

**ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE DIVERSOS CONTROLADORES DE EXPANSÃO EM
ARGILAS BENTONÍTICAS NACIONAIS POR DIFERENTES TÉCNICAS DE
INCHAMENTO**

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE DIVERSOS CONTROLADORES DE EXPANSIÓN
EN ARCILLAS BENTONÍTICAS NACIONALES MEDIANTE DIFERENTES
TÉCNICAS DE HINCHAMIENTO**

**ANALYSIS AND EVALUATION OF VARIOUS EXPANSION CONTROLLERS IN
NATIONAL BENTONITE CLAYS USING DIFFERENT SWELLING**

Presentation: Oral Communication

Luis Gustavo Rodrigues da Silva¹, Sophia Barbosa Silva², Danielly Vieira de Lucena Rocha Souto³

DOI: <https://doi.org/10.31692/2596-0857.IXCOINTERPDVGT.0223>

RESUMO

O aumento incessante da produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais, principalmente em formações sensíveis à hidratação, acarretou o surgimento de tecnologias necessárias para manter a estabilidade dos poços. Os fluidos de perfuração precisam se adequar às especificidades apresentadas por tais formações, pois, a ocorrência de problemas graves pode surgir devido à má formulação dos fluidos. Nesse cenário, os fluidos poliméricos aquosos apresentam vantagens tais como, facilidade no preparo, além do caráter ambientalmente aceitável (SILVA, 2021). Assim, entender e controlar os mecanismos geradores de instabilidade de formações reativas e fenômenos envolvidos é indispensável para um amplo entendimento do fenômeno de hidratação. Deste modo, se faz necessário o estudo e desenvolvimento de estudos para o desenvolvimento de fluidos de perfuração aquosos adequados à aplicação na perfuração de formações reativas. Este trabalho teve como objetivo analisar a ação inibidora de sais das mais distintas áreas de aplicação industrial caracterizados pelo baixo custo e por apresentarem cátions 1^{+} e 2^{+} (que são as valências dos sais caracteristicamente aplicados na função de inibidores de inchamento) a partir da avaliação da capacidade de conter a sensibilidade à hidratação de argilas bentoníticas nacionais fornecidas por várias empresas do setor. As análises foram realizadas pela aplicação das técnicas de inchamento de Foster e inchamento bentonítico. Os resultados obtidos indicaram que os inibidores, de modo geral, apresentaram resultados superiores no comparativo ao desempenho dos testes sem inibidores em sua composição e que os ensaios de avaliação da eficiência dos inibidores químicos indicaram que a concentração que apresenta os melhores resultados para todos os inibidores estudados foi a de 10g/ 350mL de água e que o sulfato e citrato de potássio se apresentaram como os de melhor desempenho.

Palavras-Chave: Fluidos de perfuração. Inchamento. Sais de controle de expansão. Formações reativas.

¹ Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, rodrigues.luis@academico.ifpb.edu.br

² Discente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, sophia.barbosa@academico.ifpb.edu.br

³ Docente do curso técnico de petróleo e gás, IFPB, Campus Campina Grande, danielly.lucena@ifpb.edu.br.

RESUMEN

El aumento incesante de la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales, principalmente en formaciones sensibles a la hidratación, provocó el surgimiento de tecnologías necesarias para mantener la estabilidad de los pozos. Los fluidos de perforación deben adecuarse a las especificidades presentadas por tales formaciones, ya que la ocurrencia de problemas graves puede surgir debido a una mala formulación de los fluidos. En este escenario, los fluidos poliméricos acuosos presentan ventajas tales como la facilidad de preparación, además de ser ambientalmente aceptables (SILVA, 2021). Así, comprender y controlar los mecanismos generadores de inestabilidad de formaciones reactivas y los fenómenos involucrados es indispensable para una amplia comprensión del fenómeno de hidratación. De este modo, se hace necesario el estudio y desarrollo de fluidos de perforación acuosos adecuados para su aplicación en la perforación de formaciones reactivas. Este trabajo tuvo como objetivo analizar la acción inhibitoria de sales de las más distintas áreas de aplicación industrial, caracterizadas por su bajo costo y por presentar cationes 1+ y 2+ (que son las valencias de las sales típicamente aplicadas en la función de inhibidores de hinchamiento), a partir de la evaluación de la capacidad de contener la sensibilidad a la hidratación de arcillas bentoníticas nacionales suministradas por varias empresas del sector. Los análisis fueron realizados mediante la aplicación de las técnicas de hinchamiento de Foster y de hinchamiento bentonítico. Los resultados obtenidos indicaron que los inhibidores, en general, presentaron resultados superiores en comparación con el desempeño de los ensayos sin inhibidores en su composición, y que los ensayos de evaluación de la eficiencia de los inhibidores químicos indicaron que la concentración que presentó los mejores resultados para todos los inhibidores estudiados fue de 10 g/350 mL de agua, destacándose el sulfato y el citrato de potasio como los de mejor desempeño.

Palabras Clave: Fluidos de perforación; Hinchamiento; Sales de control de expansión; Formaciones reactivas.

