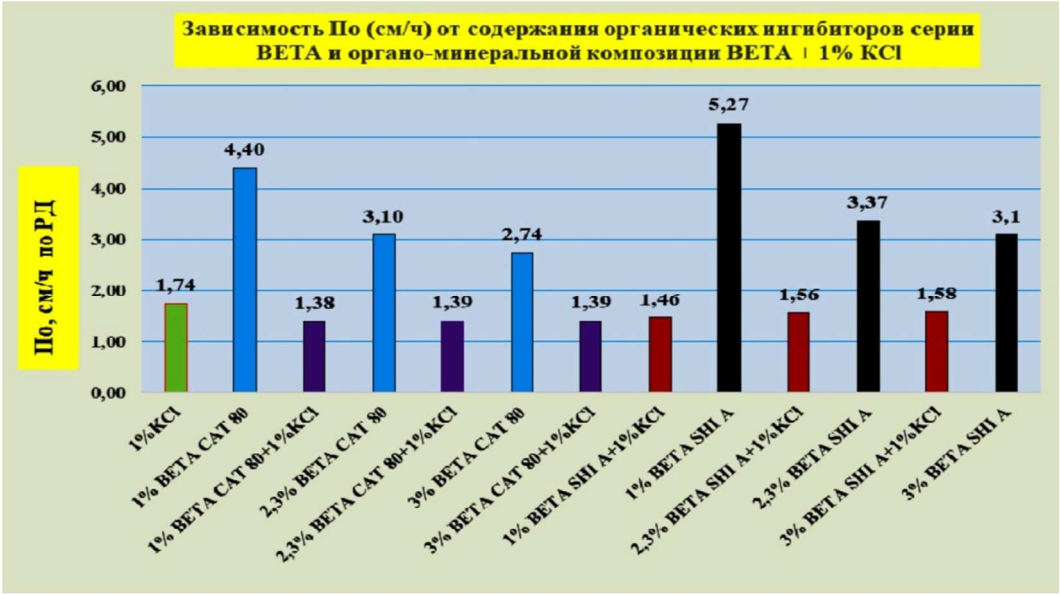

Рисунок 12 – Эффективность ингибирующих свойств водных растворов импортных органических ингибиторов катионного типа BETA CAT 80 и амфотерного типа BETA SHI A при концентрациях 1–3 % мас. в сочетании с 1 % мас. KCl

Отечественные органические ингибиторы глин серии ХБН предназначены для всех типов РВО при бурении глинистых отложений с целью предотвращения диспергирования глин и кавернообразования, являются противосальниковыми добавками, интенсификаторами бурения, понизителями коллоидной фазы бурового раствора. Промысловыми данными подтверждено, что органические ингибиторы серии ХБН снижают наработку бурового раствора при бурении высококоллоидальных глинистых отложений, уменьшают величину МВТ раствора. Оптимальные добавки органических ингибиторов серии ХБН при бурении ствола скважины варьируют в пределах 2,0–5,0 % от объема бурового раствора в зависимости от глиноемкости разбуриваемого горизонта и плотности раствора [3, 6].

Сравнительные испытания органического ингибитора глин серии ХБН отечественного производства ООО «НПО «Химбурнефть», выпускаемого по ТУ 2458-001-49472578-04, в широком диапазоне концен-

траций 2,5–10,0 % мас. индивидуального применения и в сочетании с минеральным ингибитором KCl (0,5 % мас.), показали, что как индивидуально органический ингибитор ХБН, так и в сочетании с минимальным количеством минерального ингибитора (0,5 % мас.) хлорида калия обеспечивает по показателю $П_0$ (см/ч) высокую эффективность ингибирования глин на уровне $П_0$ = 0,76 – 1,2 см/ч (рис. 13) с положительным синергетическим эффектом органо-минерального ингибирования глин.

