УДК 622.24.063.2

# ИНГИБИРОВАНИЕ ГЛИН АМИНОСОДЕРЖАЩИМИ ДОБАВКАМИ

# INHIBITION OF CLAYS BY AMINO-CONTAINING ADDITIVES

**Яремко А.В.**
директор ТОО «Азия Петро Сервис»

**Мойса Ю.Н.**
кандидат химических наук,
директор ООО «НПО «Химбурнефть»

**Аннотация.** Исследованы аминосодержащие добавки для приготовления ингибированных буровых растворов на водной основе (РВО). Рассмотрен ряд органических добавок РВО катионных ингибиторов глин KLA-CURE и холин хлорида, олигомерных катионного и амфотернового типа BETA CAT 80 и BETA SHI A, катионного ингибитора глин MAX HIB и неионогенного ингибитора глин марки ХБН по показателю По (см/ч) в соответствии РД 39-00147001-773-2004.

**Ключевые слова:** аминосодержащие ингибирующие добавки, катионные и амфотерные ингибиторы глин, буровые растворы, концентрация, показатель ингибирующей способности.

**Yaremko A.V.**
Director of «Asia Petro Service» LLP

**Moisa Yu.N.**
Candidate of Chemical Sciences,
Director of «NPO «Himburneft» LLC

**Annotation.** Amino-containing additives for the preparation of water-based inhibited drilling fluids (RVO) have been studied. A number of organic additives of RVO cationic clay inhibitors KLA-CURE and choline chloride, oligomeric cationic and amphoteric type BETA CAT 80 and BETA SHI A, cationic clay inhibitor MAX HIB and nonionic clay inhibitor brand HBN in terms of Po (cm/hr) in accordance with RD 39-00147001-773-2004 are considered.

**Keywords:** amino-containing inhibitory additives, cationic and amphoteric clay inhibitors, drilling fluids, concentration, index of inhibitory ability.

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 долота. Рекомендуемая концентрация KLA-CURE от 1,1 % до 2,3 % (11 до 23 кг/м$^3$) в буровых растворах на водной основе (РВО). Концентрационная зависимость ингибирующих свойств водных растворов катионного ингибитора глин KLA-CURE приведена на диаграммах рисунке 1.

За рубежом для приготовления ингибирующих РВО также нашли применение олигомерные (полимерные) ингибиторы катионного и амфотернового типа. Сравнительному анализу подвергнуты импортные органические ингибиторы глин: катионный ингибитор глин BETA CAT 80 и амфотерный ингибитор глин BETA SHI A (Франция). Из диаграмм, представленных на рисунке 2 следует, что катионные и амфотерные органические ингибиторы глин в рекомендуемом диапазоне концентраций применения обеспечивают ингибирование глин менее эффективно (По = 3,10–5,27 см/ч) по отношению к 1 % – ному водному раствору KCl (По = 1,74 см/ч) при рекомендованных 1,0–2,3 % мас. (10–30 кг/м$^3$).

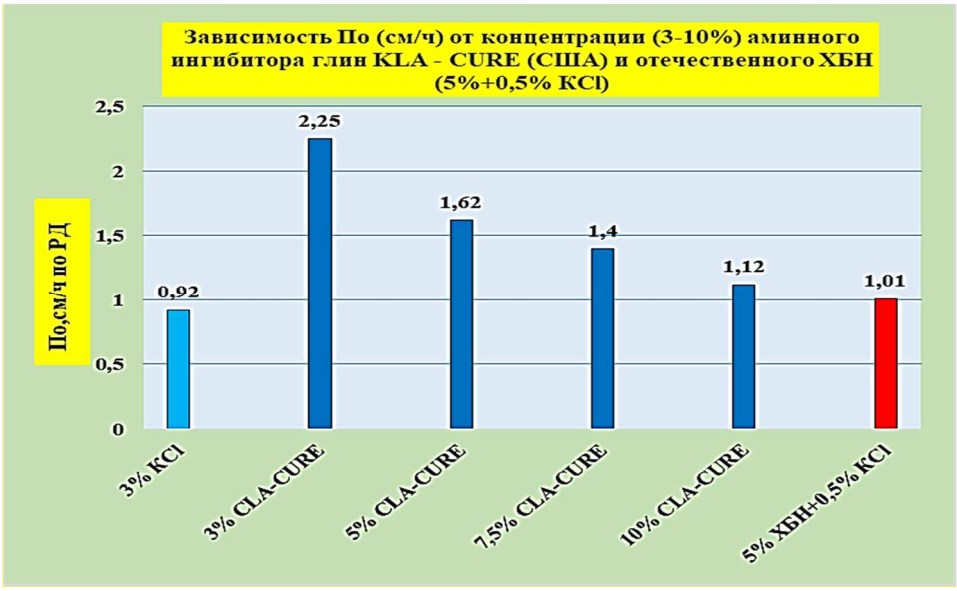


**Рисунок 1** – Эффективность ингибирующих свойств водных растворов органического полиаминного ингибитора глин марки KLA-CURE (США) при концентрациях 3,0–10,0 %