ABSTRACT

The relentless increase in hydrocarbon production from unconventional reservoirs, mainly in formations sensitive to hydration, has led to the emergence of technologies necessary to maintain well stability. Drilling fluids must be adapted to the specific characteristics of such formations, since serious problems may arise due to poor fluid formulation. In this context, aqueous polymeric fluids offer advantages such as ease of preparation and environmental acceptability (SILVA, 2021). Thus, understanding and controlling the mechanisms that generate instability in reactive formations, as well as the phenomena involved, is essential for a comprehensive understanding of the hydration process. Therefore, it is necessary to study and develop aqueous drilling fluids suitable for application in drilling reactive formations. The aim of this study was to analyze the inhibitory action of salts from different industrial application areas, characterized by low cost and by containing 1+ and 2+ cations (which are the valences of salts typically applied as swelling inhibitors), through the evaluation of their ability to reduce the hydration sensitivity of national bentonite clays supplied by several companies in the sector. The analyses were carried out using Foster swelling and bentonite swelling techniques. The results obtained indicated that, in general, the inhibitors showed superior performance compared to the tests without inhibitors in their formulation, and that the evaluation tests of the efficiency of chemical inhibitors indicated that the concentration that produced the best results for all the inhibitors studied was 10 g/350 mL of water, with potassium sulfate and potassium citrate standing out as the best performers.

Keywords: Drilling fluids; Swelling; Expansion control salts; Reactive formations.

INTRODUÇÃO

O estudo e modernização das técnicas de perfuração têm proporcionado à exploração de hidrocarbonetos em regiões cada vez mais desafiadoras. O petróleo se trata da fonte de energia mais utilizada no mundo e, cada vez mais, necessita-se de aperfeiçoamentos que promovam melhorias aos processos de exploração e produção petrolíferas



(VIPULANANDAN, C., & MOHAMMED, 2020).

Os fluidos de perfuração são essenciais para o sucesso da perfuração de poços petrolíferos e há necessidade de que eles apresentem características físico-químicas compatíveis aos tipos de formações a serem perfuradas. Problemas referentes à incompatibilidade do fluido com a formação geológica a ser perfurada pode aumentar significativamente o custo total da perfuração, acarretando a redução na eficiência do poço e resultando em baixa produtividade (ELKATATNY *et al.*, 2019).

As interações físico-químicas entre uma rocha e o fluido de perfuração podem ocasionar diversos problemas durante o processo de perfuração, tais como: encrascamento das brocas, formação de cavernas, obstrução do anular, além de instabilidade no poço. Para obter o controle da estabilidade de um poço se faz necessário relacionar o tipo de formação geológica com o tipo de fluido utilizado e o valor da pressão aplicada (SHE *et al.*, 2019).

A necessidade de melhorar a eficiência desse fluido e a busca de novos componentes para tentar solucionar tais problemas estimulou o pensamento de uma nova composição para os fluidos de perfuração que foram introduzidas, então, em pesquisas que passaram a utilizar o óleo como componente para tais fluidos de perfuração (FELISARDO *et al.*, 2022).

Algumas formações geológicas são mais suscetíveis a esses tipos de problemas, tais como formações reativas que podem ser localizadas em diversas regiões do Brasil. Ao optar-se pelo uso de fluidos de base aquosa faz-se necessário o fornecimento de um meio de dispersão para materiais coloidais, principalmente em polímeros, que modificam a viscosidade, o limite de escoamento, a força gel, entre outros parâmetros. Que são compensadas pelas vantagens do seu baixo custo e sua baixa poluição ambiental (GHOLAMI *et al.*, 2021).

Os aditivos desempenham um papel importante, uma vez que a sua adição confere diversas propriedades que garantem o desempenho dos fluidos, no caso de formações reativas os aditivos prioritariamente utilizados são sais, tais como cloreto de sódio e cloreto de potássio, podem minimizar problemas complexos relacionados ao inchamento da argila, também por desidratação induzida (BEG, SHARMA, & OJHA, 2018).

A correta funcionalidade dos fluidos é avaliada a partir da medição de propriedades físicas tais como: densidade, parâmetros reologia, força gel e parâmetros de filtração. Deste modo, o estudo do comportamento da deformação e do escoamento do fluido submetido a tensões e a condições termodinâmicas ao longo do tempo é essencial (GHOLAMI *et al.*, 2021).

Silva *et al.* (2019) estudaram a influência da adição de inibidores iônicos nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base de água e foi estabelecida correlação entre características físico-químicas dos íons de cálcio, inibidores catiônicos, presentes em

fluidos de perfuração aquosos e a modificação das propriedades reológicas das argilas bentoníticas.

Aird (2019) realizou estudos fazendo uso de cátions de lítio (Li^+), sódio (Na^+) e potássio (K^+) como agentes de inibição de inchamento e foi obtido como resultado bom desempenho nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração formulados, contudo estudos de Vale *et al.* (2017) indicaram que o uso de altas concentrações de sais proporciona um aumento nos parâmetros reológicos mas acarreta em uma maior resistência inicial para colocar o fluido em movimento e/ou reiniciar seu escoamento após um certo tempo de repouso.

