

ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ КОМПЛЕКСНО ИНГИБИРОВАННОЙ ДОБАВКИ «КАИР» и «КАИР-Т» НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛОЩАДЯХ ТУРКМЕНИСТАНА

Деряев А.Р.

*Деряев Аннагулы Реджепович - кандидат технических наук, научный сотрудник,
Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз»,
г. Ашгабат, Туркменистан*

Аннотация: при использовании систем КАИР и КАИР-Т (термостабилизированный) на нефтегазовых площадях Туркменистана, в разрезах, содержащих глинистые породы прекратились сужение ствола скважины, обвалы и прихваты бурильного инструмента.

Ключевые слова: ингибитор, обвал, кавернообразование, термостабилизатор, пластическая вязкость, водоотдача, хемосорбция.

FIELD TESTING OF COMPLEX INHIBITION ADDITIVE "CAIRO" and "CAIRO-T" IN THE OIL AND GAS AREAS OF TURKMENISTAN

Deryaev A.R.

*Deryaev Annaguly Redzhepovich - Candidate of Technical Sciences, Researcher,
SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF NATURAL GAS OF THE STATE CONCERN "TURKMENGAZ",
ASHGABAT, TURKMENISTAN*

Abstract: when using the KAIR and KAIR-T (thermostabilized) systems in the oil and gas fields of Turkmenistan, in sections containing clayey rocks, the narrowing of the wellbore, collapses and sticking of the drilling tool stopped.

Keywords: inhibitor, collapse, cavern formation, thermal stabilizer, plastic viscosity, fluid loss, chemisorption.

Способность глинистых пород к спонтанному диспергированию и набуханию осложняет весь процесс бурения скважин. Ингибированные растворы используются там, где применение обычных глинистых растворов вызывает осложнения при бурении скважин. Осложнения выражаются в виде осыпей и обвалов, сужения стволов скважины, кавернообразования, вызванных набуханием глинистых пород и переходом их в раствор. Глинистый шлам подвергается пептизации и диспергации, что приводит к загущению раствора и ухудшению его параметров [1].

В качестве профилактического средства в этих условиях используются ингибирующие добавки в растворе с применением соли NaCl, KCl, CaCl₂, CaSO₄, силикаты, мыла жирных кислот, известь и т.д. Однако, при их использовании эффект ингибирования ниже, так как ингибиторы нейтрализуют, как правило, лишь один из двух лиофильных участков мозаичной поверхности глинистых частиц: либо по плоскостям – отрицательно заряженные участки, либо по положительно заряженным граням и изломам. Поскольку глины дифильны и жёстко амфотерных, одностороннее ингибирование будет гораздо менее эффективно, чем многостороннее ингибирование [2, 3].

Разработанные ингибированные добавки КАИР и КАИР-Т предотвращают гидратацию набухание и дезинтеграцию глинистых пород.

КАИР – обеспечивает многостороннее ингибирование глинистых частиц за счёт гидролизатов портландцемента и хлористого калия, содержащие одновременно катионные и анионные формы минеральных ингибиторов, усиленных ингибирующим действием ионов калия, способных проникать в межплоскостное пространство глин, и гидрофобизирующим действием комбинированных ПАВ основанном на хемосорбции их на гидрофильных и гидрофобных обнажённых глинистых частицах. Кроме того, комплексное ПАВ в лигносульфонатных растворах полностью дегазирует пену и предотвращает её образование.

КАИР-Т (термостабилизированный) является одним из гомологов общей добавки ингибированных кальциево-калиевых растворов КАИР. КАИР-Т отличается от КАИР большим уровнем ингибирования и большим диапазоном температур. Достигаются эти преимущества за счёт перевода в водорастворимое состояние присутствующих в портландцементе кальциевых и в хлористом калие-калиевых соединений в виде монохромата кальция и калия.