Рисунок 13 – Эффективность ингибирующих свойств водных растворов индивидуального органического ингибитора ХБН при концентрациях 2,5–10 % мас. и органо-минерального ингибирования глин сочетанием ХБН + 0,5 % KCl

Органическое ингибирование асфальтенами

При бурении нефтегазовых скважин с целью ингибирования глинистых минералов и стабилизациии стенок скважин в неустойчивых геологических отложениях в настоящее время применяются органические ингибиторы для обработки буровых растворов на основе асфальтенов. Асфальтены представляют собой высокомолекулярные битуминозные компоненты нефти, которые по внешнему виду являются твёрдыми хрупкими веществами чёрного или бурого цвета плотностью около 1,1 г/см^3 и среднечисленной молекулярной массой 1000–5000 у.е. В промысловой практике обычно применяют продукты переработки асфальтенов – водорастворимые сульфированные битумы и их модификации. Для ингибирования глин и стабилизации стенок скважины также нашли применение природные углеводородные соединения по структуре близкие к нефтяным асфальтенам – асфальтиты или гильсониты. Гильсониты и сульфированные битумы при введении в РВО и РУО стабилизируют пласты глинистых сланцев, блокируют трещины ствола скважины, предотвращают осыпи и обвалы стенок скважин, а также набухание глинистых сланцев, снижают показатель фильтрации бурового раствора при высоких температурах и давлениях, улучшают смазывающие свойства бурового раствора. Сульфированный асфальт является сульфонатом натрия нефтяного битума и предлагается в качестве технологической добавки к РВО с целью эффективного подавления процессов гидратации и набухания глин и глинистых сланцев. Порошкообразный сульфированный асфальт рекомендуется вводить в концентрации 10–40 кг/м^3 через гидроворонку непосредственно в буровой раствор; также оправдан ввод в предгидратированном состоянии, в виде 40 % щелочного раствора, что обеспечивает более плавное регулирование структурно-реологических и фильтрационных параметров бурового раствора. На практике подтверждены высокие эффективности сульфированных асфальтов в концентрации 10–20 % для пресных и 12,6–20 % для минерализованных утяжеленных буровых растворов. Важным аспектом в применении сульфированных асфальтов в практике бурения, является длительная стабилизация всех параметров бурового раствора, а также большая стойкость к пластовой агрессии.

Зарубежными представителями порошкообразных асфальтенов являются продукты на основе сульфированного асфальта марок: SOLTEX и SULFATROL (США), SULFASIL (Китай). Отечественные компании предлагают асфальтеновые продукты марок: Сульфированный асфальт ЛФ, Асфасол и другие.

Модифицированные полиалкиленгликолями гильсонитовые продукты предлагаются в жидкой товарной форме в качестве профилактических добавок кольматирующего и противоприхватного действия для обработки РВО и РУО. Типичными представителями таких гильсонитовых добавок являются BORESTAB BF, HYBSTAR PLUS (США). Ингибирующая эффективность 5 %-ных водных дисперсий этих продуктов относительно не высокая (рис. 14) и составляет по показателю $П_0$ = 1,25 – 3,42 см/ч.

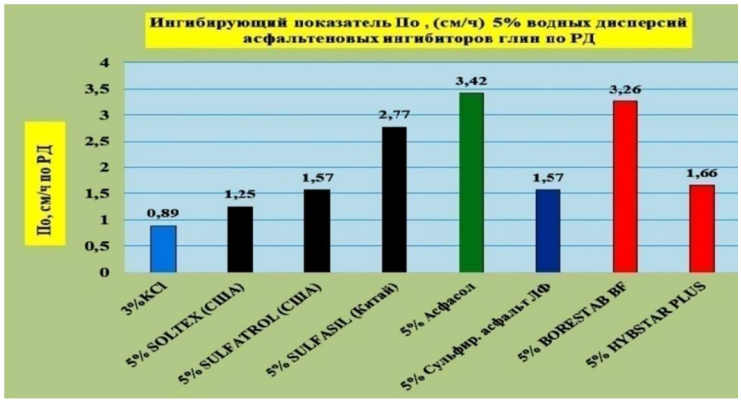

Рисунок 14 – Эффективность ингибирующих свойств водных дисперсий зарубежных и отечественных асфальтеновых ингибиторов при 5 %-ной концентрации