Deste modo, o estudo e desenvolvimento de formulações capazes de sanar a reatividade de formações expansíveis que apresentem desempenho reológico, de filtração e de estabilidade do fluido são indispensáveis para o sucesso da operação de perfuração em regiões petrolíferas com esses tipos de formações geológicas.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

- Formações reativas

Formações reativas são responsáveis por grande parte dos problemas de estabilidade de poços nas operações de perfuração envolvendo reservatórios em formações desta natureza, que em síntese são formações geológicas de difícil perfuração. São exemplos de formações reativas as argilas bentoníticas e os folhelhos expansivos (LUCENA, AMORIM E LIRA, 2015).

De modo geral, formações reativas ao entrarem em contato com o fluido à base de água sofrem hidratação, podendo reduzir o diâmetro do poço e ter os fragmentos argilosos dispersos e incorporados ao próprio fluido, contaminando-o de modo que importantes parâmetros reológicos, além do peso específico e do volume de filtrado, são alterados (VIPULANANDAN, C., & MOHAMMED, 2020).

O processo de inchamento específico das montmorilonitas presentes na bentonita (Figura 01) se deve à força de atração entre as camadas tetraédricas e octaédricas, onde ocorrem as substituições isomórficas, tais substituições proporcionam certa deficiência de carga positiva, que é compensada pela presença dos cátions hidratáveis por meio de uma propriedade das argilas chamada capacidade de troca catiônica (MENEZES *et al.*, 2009).

Figure 01: Hidratação de montmorilonita em água doce.



Fonte: Pereira, 2001.

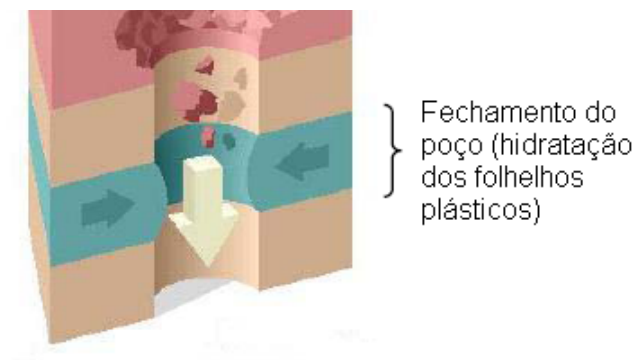
A extensa reatividade das esmectitas relaciona-se com a sua configuração estrutural (2:1), sendo formada por duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica, unidas entre si por oxigênio comum a ambas as folhas, apresentando também camadas intermediárias ou interlamelares, nas quais se encontram moléculas de água absorvidas e cátions trocáveis. Deste modo, quando em contato com fluidos aquosos, estes argilominerais são suscetíveis ao inchamento devido à predisposição de adsorção de moléculas polares de água ou íons hidratados solubilizados no meio (LUCENA, AMORIM E LIRA, 2015).

Os cátions atuam interligando as placas dos argilominerais, promovendo assim, a agregação das mesmas. O potássio é largamente utilizado em fluidos de perfuração e de completação para estabilizar folhelhos, argilitos e qualquer outra litologia sensível à água. Por ser um cátion monovalente deveria permitir um maior inchamento das esmectitas pela hidratação, mas, ocorre aqui um fato especial: o diâmetro iônico do potássio é de $2,66\text{\AA}$ e o espaço intercamadas da montmorilonita é de $2,8\text{\AA}$. O potássio interliga as placas dos argilominerais e tampona a entrada de água, evitando assim o inchamento da argila. Quanto maior a concentração de íons K^+ em relação ao Na^+ , mais rápida a troca catiônica de um pelo outro (PEREIRA, 2009).

Wilson e Wilson (2017) afirmaram que a instabilidade dos poços no processo de perfuração de formações reativas (Figura 02) manifesta-se de distintas maneiras acarretando diversos problemas operacionais, tais como:

- Ruptura à compressão, através da descamação das formações;
- Ruptura por fraturamento;
- Desintegração das formações no fluido de perfuração;
- Alargamento do poço devido ao deslocamento (*caving*);
- Invasão de filtrado na formação e,
- Acúmulo de cascalhos na coluna de perfuração.

Figura 02: Instabilidade de poço causada pela hidratação de folhelhos.



Fonte: Figura adaptada (Last & Plumb, 1995).

Segundo Powell *et al.* (2013) as formações reativas fixam por adsorção uma quantidade considerável de líquido quando se apresentam em suspensão aquosa apresentando aumento aparente do próprio volume, proporcionando aumento da distância interplanar basal das camadas da argila. Tal fenômeno é conhecido como processo de expansão ou inchamento. A magnitude deste fenômeno depende da natureza dos cátions trocáveis disponíveis e da estrutura do meio circundante.