Растворимость этого соединения на два порядка выше растворимости извести и составляет 16%. За счёт повышенной растворимости и последующего перевода кальций и калий – хроматов в смешанные соли лигносульфоната содержание водорастворённых Ca⁺² и K⁺ ингибиторов в фильтрах КАИР-Т составляет Ca⁺²–900–1500 мг/л и K⁺–1000–2000 мг/л, против известковых 400–600 мг/л системах буровых растворов. Поэтому в системе ингибированной добавки КАИР положительный эффект ингибирования проявляется до температуры +70 °С, а в КАИР–Т за счёт применения хроматов положительный эффект ингибирования проявляется уже при температуре +30 °С, а не при температуре +70°С и выше, что обычно имеет место в других типах растворов, где хроматы применяются только в качестве термостабилизующей добавки.

Таблица 1. Скважина №19 пл. Алтыгулы заложена с целью разведки залежей нефти в нижнем отделе красноцветной

Конструкция скважины	Проектная	Фактическая
Направление Ø530 мм	30 м	30 м
Кондуктор Ø 426 мм	400 м	400 м
1-я техническая колонна Ø 324 мм	1520 м	1520 м
2-я техническая колонна Ø 245 мм	3450 м	3450 м
Эксплуатационная колонна Ш140 мм	3950 м	3922

Бурение скважины №19 пл. Алтыгуйы обусловлено большим содержанием глинистых пород по всему разрезу скважины, достигающей 70% и больше. Эти глины при бурении представляют определённые трудности, связанные с осложнением вызванными сужениями и обвалами стенок ствола скважины. Всё это происходит вследствие неустойчивых горных пород слагающими коллоидными глинами.

Для успешного вскрытия глины выбрали раствор комплексно ингибированной добавкой системы КАИР до температуры +70°C и термостабилизированной системы КАИР-Т свыше +70°C бурением до проектируемой глубины 3950 м.

Бурение скважины с глубины 655 м проводилось долотом Ø393,7 мм, температура на забое составляла пределов +35°C. В связи с тем, что температура в скважине поинтервально возрастает и в интервале 2500 м достигает пределов +70°C, было принято решение произвести перевод бурового раствора в ингибированный растворов системы КАИР. Перевод осуществляли без остановки в процессе бурения скважины в интервале 655–700 м.

Основные материалы для перевода бурового раствора комплексной ингибированной добавкой КАИР: портландцемент ПЦТ1–100, хлористый калий (КС1), КССБ-2, каустическая сода (НОН), ПАВ ХТ-48.

Параметры бурового раствора до перевода: плотность - $\rho=1,47\text{г/см}^3$; вязкость - $T = 63\text{сек}$; водоотдача - $V = 3\text{см}^3$; толщина глинистой корки - $K = 1\text{мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. - $Q_1 = 48\text{дПа}$; за 10мин. - $Q_{10} = 96\text{дПа}$; пластическая вязкость - $\eta_{пл} = 34\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига - $\tau_0 = 45\text{дПа}$.

Параметры бурового раствора после перевода в ингибированный КАИР: удельный вес $\rho = 1,45\text{г/см}^3$; вязкость $T = 30\text{сек}$; водоотдача $V = 2\text{см}^3$; толщина глинистой корки $K = 0,5\text{мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. $Q_1 = 6\text{дПа}$; за 10мин. $Q_{10} = 9\text{дПа}$; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 15\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 21\text{дПа}$.

Бурение скважины с глубины 2187м проводилось долотом Ø295,3мм, температура на забое составляла пределов +65°C. В связи с тем, что температура в скважине поинтервально возрастает и на проектной глубине 3950м достигает пределов +96°C, было принято решение произвести перевод бурового раствора в термостабилизированную ингибированную систему КАИР-Т. Перевод осуществляли без остановки в процессе бурения скважины интервале 2187 – 2234 м.

Основные материалы для перевода бурового раствора комплексной ингибированной термостабилизированной добавкой КАИР-Т: портландцемент ПЦТ1–100; хлористый калий (КС1); ФХЛС; Хромпик ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ или $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), каустическая сода (НОН), ПАВ ХТ-48.