При введении в водный раствор совместно органического и минерального ингибиторов эффективность ингибирующих свойств по отношению к глинистым минералам увеличивается с положительным синергетическим эффектом ингибирования глин. Исследованиями установлено, что величина показателя ингибирующих свойств для таких систем резко улучшаются, например, зарубежных олигомерных ингибиторов катионного типа BETA CAT 80 и амфотерного типа BETA SHI A в сочетании с 1 % водным раствором KCl снижали ингибирующие свойства до уровня По = 1,38 – 1,56 см/ч (рис. 2).

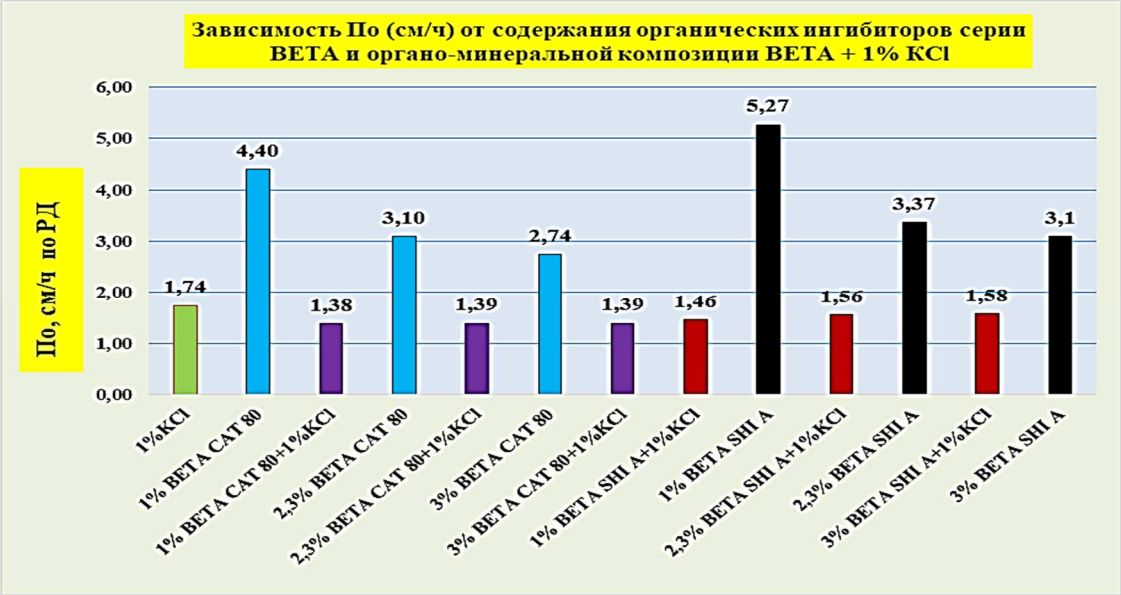


**Рисунок 2** – Эффективность ингибирующих свойств водных растворов ингибиторов катионного типа BETA CAT 80 и амфотерного типа BETA SHI A при концентрациях 1–3 % мас. индивидуально и в сочетании с 1 % KCl

Другой зарубежный органический ингибитор глин катионного типа – холин хлорид (XX), представляет собой аммонийное соединение с химической формулой: $C_5H1_4NOCl$ (2-гидроксиэтил) триметиламмония хлорид (Китай). Рекомендуемая область применения холин хлорида в нефтегазодобывающей промышленности в качестве заменителя минерального ингибитора - хлористого калия и смазывающего компонента бурового раствора. Результаты испытаний эффективности жидкого (70 %) органического ингибитора катионного типа марки холин хлорид (XX, производства Китай) приведены на рисунке 3.

**Рисунок 3** – Эффективность ингибирующих свойств 3 и 5 % водных растворов органического ингибитора холин хлорида (XX) по показателю По (см/ч)

Из представленных данных сравнительных испытаний следует, что катионный ингибитор глин ХХ при 3,0 % мас. концентрации по показателю По = 1,54 см/ч уступает минеральному ингибитору KCl с показателем По = 0,84 см/ч.