-Fenômeno de inchamento

A instabilidade de formações reativas é profundamente afetada por suas complexas interações físico-químicas com os fluidos de perfuração de base aquosa. Condições mais favoráveis dos parâmetros do fluido de perfuração, tais como a densidade do fluido, a concentração de sal inibidor e controle da temperatura, é indispensável para amenizar os problemas durante a perfuração através dessas seções. A seleção de parâmetros de lama adequados pode se beneficiar de análises que consideram processos de instabilidade significativos envolvidos em interações dos fluidos de perfuração e folhelhos (HAJIABADI & AGHAEI, *et al.*, 2019).

Um dos métodos mais eficazes de prevenir a hidratação de argilas é a adição de produtos químicos denominados inibidores de hidratação de argilas. Existem muitos tipos de inibidores de hidratação, podendo ser inorgânicos ou orgânicos. O mecanismo de atuação dos inibidores consiste, basicamente, na fixação de sua fração catiônica na superfície negativa das partículas de argila (MIRONOVA & ILYIN, 2008).

Durante a perfuração, detritos da formação perfurada podem se desintegrar e dispersar através do fluido de perfuração. Esse aumento no teor de sólidos presentes no fluido de perfuração acarreta problemas de limpeza de fundo do poço, visto que a viscosidade dos fluidos

aumenta e a velocidade ao retornar à superfície pelo espaço anular diminui (ASEF E FARROKHROUZ, 2013).

-Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração comumente chamados de lama de perfuração conceituam-se como composições frequentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (AMORIM, 2004).

Para o *American Petroleum Institute* – API, os fluidos de perfuração definem-se como fluidos de circulação aplicados em perfurações de poços de petróleo para desempenhar funções necessárias durante esta operação. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

A composição de um fluido é selecionada para se obter propriedades ideais, como viscosidades, consistência de gel, controle de filtrado, inibição de argilas hidratáveis e coeficiente de lubrificidade, para cada tipo de formação a ser perfurada e são constituídos de uma fase dispersante, ou base, e outra fase dispersa, assim, se torna variável e depende das exigências operacionais de cada processo de perfuração (SOUSA, 2022).

Na operação de perfuração de poços, as interações físico-químicas que acontecem entre as formações e o fluido de perfuração impactam diretamente na estabilidade do poço. Sabe-se que as características de resistência da rocha são inicialmente determinadas pelos seus componentes físicos como porosidade, distribuição do tamanho de grãos e poros, arranjo geométrico das partículas e pela sua mineralogia, porém sua mudança com o tempo pode ser controlada pelas propriedades do fluido e técnicas de perfuração utilizadas.

Para satisfazer as funções devidas, o fluido de perfuração deve apresentar propriedades físico-químicas que possam ser cuidadosamente controladas, para se ajustarem a uma grande variedade de condições em subsuperfície (SERRA, 2003).

A composição do fluido é variável e depende das exigências particulares de cada operação de perfuração. Na medida em que os fluidos atravessam diversos tipos de formações, surge a necessidade de se recorrer a este ou àquele aditivo que compõe os diversos tipos de fluidos de perfuração (ECCARD *et al*, 2018).

Os aditivos são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração.

-Inibidores de inchamento

Os inibidores de inchamento são aditivos que desempenham uma função indispensável no controle de inchamento, pois, a adição de sais minimiza problemas complexos relacionados à expansão da argila já que promovem uma desidratação induzida, a partir da reação com rochas (BEG, SHARMA, & OJHA, 2018).

Por muitos anos diversos aditivos químicos foram usados como inibidores da reatividade de folhelhos. Há algumas décadas fluidos mais utilizados eram formulados a partir de soluções salinas em alta concentração, entretanto, estes sais em grandes quantidades afetavam negativamente os sistemas biológicos e químicos, impondo limitações ao seu uso (ALMEIDA & SILVA, 2010).

Silva *et al.* (2019) indicaram em seus estudos que a adição de inibidores iônicos tem influência nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração à base de água. As características físico-químicas dos íons de cálcio, inibidores catiônicos, presentes em fluidos de perfuração aquosos podem ser capazes de modificar as propriedades reológicas de formações reativas.

Deste modo, a escolha do fluido ideal e a manutenção de suas propriedades são indispensáveis para os aspectos operacionais e econômicos do processo de perfuração de poços de petróleo.

A maioria dos inibidores de formações reativas atua no princípio de substituição de uma espécie catiônica na camada da formação expansível por um íon de potássio, o que motiva aos investigadores utilizar compostos de base potássica para substituir os tradicionais inibidores utilizados para esta finalidade a fim de produzir melhores resultados de controle de expansão (SOUSA, 2022).

METODOLOGIA

-Materiais

***Argilas Bentoníticas**

Foram utilizadas três argilas industrializadas: Argila JG (argila bentonita sódica ativada composta por uma mistura de dois tipos de argilas cálcicas naturais, a chocolate-50% e a chocofofe-50%- que se tornaram sódicas por meio de ativação com carbonato de sódio), Argila BC (composta por argila verde lodo naturalmente cálcica e ativada com barrilha), ambas cedidas pela empresa Bentonisa e uma argila Argila SM (bentonita de qualidade premium para aplicação em fluidos de perfuração de alto desempenho), cedida pela empresa System Fluids.