Параметры бурового раствора до перевода: плотность - $\rho = 1,45\text{ г/см}^3$; вязкость - $T = 71\text{ сек}$; водоотдача - $V = 3\text{ см}^3$; толщина глинистой корки - $K = 1\text{ мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. - $Q_1 = 51\text{дПа}$; за 10 мин. - $Q_{10} = 108\text{дПа}$; пластическая вязкость - $\eta_{пл} = 42\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига - $\tau_0 = 57\text{дПа}$.

Параметры бурового раствора после перевода в ингибированную термостабилизированную систему КАИР-Т: удельный вес $\rho = 1,45\text{ г/см}^3$; вязкость $T=32\text{ сек}$; водоотдача $V=2\text{см}^3$; толщина глинистой корки $K=0,5\text{ мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. $Q_1=3\text{дПа}$; за 10мин. $Q_{10}=9\text{дПа}$; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 12\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига $\tau_0=18\text{дПа}$.

По мере углубления скважины комплексные ингибированные растворы системы КАИР и термостабилизированный КАИР-Т для поддержания их свойств проводились путём ввода в растворы ингибиторы КАИР и КАИР-Т. Нефть хорошо эмульгировалась в растворах, обладая смазочными свойствами. Значения водородного показателя рН растворов поддерживалась пределов 10-12, добавками каустической соды. Снижение водоотдачи достигалась обработкой раствора реагентами КССБ-2 и ФХЛС. Уменьшение вязкости достигалось обработкой раствора водой или водными реагентами КССБ-2 и ФХЛС. При увеличении структурно-механических свойств растворов, растворы доингибировали.

Бурение скважины на ингибированном растворе системы КАИР в интервале 655 – 2187 м и на термостабилизированной системы КАИР-Т в интервале 2187м и до фактической глубины 3922 м пройдено без осложнения, обсадные колонны Ø324 мм, Ø245 мм и Ø140 мм спущены без посадок и зацементированы.

Таблица 2. Скважина №156 пл. Северный Готурдепе заложен с целью эксплуатации залежей нефти в нижнем отделе красноцветной толицы НК₃

Конструкция скважины	Проектная	Фактическая
Направление Ø 530 мм	30 м	30 м

Кондуктор Ø 426 мм	400 м	400 м
1-я техническая колонна Ø 324 мм	2000 м	1998 м
2-я техническая колонна Ø 245 мм	4100 м	4100 м
Хвостовик Ø 178 мм	4300 м	4300 м

Бурение скважины №156 пл. Северный Готурдепе в интервале залегания ачкагыльского яруса имеются 2-е пачки стратиграфические одинаковые по характеру чёрные глины: первая пачка находится в интервале 2368-2485м (117 м); вторая пачка ниже в интервале 2545-2625 м (80 м). Эти чёрные глины при бурении представляют определённые трудности, связанные с осложнением вызванными сужениями и обвалами стенок ствола скважины. Всё это происходит вследствие, неустойчивых горных пород слагающими высококолоидными пластичными чёрными глинами.

Было рекомендовано вскрытие пачек чёрных глин растворами комплексно ингибированной добавкой КАИР до температуры +60°C и КАИР-Т свыше +60°C и ниже бурением до проектируемой глубины 4300м.

Испытания проводились с целью подтверждения технологической и экономической эффективности растворов КАИР и КАИР-Т.

Бурение скважины с глубины 2000 м проводились долотом Ø295,3 мм, температура на забое составляла +60°C. В связи с тем, что температура в скважине поинтервально возрастает и на глубине 4300 м достигает +104°C, было принято решение произвести перевод бурового раствора в комплексно-ингибированный растворов КАИР-Т. Перевод осуществляли без остановки в процессе бурения скважины.