В Республике Казахстан разработан органический ингибитор гидратации глин катионного типа на основе PolyDADMAC марки MAX HIB (СТ ТОО 040940009062-001-2023 ТОО «Азия Петро Сервис») для всех типов РВО с целью предотвращения диспергирования глин и кавернообразования при бурении глинистых отложений. Катионный ингибитор MAX HIB при концентрациях от 0,25 до 4,5 % об. рекомендуется для повышения ингибирующих свойств, снижения МВТ и уменьшения наработки раствора. Ингибитор глинистых минералов марки MAX HIB совместим со всеми типами растворов на водной основе, повышает время устойчивости ствола скважины более чем в 2 раза, повышает механическую скорость бурения до 25 %, улучшает фильтрационные и реологические параметры бурового раствора, сокращает время строительства скважин, не опасен для окружающей среды. Органический ингибитор MAX HIB успешно применен в опытно-промышленных условиях применения рецептуре полимеркатионного бурового раствора POLYCAT на Узеньском месторождении Республики Казахстан [1].

При лабораторном тестировании органического ингибитора MAX HIB в соответствии с РД 39-00147001-773-2004 установлено, что при 5 % концентрации катионного ингибитора MAX HIB в дистиллированной воде показатель ингибирующих свойств По составляет 1,98 см/ч и соответствует высокому уровню ингибирования высококоллоидальных глин. Фото тестируемых столбиков после 4-х часов выдержки в ингибирующих растворах приведено на рисунке 4.

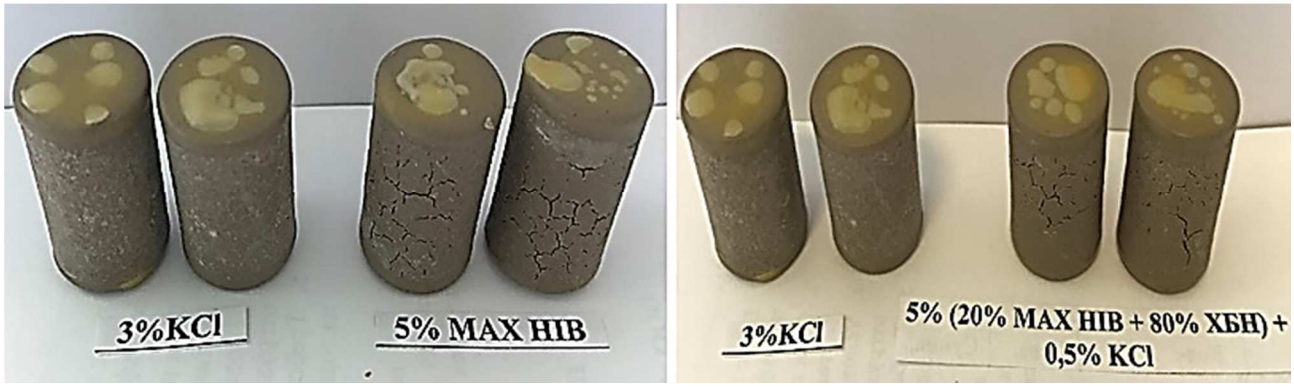


**Рисунок 4** – Фото стандартных глинистых столбиков после 4-х часов выдержки в 5 % растворах органического катионного ингибитора MAX HIB (По = 1,98 см/ч, Ктр = 0,285 ) и 5 % композиции ингибиторов при соотношении 20 % MAX HIB + 80 % ХБН и 0,5 % KCl (По = 2,04 см/ч, Ктр = 0,12)

Представленные на рис.5данные по краевым углам смачивания измеренные методом «лежачей капли» на приборе DSA 25 (KRUSS GmbH, Германия) для 5 % -ных растворов катионного ингибитора MAX HIB (I, 34 градуса) и ингибирующей композиции 90 % ХБН + 10 % MAX HIB (II, 14,9 градусов) после 2 минут растекания на границе «кварцевое стекло – жидкость – воздух» указывают на различную адгезионную эффективность растворов по отношению к твердой кварцевой поверхности.