*Aditivos

Para a preparação das soluções inibidoras foram utilizadas três amostras de inibidores de argilas expansivas (KCl e dois inibidores catiônicos- sulfato e citrato de potássio). As amostras dos aditivos foram fornecidas pela System Fluids). Os inibidores serão testados nas concentrações definidas (1, 5 e 10 g de inibidor para 350 mL de água).

Metodologia

-Preparação das soluções para análise de reatividade

Foram preparadas soluções contendo inibidores sulfato de potássio (Inibidor I), citrato de potássio (Inibidor II) e cloreto de potássio (Inibidor III), com composições isoladas para analisar qual inibidor é mais eficiente no controle da reatividade. A concentração de partida estabelecida foi a de 1g de inibidor para 350mL de água.

-Inchamento de Foster

Foram realizados ensaios baseados na metodologia de inchamento de Foster (1953). Para tanto, em uma proveta de 100 mL de capacidade contendo 50 mL de água e inibidores nas concentrações definidas foi adicionada lentamente 1g de argila bentonítica ativada. Os sistemas foram deixados em repouso e após 24h foram efetuadas as leituras do inchamento. As classificações consideradas para o inchamento foram: valores iguais ou inferiores a 2ml foram considerados como não inchamento ou inchamento nulo, valores maiores que 2 e menores ou iguais a 5ml como inchamento baixo, valores maiores que 5 e menores ou iguais a 8ml como inchamento médio e valores acima de 8ml como inchamento alto (FERREIRA, 2009).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os ensaios de inchamento de Foster foram realizados inicialmente nas três amostras de argilas propostas sem a presença de inibidores de inchamento, ou seja, apenas com água e o conteúdo de argila. A Figura 03 apresenta os resultados obtidos para este ensaio.

Figura 03: Resultados dos ensaios de inchamento de Foster para as amostras SM, BC e JG sem a presença de controladores de expansão.



Fonte: Própria (2025).

A partir da Figura 04 pode-se observar que todas as amostras de argila submetidas ao ensaio de inchamento de Foster apresentaram inchamento classificado como alto, ou seja, superiores a 8mL. Assim, de acordo com este resultado indica-se a necessidade de incorporação de aditivos conhecidos como inibidores de expansão ou de inchamento nas formulações de fluidos que sejam utilizados na perfuração de poços que sejam compostos por formações da natureza das argilas estudadas.

A seleção da melhor concentração de inibidor de expansão foi determinada a partir da realização de ensaios de inchamento das argilas em amostras de argilas bentoníticas reativas.

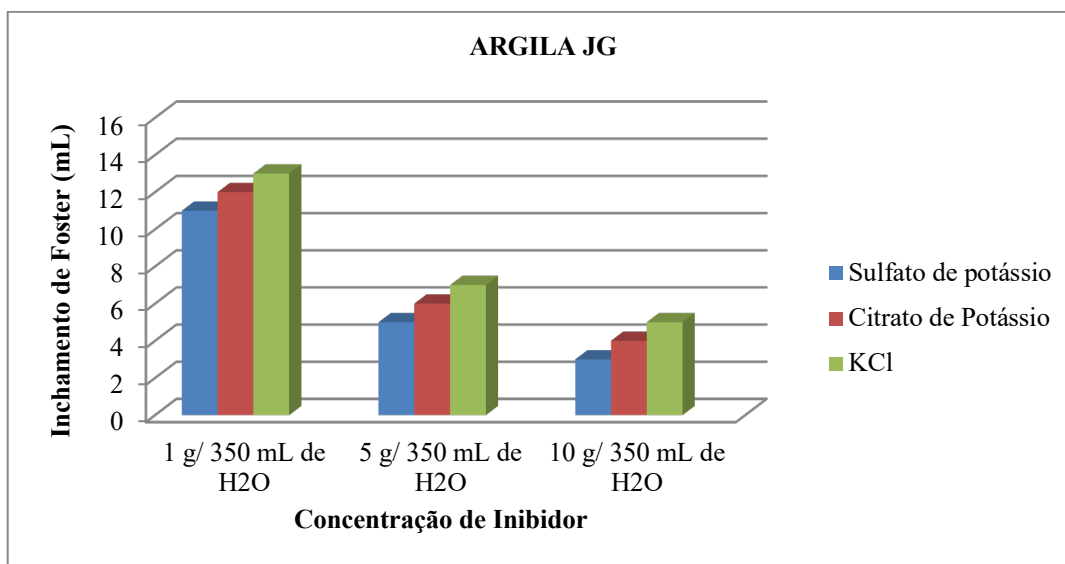
As classificações consideradas para o inchamento foram: valores iguais ou inferiores a 2mL/ g foram considerados como não inchamento ou inchamento nulo, valores maiores que 2 e menores ou iguais a 5mL/ g como inchamento baixo, valores maiores que 5 e menores ou iguais a 8mL/ g como inchamento médio e valores acima de 8mL/ g como inchamento alto (FERREIRA, 2009).