Основные материалы для перевода бурового раствора комплексной ингибированной добавкой КАИР-Т: портландцемент ПЦТ 1-100; хлористый калий (KCL); ФХЛС; Хромпик (Na₂Cr₂O₇ или K₂Cr₂O₇), каустическая сода (НОН), ПАВ ХТ-48.

Параметры бурового раствора до перевода: плотность $\rho = 1,48\text{г/см}^3$; вязкость $T = 45$ сек; водоотдача $V = 3\text{см}^3$; толщина глинистой корки $K = 1\text{мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. $Q_1 = 27\text{дПа}$; за 10 мин. $Q_{10} = 56\text{дПа}$; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 27\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 36\text{дПа}$.

Параметры бурового раствора после перевода в ингибированный КАИР-Т: плотность $\rho = 1,45\text{г/см}^3$; вязкость $T = 30\text{сек}$; водоотдача $V = 2\text{см}^3$; толщина глинистой корки $K = 0,5\text{мм}$; статическое напряжение сдвига за 1мин. $Q_1 = 3\text{дПа}$; за 10мин. $Q_{10} = 6\text{дПа}$; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 10\text{сПз}$; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 15\text{дПа}$.

По мере углубления скважины ингибированный термостабилизированный буровой раствор системы КАИР-Т поддержание его свойства проводились путём ввода в раствор ингибитора КАИР-Т. Нефть хорошо эмульгировалась в растворе, обладая смазочными свойствами. Значения водородного показателя рН раствора поддерживалась в пределах 10-12, добавками каустической соды. Снижение водоотдачи достигалась обработкой раствора реагентом ФХЛС. Уменьшение вязкости достигалось обработкой раствора водой или водным реагентом ФХЛС. При увеличении структурно-механических свойств раствора, раствор до ингибировали добавкой КАИР-Т путём ввода в циркулирующий раствор при бурении скважины.

Интервал 2000-4300 м пройден без осложнений, обсадные колонны Ø 245мм и Ø 178мм спущены без посадок и зацементированы.

Таблица 3. Скважина № 202 пл. Северный Готурдепе заложена с целью эксплуатации залежей нефти в нижнем отделе красноцветной толщи полной мощности НК₁₂

Конструкция скважины	Проектная	Фактическая
Направление Ø 720 мм	10 м	-
Удлиненное направление Ø 530 мм	30 м	27 м
Кондуктор Ø 426 мм	600 м	577 м
1-я техническая колонна Ø 324 мм	2800 м	2805
2-я техническая колонна Ø 245 мм	4800 м	3810 м
Эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм	5100 м	5006 м

Бурение скважины №202 пл. Северный Готурдепе в интервале залегания ачкагыльского яруса имеются 2-е пачки стратиграфические одинаковые по характеру чёрные глины: первая пачка находится в интервале 2364-2482м (118м); вторая пачка ниже в интервале 2552-2632м (80м). Эти чёрные глины при бурении представляют определённые трудности, связанные с осложнением вызванными сужениями и обвалами стенок ствола скважины. Всё это происходит вследствие, неустойчивых горных пород слагающими высококолоидными пластичными чёрными глинами.

В связи с этим вскрытию чёрных глин произвели растворами комплексно ингибированной добавкой КАИР

до температуры +60°C и КАИР-Т свыше +60°C и ниже бурением до проектируемой глубины 5100 м.

Испытания проводились с целью подтверждения технологической и экономической эффективности растворов КАИР и КАИР-Т.

Бурение скважины с глубины 2224 м проводилось долотом Ø393,7 мм, температура на забое составляла +60°C. В связи с тем, что температура в скважине поинтервально возрастает и на глубине 5100 м по проекту достигает +119°C, было принято решение произвести перевод бурового раствора в комплексно-ингибированный раствор КАИР-Т. Перевод осуществляли без остановки в процессе бурения скважины.

Основные материалы для перевода бурового раствора комплексной ингибированной добавкой КАИР-Т: портландцемент ПЦТ 1-100; хлористый калий (KCL); ФХЛС; Хромпик (Na₂Cr₂O₇ или K₂Cr₂O₇), каустическая сода (NaOH), ПАВ ХТ-48.