**Рисунок 5** – Краевые углы смачивания методом «лежачей капли» 5 % MAX HIB в дистиллированной воде на границе «кварцевое стекло – жидкость – воздух» (I) и 5 % ингибирующей композиции 90 % ХБН + 10 % MAX HIB (II) после 2 минут растекания на поверхности кварцевого стекла измеренные на приборе DSA 25 (KRUSS)

При измерении величины межфазного поверхностного натяжения на границе с углеводородом (керосином) измеренные методом «висячей капли» на приборе DSA 25 установлено кратное снижение межфазного поверхностного натяжения до 1,72–2,13 мН/м для 5 %-ной композиции 90 % ХБН + 10 % MAX HIB по сравнению с 5 % водным раствором индивидуального катионного ингибитора MAX HIB.

Диаграммы ингибирующих и смазочных свойств 5 %-ных водных дисперсий индивидуальных и 5 %-ных водных композиций органических ингибиторов МАХ НІВ и ХБН и органо-минеральных в сочетании 0,5 % KCl приведены на рисунке 6.

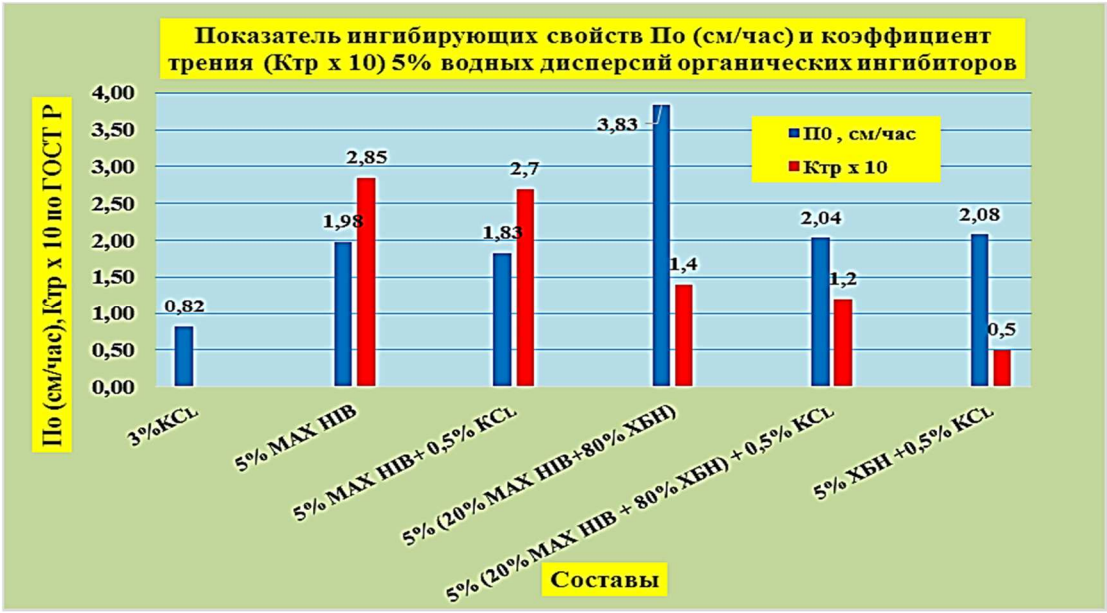


**Рисунок 6** – Эффективность ингибирующих ( По, см/ч)
и смазочных ( Ктр) свойств водных растворов МАХ НІВ в сочетании с ХБН и 0,5% KCl

Водный раствор 5 % композиции 20 % МАХ НІВ + 80 % ХБН в сочетании с 0,5 % KCl обеспечил одновременно низкий показатель По = 2,04 см/ч и улучшенные в 2 раза смазочные свойства. Композиция органических ингибиторов 20 % МАХ НІВ и 80 % ХБН + 0,5 % KCl при минимальном расходе катионного сополимера МАХ НІВ обеспечивает высокий ингибирующий эффект и кратно улучшает смазочные свойства растворов.

Приведенные данные позволяют рекомендовать для практического применения в качестве ингибитора глинистых минералов катионный ингибитор МАХ НІВ при 5 %-ных концентрациях жидкого товарного продукта как индивидуально, так и в сочетании с органическим ингибитором марки ХБН в композиции при соотношениях 1:9 или 2:8, обеспечивающих улучшенные ингибирующие, смазочные и поверхностно-активные свойства РВО особенно при вскрытии продуктивных пластов.

**Список литературы:**

1. Полимеркатионные буровые растворы для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / А.В. Яремко [и др.] // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2024. – Т. 6. – № 4. – С. 87–97.

**List of references:**

1. Polymercationic drilling fluids for well construction in complex mining and geological conditions / A.V. Yaremko [et al.] // Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan. – 2024. – Vol. 6. – № 4. – P. 87–97.