Nas Figuras 04, 05 e 06 estão apresentados os resultados dos ensaios de inchamento dos inibidores sulfato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio (KCl) isoladamente, para três diferentes concentrações (1, 5 e 10g/ 350ml de água) na presença das argilas JG, BG e SM, respectivamente.

Analisando a Figura 04, pode-se constatar que para a argila JG estudada nenhum dos inibidores em todas as concentrações estudadas apresentou valor nulo de inchamento, ou seja, os inibidores estudados não apresentaram bom controle de expansão, de acordo com a classificação estabelecida pelo ensaio para esta argila, tal resultado pode ser atribuído a composição

desta argila que é uma argila bentonita sódica. O inchamento obtido para o ensaio da JG em água foi de 15mL/ g de argila.

Figura 04: Inchamento aplicado à argila JG para os inibidores sulfato de potássio, citrato de de potássio e cloreto de potássio para as concentrações de 1, 5 e 10g de inibidor/ 350mL de água.



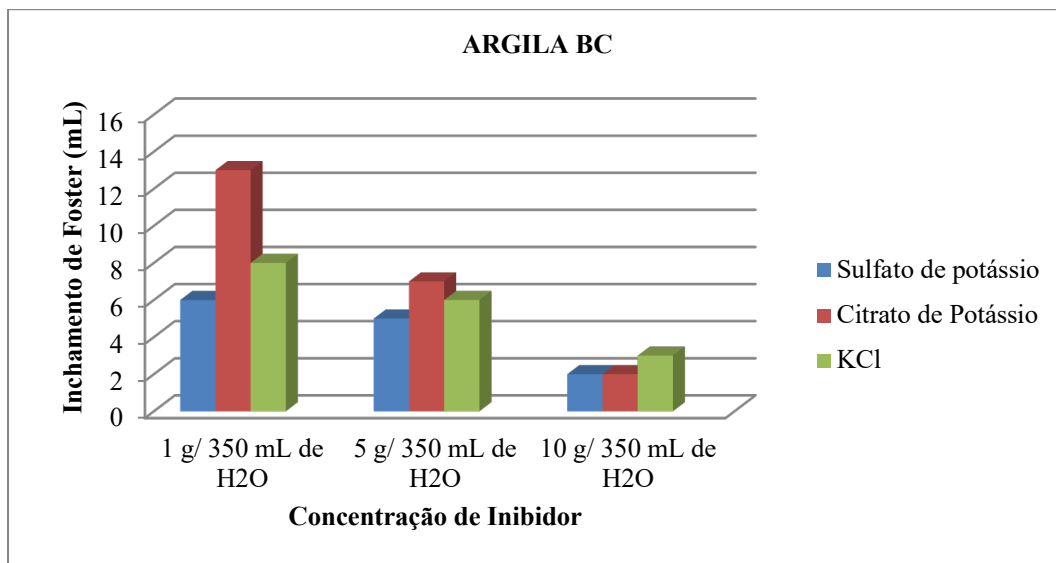
Fonte: Própria (2025).

Uma das características da bentonita é o seu grau de inchamento e ele é dependente da natureza do cátion interplanar na sua estrutura. Sabe-se que os principais cátions encontrados nessa estrutura são o Na^+ e o Ca^{2+} e como a sódica possui maior grau de inchamento do que a cálcica já que o íon Na^+ se hidrata mais facilmente que o íon Ca^{2+} , tal resultado é devido à maior hidratação que argilas sódicas apresentam.

O aumento na concentração de inibidor para um efetivo controle da expansão apresentar relação com a atividade química. Deste modo, para que o fluido de perfuração apresente uma atividade menor que a da formação, se faz necessário que ele apresente certa concentração de sal, para que assim o fluxo de água ocorra da formação para o fluido de perfuração, evitando assim a expansão.