Параметры бурового раствора до перевода: плотность $\rho = 1,35$ г/см³; вязкость $T = 58$ сек; водоотдача $V = 3$ см³; толщина глинистой корки $K = 1$ мм; статическое напряжение сдвига за 1 мин. $Q_1 = 32$ дПа; за 10 мин. $Q_{10} = 65$ дПа; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 27$ сПз; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 36$ дПа; водородный показатель $pH = 8,7$; температура на устье 30°C.

Параметры бурового раствора после перевода в ингибированный КАИР-Т: плотность $\rho = 1,45$ г/см³; вязкость $T = 40$ сек; водоотдача $V = 2$ см³; толщина глинистой корки $K = 0,5$ мм; статическое напряжение сдвига за 1 мин. $Q_1 = 15$ дПа; за 10 мин. $Q_{10} = 21$ дПа; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 11$ сПз; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 18$ дПа; водородный показатель $pH = 11$.

Параметры ингибированного бурового раствора КАИР-Т при вскрытии продуктивных пластов в интервале бурения 5012 м: плотность $\rho = 1,86$ г/см³; вязкость $T = 40-50$ сек; водоотдача $V = 2$ см³; толщина глинистой корки $K = 0,5$ мм; статическое напряжение сдвига за 1 мин. $Q_1 = 15$ дПа; за 10 мин. $Q_{10} = 21-33$ дПа; пластическая вязкость $\eta_{пл} = 11-15$ сПз; динамическое напряжение сдвига $\tau_0 = 18-21$ дПа; водородный показатель $pH = 10-11$; температура на устье 45-50°C.

По мере углубления скважины ингибированный термостабилизированный буровой раствор системы КАИР-Т поддерживание его свойства проводились путём ввода в раствор ингибитора КАИР-Т. Нефть хорошо эмульгировалась в растворе, обладая смазочными свойствами. Значения водородного показателя pH раствора поддерживалась в пределах 10-12, добавками каустической соды. Снижение водоотдачи достигалась обработкой раствора реагентом ФХЛС. Уменьшение вязкости достигалось обработкой раствора водой или водным реагентом ФХЛС. При увеличении структурно-механических свойств раствора, раствор доингибировали добавкой КАИР-Т путём ввода в циркулирующий раствор при бурении скважины.

Интервал бурения с 2224 м по 5012 м пройден без осложнений, обсадные колонны Ø324 мм, Ø245 мм и Ø139,7 мм спущены без посадок и зацементированы.

Таблица 4. Скважина № 30 пл. Небитлидже заложена с целью эксплуатации залежей нефти в нижнем отделе красноцветной толщи НК₅

Конструкция скважины	Проектная	Фактическая
Направление Ø 530 мм	30 м	30 м
Кондуктор Ø 426 мм	600 м	600 м
1-я техническая колонна Ø324 мм	1600 м	1600 м
2-я техническая колонна Ø245 мм	3200 м	3200 м
Эксплуатационная колонна Ø140 мм	3550 м	хвостовик: 3045-3545 м

Бурение скважины №30 пл. Небитлидже обусловлено большим содержанием глинистых пород по всему разрезу скважины достигающей 70% и больше. Эти глины при бурении представляют определённые трудности, связанные с осложнением вызванными сужениями и обвалами стенок ствола скважины. Всё это происходит вследствие, неустойчивых горных пород слагающими коллоидными глинами.

В связи с этим было предложено вскрыть глины растворами комплексно ингибированной добавкой КАИР до температуры +70°C и КАИР-Т свыше +70°C и ниже бурением до проектируемой глубины 3550 м.

Испытания проводились с целью подтверждения технологической и экономической эффективности растворов КАИР и КАИР-Т.