Сравнительная оценка и применение ингибирующих РВО и РУО

Применение хлоркалиевых биополимерных РВО, содержащих 2,0–5,0 % органического ингибитора глин марки ХБН, при строительстве горизонтальных скважин и при бурении боковых стволов в Западной Сибири обеспечило снижение величины МВТ раствора, исключение сальникообразования, повышение механической скорости бурения. Установлено, что при первичном вскрытии продуктивных коллекторов наиболее эффективно применение биополимерных РВО обработанных органическим ингибитором ХБН совместно с неорганическим ингибитором KCl в синергетическом соотношении 3,0 – 5,0 % ХБН + 0,5 – 1,0 % KCl для ингибирования глинистых пропластков и сохранения коллекторских свойств нефтегазового пласта [3, 6].

Для бурения нефтегазовых скважин на Кубани и республики Крым в настоящее время широко применяются: ингибирующие полимер-глинистые лигносульфонатные утяжеленные буровые растворы (БР скв. 7 Западно-Морозовского месторождения), биополимерные утяжеленные буровые растворы на водной (РВО) различной плотности, утяжеленные эмульсионные буровые растворы на углеводородной основе (ЭРУО) (скв. 510 Абино-Украинского месторождения), калий хлор биополимерные буровые растворы (скважина № 9 Поворотного месторождения республики Крым).

Сравнительным испытаниям по РД 39-2-813 Приложение 8 РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов» подвергнуты реальные буровые растворы: калий хлор биополимерный буровой раствор плотностью 1,70 г/см^3 под первую техколонну (БР № 1), калий хлор биополимерный буровой раствор плотностью 1,90 г/см^3 под вторую техколонну (БР № 2) скважины № 9 Поворотная и эмульсионный утяжеленный буровой раствор на углеводородной основе (ЭРУО) плотностью 1,90 г/см^3 для вскрытия продуктивных пластов скв. 510 Абино-Украинская, применяемые буровой сервисной компанией ООО «Сервис Пром Комплектация» (ООО «СПК»). Установлено, что реальные утяжеленные РВО и ЭРУО измеренные в соответствии с методикой РД по показателю $П_0$ имеют следующие значения: БР № 1 $П_0$ = 0,77 см/ч, БР № 2 $П_0$ = 0,68 см/ч и ЭРУО $П_0$ = 0,01 см/ч. Диаграммы показателей ингибирующих свойств по величине $П_0$ (см/ч) различных систем буровых растворов приведены на рисунке 15.

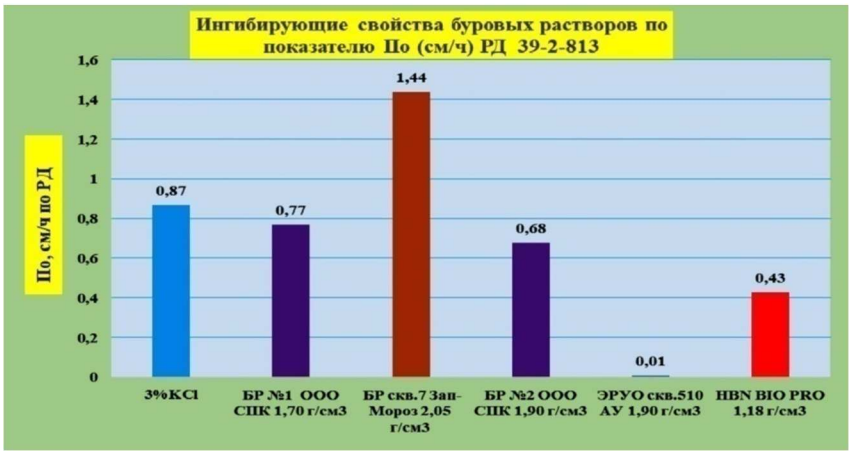

Рисунок 15 – Диаграммы ингибирующих свойств по показателю По (см/ч) РВО: скв. 7 Западно-Морозовского месторождения, скв. 9 Поворотного месторождения БР № 1, БР № 2; скв. 510 Абино-Украинского месторождения ЭРУО, HBN BIO PRO, 3 %-ного водного раствора KCl (контрольный тест)

Выводы

1. Приведены сравнительные данные по ингибирующим относительно глин свойствам водных растворов и дисперсий индивидуальных минеральных, органо-минеральных и органических ингибиторов и их композиций для приготовления РВО, РУО и ТЖ при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин.