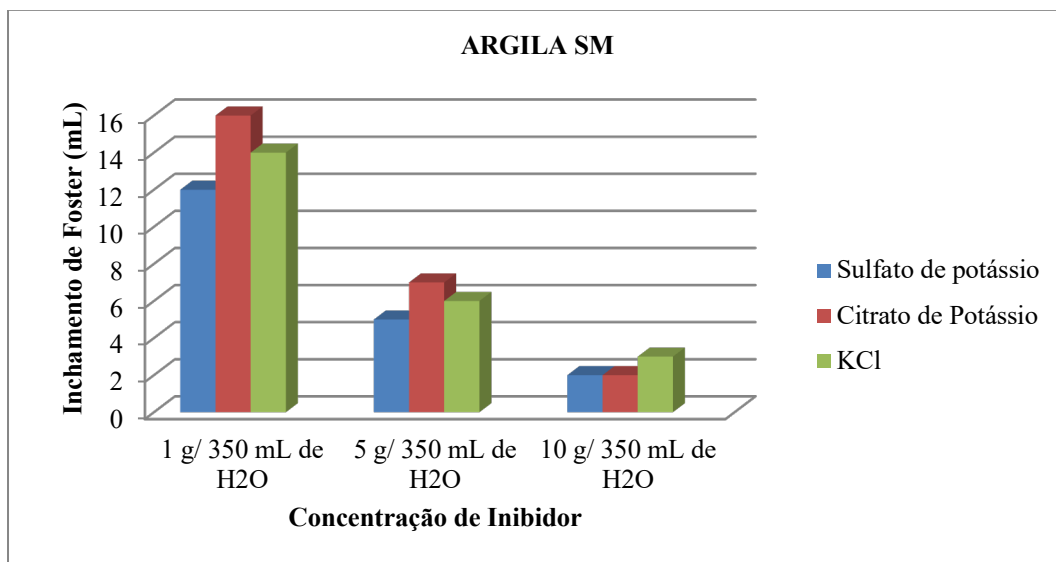
Analisando a Figura 05, pode-se constatar que a concentração de 5g de inibidor/ 350mL de água já apresenta uma considerável redução de inchamento, com redução de cerca de 50% do inchamento desta argila com o uso do inibidor citrato de potássio. O inchamento obtido para o ensaio da BC em água foi de 13mL/ g de argila.

Figura 05: Inchamento aplicado à argila BC para os inibidores sulfato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio para as concentrações de 1, 5 e 10g de inibidor/ 350mL de água.



Fonte: Própria (2025).

Figura 06: Inchamento aplicado à argila SM para os inibidores sulfato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio para as concentrações de 1, 5 e 10g de inibidor/ 350mL de água.



Fonte: Própria (2025).

Pode-se analisar, por meio do gráfico contido na Figura 06, que apenas na concentração de 10g/ 350mL de água é observada a nulidade da expansão para a argila SM em relação aos inibidores sulfato de potássio e citrato de potássio. Tal fato pode ser explicado pela grande capacidade de expansão da argila SM que promove uma maior dificuldade no controle da hidratação, necessitando assim de uma concentração mais elevada de inibidores para o controle

efetivo da hidratação dessa amostra. O inchamento obtido para o ensaio da SM em água foi de 20mL/ g de argila.

A partir do exposto e da análise do resultado do ensaio, pode-se indicar que a concentração de 10g de inibidor/ 350mL de água como componente da solução garante uma diferença de concentração suficiente para evitar a invasão da água do fluido para as amostras ensaiadas com sulfato e citrato de potássio, já o KCl nas concentrações testadas não apresentaram resultados promissores para este ensaio.

Na análise conjunta dos resultados obtidos para o controle de expansão das argilas estudadas, observa-se que em ambos os casos o inibidor sulfato de potássio foi o que se apresentou como mais significativo na sua capacidade de controle de hidratação com o aumento da concentração do inibidor. Deste modo, este inibidor apresentou capacidade bastante acentuada na redução da expansão com o aumento progressivo da concentração.

A partir dos resultados obtidos, pode-se indicar que para este ensaio a concentração que apresentou resultados mais positivos para preparação dos fluidos de perfuração foi de 10g de inibidor/ 350mL de água para fluidos compostos com o todos os sais estudados já que para duas das argilas estudadas nesta concentração de sal foram obtidos valores de inchamento nulos.

CONCLUSIONS

Os ensaios de inchamento de Foster realizados com as três amostras de argilas bentônicas evidenciaram a elevada tendência de expansão dessas formações, com valores classificados como de alto inchamento na ausência de inibidores, confirmando a necessidade da incorporação de sais inibidores nas formulações de fluidos de perfuração destinados a essas condições.

A análise dos resultados obtidos com diferentes concentrações de sulfato de potássio, citrato de potássio e cloreto de potássio (KCl) demonstrou que o desempenho dos inibidores foi dependente tanto da natureza da argila quanto da concentração aplicada. No caso da argila sódica JG, observou-se baixo controle da expansão, resultado atribuído à sua maior capacidade de hidratação em função da predominância de íons Na^+ em sua estrutura. Já para as argilas BC e SM, o incremento na concentração dos sais promoveu reduções significativas no inchamento, com destaque para o citrato de potássio na concentração de 5 g/350 mL e para o sulfato e citrato de potássio na concentração de 10 g/350 mL, capazes de promover inchamento nulo em algumas condições.

Os resultados confirmaram que o controle efetivo da hidratação está diretamente associado à diferença de atividade entre a solução salina do fluido e a formação, sendo necessário

que o fluido apresente concentração salina suficientemente elevada para evitar a invasão de água e, consequentemente, a expansão da argila.

Dessa forma, os resultados obtidos reforçam o potencial de utilização de sais alternativos, como o sulfato e o citrato de potássio, como inibidores de inchamento em fluidos de perfuração aquosos aplicados em formações reativas, destacando a importância da correta seleção e concentração de aditivos para assegurar a estabilidade dos poços em reservatórios argilosos.