Бурение скважины с глубины 1600 м проводилось долотом Ø295,3 мм, температура на забое составляла в пределах +55°C. В связи с тем, что температура в скважине поинтервально возрастает и на проектной глубине 3550 м достигает в пределах +90°C, было принято решение произвести перевод бурового раствора в комплексный ингибированный раствор КАИР-Т. Перевод осуществляли без остановки в процессе бурения скважины.

Основные материалы для перевода бурового раствора комплексной ингибированной добавкой КАИР-Т: портландцемент ПЦТ 1-100; хлористый калий (KCL); ФХЛС; Хромпик (Na₂Cr₂O₇ или K₂Cr₂O₇), каустическая сода (NOH), ПАВ ХТ-48.

Параметры бурового раствора до перевода: плотность – $\rho = 1,47$ г/см³; вязкость – $T = 63$ сек; водоотдача - $V =$

3 см³; толщина глинистой корки – К = 1 мм; статическое напряжение сдвига за 1 мин. - Q₁ = 48дПа; за 10 мин. - Q₁₀ = 96дПа; пластическая вязкость – η_{пл.} = 34сПз; динамическое напряжение сдвига - τ₀ = 45дПа.

Параметры бурового раствора после перевода в ингибированный КАИР-Т: удельный вес – ρ = 1,45 г/см³; вязкость Т = 30 сек; водоотдача В = 2см³; толщина глинистой корки К = 0,5 мм; статическое напряжение сдвига за 1 мин. Q₁ = 6дПа; за 10 мин. Q₁₀ = 9дПа; пластическая вязкость η_{пл.}=15сПз; динамическое напряжение сдвига τ₀ = 21дПа.

По мере углубления скважины ингибированный термостабилизированный буровой раствор системы КАИР-Т поддержание его свойства проводились путём ввода в раствор ингибитора КАИР-Т. Нефть хорошо эмульгировалась в растворе, обладая смазочными свойствами [3]. Значения водородного показателя рН раствора поддерживалась в пределах 10-12, добавками каустической соды. Снижение водоотдачи достигалась обработкой раствора реагентом ФХЛС. Уменьшение вязкости достигалось обработкой раствора водой или водным реагентом ФХЛС. При увеличении структурно-механических свойств раствора, раствор доингибировали.

Интервал 1600-3550 м пройден без осложнений, обсадные колонны Ø245 мм и хвостовик Ø 140 мм спущены без посадок и зацементированы.

В Ы В О Д Ы :

1. Ингибированные растворы добавками КАИР и КАИР-Т экономичны и технологичны. Применение их в заглинизированных разрезах обеспечивает увеличение механической скорости бурения за счёт подавления коллоидальных глин.

2. Ингибированные растворы добавками КАИР и КАИР-Т препятствуют быстрому увлажнению глинистых минералов за счёт водорастворимых щелочных гидролизатов портландцемента и ионов калия, которые способны связать воду в весьма стойкие гидраты.

3. КАИР-Т, за счёт уникального действия соли хромовой кислоты, обеспечивает более высокое ингибирование раствора в условиях пластовых температур достигающих +100°С и более.

4. С применением комплексных ингибированных растворов системы КАИР и КАИР-Т (термостабилизированный) на нефтегазовых площадях Туркменистана в разрезах содержащих глинистые породы прекратились сужение ствола скважины, обвалы и прихваты бурильного инструмента. Все обсадные колонны спущены без посадок и зацементированы.

Список литературы / References

1. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. М.: Недра, 1984. С. 42-57.
2. Деряев А.Р., Гулатаров Х.Г., Мантрова С.В., Джамиев М.Я. Комплексный добавка КАИР буровых растворов для бурения скважин в сложных геологических условиях / Сборник трудов института «Nebitgazylymytaslama» 2 (29) выпуск. А: ТДНГ, 2012. Стр. 315–319.
3. Деряев А.Р., Гулатаров Х.Г., Мантрова С.В. Рекомендации по использованию буровых растворов/ Сборник трудов института нефти и газа, 8 выпуск. А: ТДНГ. 2014. Стр. 249–259.