2. В качестве показателя ингибирующих свойств водных растворов ингибиторов и буровых растворов использован показатель $П_о$ (см/ч) по РД 39-2-813, РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов».

3. На основании сравнительных данных, выполненных по РД исследований определены оптимальные концентрации минеральных, органо-минеральных, органических и их композиции для приготовления ингибирующих РВО, РУО.

4. Приведены результаты применения различных ингибиторов глин в рецептурах ингибирующих РВО, РУО.

5. Совершенствование экспресс-метода и полное методическое обеспечение контроля ингибирующей эффективности по показателю увлажняющей способности $П_0$ (см/ч) обеспечивает возможность экспертной оценки технико-экономической и промыслово-геофизической эффективности новых ингибирующих реагентов, РВО, РУО и ТЖ на их основе.

Литература:

1. Пеньков А.И., Пенжоян А.А., Кошелев В.Н. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов // А.С. №1222670 А, Бюл. № 13, 07.04.86.

2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при из строительстве и эксплуатации: справ. пособие. В 6-ти т. – М. : Недра, 2000. – Т. 1. – С. 168–209.

3. Сравнительные испытания органических ингибиторов глин / О.А. Маслова [и др.] // НТЖ «Бурение и нефть». – 2010. – № 10. – С.30–32.

4. Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов // РД 39-2-813. В сб. Методика контроля параметров буровых растворов РД 39-00147001-773-2004. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2004.

5. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ / Е.В. Егорова [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 4. – С. 45–48.

6. Дубов И.И., Мотошин Ю.А., Мойса Ю.Н. Результаты промыслового применения органического ингибитора глин ХБН при бурении боковых стволов в неустойчивых отложениях // НТЖ Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 35.

7. Экспресс-метод оценки ингибиторов глин / Д.Ю. Иванов [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 108–112.

8. Мойса Ю.Н., Шишкин А.В., Макаров А.Н. Высокоингибирующие биополимерные буровые растворы серии HBN BIO PRO для бурения в сложных горно-геологических условиях // НТЖ Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 11. – С. 44–48.

9. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Издательский дом Недра», 2019. – С. 90–91.

References:

1. Penkov A.I., Penzhoyan A.A., Koshelev V.N. Method of evaluation of inhibiting properties of drilling fluids // A.C. № 1222670 A, Bulletin № 13, 07.04.86.

2. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Theory and Practice of Well Intervention and Repair Works in Building and Exploitation: Handbook. In 6-volumes. – M. : Nedra, 2000. – Vol. 1. – P. 168–209.

3. Comparative tests of organic clay inhibitors / O.A. Maslova [et al.] // STJ «Drilling and Oil». – 2010. – № 10. – P. 30–32.

4. Procedure of Estimation of Inhibiting Properties of Drilling Muds// RD 39-2-813. In the Collection: Methodology of Drilling Mud Parameter Control RD 39-00147001-773-2004. – Krasnodar : NPO Burenie OAO, 2004.

5. Application of inhibiting chemical reagents for drilling clay deposits of Astrakhanskiy GKM / E.V. Egorova [et al.] // Bulletin of Association of drilling contractors. – 2009. – № 4. – P. 45–48.

6. Dubov I.I., Motoshin Y.A., Moisa Y.N. Results of field application of organic clay inhibitor CBN when drilling sidetracks in unstable sediments // NTZh Neftyanoye osobstvo. – 2011. – № 2. – P. 35.

7. Express-method of clay inhibitor estimation / D.Y. Ivanov [et al.] // Gas Industry. – 2014. – № 5. – P. 108–112.

8. Mojsa Y.N., Shishkin A.V., Makarov A.N. Highly inhibitory biopolymer drilling muds series HBN BIO PRO for drilling in complex mining and geological conditions // NTJ Oil. Gas. novation. – 2017. – № 11. – P. 44–48.

9. Koshelev V.N. Flushing of oil and gas wells. – M. : LLC «Publishing House Nedra», 2019. – P. 90–91.