REFERENCES

AIR D, R., Studies on the effect of Li^+ , Na^+ and K^+ cations as swelling inhibitors in water-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 175, 112–120, 2019.

ALMEIDA, L. C.; SILVA, C. F., Avaliação de inibidores químicos no controle de argilas reativas em fluidos de perfuração. **Revista Brasileira de Engenharia de Petróleo**, 24(3), 55–64, 2010.

AMORIM, L. V; PEREIRA, E; GOMES, C. M; VIANA, J. D; FARIAS, K. V; BARBOSA, M. I. R; FRANÇA, K. B; FERREIRA, H. L. Lira; FERREIRA, H. C. Aditivos Poliméricos como Fator de Proteção e Reabilitação de Fluidos Hidroargilosos. **Águas Subterrâneas**, Campina Grande: Rev, 2004, v. 4, n. 18, p. 1-11, janeiro, 2004.

ASEF, M. R.; FARROKHROUZ, M., Shale instability in drilling operation: a review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 15, 100–112, 2013.

BEG, M.; SHARMA, V.; OJHA, K., Clay hydration and inhibition mechanisms in drilling fluids: a review. **Applied Clay Science**, 152, 211–223, 2018.

ECCARD, R. S.; SOUZA, A. F.; MACHADO, R. A, Aditivos e desempenho de fluidos de perfuração no controle de instabilidades. **Revista Tecnologia em Petróleo e Gás**, 11(2), 77–89, 2018.

ELKATATNY, S.; NASR-EL-DIN, H. A.; SALEM, M., Challenges of drilling fluid design for unconventional shale formations. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, 9, 789–803, 2019.

FELISARDO, L. C.; COSTA, A. F.; ANDRADE, M. V., Estudo da eficiência de fluidos de perfuração à base de óleo em formações reativas. **Brazilian Journal of Petroleum Science and Engineering**, 18(1), 45–53, 2022.

FERREIRA, H. S., Estudo do inchamento de argilas bentoníticas aplicadas em fluidos de perfuração. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2009.

FOSTER, M. D., Geochemical studies of clay minerals: swelling and base exchange in montmorillonite. **American Mineralogist**, 38, 994–1006, 1953.

GHOLAMI, R.; RAHMANI, O.; FALAGHI, A.; ISMAIL, I.; REZAEI, H., A comprehensive review on drilling fluids for wellbore stability in shale formations. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 94, 104–142, 2021.

HAJIABADI, S. H.; AGHAEI, A., Shale-fluid interactions and wellbore instability: a physicochemical perspective. **Petroleum Exploration and Development**, 46(3), 582–590.

LAST, N.; PLUMB, R., Wellbore instability in shales: a physicochemical perspective. **SPE Drilling & Completion**, 10(1), 39–45, 2019.

LUCENA, A. C.; AMORIM, C. R.; LIRA, H. L., Comportamento de argilas bentoníticas e folhelhos em contato com fluidos aquosos de perfuração. **Revista Matéria**, 20(3), 756–770, 2015.

MACHADO, R., Caracterização e desempenho reológico de fluidos de perfuração não-newtonianos. **Revista Brasileira de Engenharia Química**, 19(2), 121–130, 2002.

MENEZES, R. R.; NEVES, G. A.; FERREIRA, H. C., Argilas bentoníticas: características, propriedades e aplicações. **Revista Cerâmica**, 55(333), 48–56, 2009.

MIRONOVA, N.; ILYIN, S., Clay inhibition in water-based drilling fluids: mechanisms and evaluation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 63(2), 79–85, 2008.

PEREIRA, E., Estudo da hidratação de argilas esmectíticas em fluidos aquosos. **Tese** (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2001.

PEREIRA, E., Troca catiônica e comportamento reológico de argilas bentoníticas em fluidos de perfuração. **Revista Matéria**, 14(4), 873–884, 2009.

POWELL, G. D.; ELLIS, M.; CHEN, G., Adsorption and swelling behavior of reactive clays in aqueous suspensions. **Clays and Clay Minerals**, 61(5), 409–421, 2013.

SERRA, C., **Fluidos de perfuração: princípios e práticas**. Rio de Janeiro: Interciência.

SHE, J.; LIU, H.; XU, C., Drilling fluid–shale interactions: implications for wellbore stability. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 182, 106–120, 2019.

SILVA, F. L.; SOUZA, T. M.; CARVALHO, R. S., Influência da adição de sais inibidores nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração aquosos. **Revista Matéria**, 24(3), 1–12, 2019.

SOUSA, A. F., **Fluidos de perfuração: formulação e desempenho em formações reativas**. **Dissertação** (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2022.

VALE, F. A.; PEREIRA, L. G.; CORDEIRO, J. P., Efeitos da concentração de sais nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, 9(1), 65–73, 2017.

VIPULANANDAN, C.; MOHAMMED, A., Advances in drilling fluids for unconventional reservoirs. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 75, 103–129, 2020.

WILSON, M. J.; WILSON, L., Clay mineralogy and shale instability: a review. **Clay Minerals**, 52(2), 169–186, 2017.