

4 Caracterização dos fluidos

4.1. Introdução

A interação rocha-fluido tem sido reconhecida como o principal fator gerador de custos para encontrar e produzir óleo e gás. Muitos progressos têm sido obtidos para reduzir os problemas de instabilidade gerados por esta interação. Em muitos casos, a utilização de fluidos base óleo ou fluidos de perfuração à base de hidrocarbonetos pode evitar tais problemas, pois os folhelhos, quando em contato com estas soluções, funcionam como membranas semipermeáveis ideais, evitando a passagem de íons do fluido para a rocha e da rocha para o fluido.

A utilização destes fluidos tem sofrido, por outro lado, severas restrições à sua utilização por questões de contaminação dos mares, que destrói a vida submarina e traz conseqüências para a vida humana. Em função disto, os fluidos base água, que são mais caros e menos eficientes que os fluidos base óleo, tem tido a sua utilização ampliada.

Como estes fluidos funcionam como membranas semipermeáveis não-ideais, ou seja, permitem a passagem de íons do folhelho para o fluido e vice-versa, entender o seu comportamento tem se tornado cada vez mais importante, devido à complexidade e conseqüências trazidas tanto para os folhelhos quanto para os próprios fluidos (Rabe e da Fontoura, 2002b).

Neste trabalho, teve-se a preocupação em caracterizar os fluidos, pois entende-se que a caracterização apropriada das soluções ajuda a explicar os fenômenos físico-químicos que ocorrem durante a interação. Assim, como neste trabalho se propôs uma caracterização integrada dos folhelhos, buscou-se também caracterizar os fluidos, identificando-se as suas propriedades mecânicas, eletroquímicas e químicas.

Parte-se, também, do pressuposto de que a caracterização é de fundamental importância para que se possa conhecer o fluido e a partir daí, entender melhor os fenômenos de interação folhelho-fluido.

O presente capítulo apresenta inicialmente a definição, seus compostos e suas classificações. Nele são descritos e apresentados seis tipos de fluidos salinos base água, que foram utilizados na campanha experimental como inibidores da interação rocha-fluido. Três deles, denominados cloretos, já vêm sendo utilizados desde a década de 70 e outros três desde a década de 90, denominados formiatos.

O estudo dos fluidos é de fundamental importância para se conhecer e identificar fluidos mais eficientes para reduzir ou evitar problemas relacionados com a interação folhelho-fluido.

4.2. Definição

Fluido de perfuração é um fluido circulante usado para tornar viável uma operação de perfuração (API, 1991). Segundo Fam e Dusseault (1998), os fluidos de perfuração são misturas de diferentes componentes utilizados em uma perfuração de poço, em que cada um deles é adicionado para acrescentar certas propriedades aos fluidos, como por exemplo: suportar a parede do maciço, limpeza do poço, evitar a invasão do filtrado e os danos na formação e para o controle da pressão e do teor de cascalhos em suspensão.

Uma das características básicas dos fluidos de perfuração é minimizar alterações físicas e químicas das formações a serem perfuradas. Segundo Steiger (1982), diz-se que um sistema é inibido quando o mesmo não provoca nenhum tipo de alteração nas propriedades originais de uma formação. Esta afirmação ainda está longe de ser uma realidade, pois os problemas de reatividade ainda causam grandes perdas à indústria do petróleo.

Diferentes mecanismos são empregados visando conferir um grau de inibição dos fluidos de perfuração. Segundo Aragão e Aragão (1989), pode-se inibir a reatividade através de várias técnicas, como por exemplo: a adição de eletrólitos (condutor de eletricidade, sólido ou líquido, no qual o transporte de carga se realiza por meio de íons), adição de polímeros à fase aquosa e a utilização de sistemas com características químicas antagônicas em relação ao sólido com o qual haverá interação.

Dentre os eletrólitos, pode-se citar o cloreto de cálcio, o cloreto de potássio, o cloreto de sódio, o hidróxido de cálcio e o sulfato de cálcio que funcionam como inibidores químicos, pois reduzem dentre outras coisas, a expansão e a dispersão das argilas. Os polímeros, assim como os lignossulfatos e lignitos, funcionam como inibidores físicos, que reduzem o contato direto da rocha com o fluido.

Os fluidos de perfuração são utilizados com as seguintes finalidades:

- limpar os fragmentos presentes na base da broca e conduzi-los até a superfície;
- exercer uma pressão hidrostática contra as formações, suficiente para prevenir o fluxo do fluido da formação em direção ao interior do poço;
- manter o novo poço aberto até que o revestimento de aço possa ser cimentado;
- formar um reboco de espessura fina e com baixa permeabilidade nas paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a broca;
- reduzir o atrito entre a ferramenta de perfuração e o poço e o revestimento.

Além disto, para desempenhar estas funções, o fluido de perfuração não deve:

- causar qualquer efeito adverso à formação perfurada;
- causar corrosão do equipamento de perfuração e das tubulações de sub-superfície;
- causar danos ao meio ambiente e aos seres humanos.

4.3. Classificação dos fluidos

Segundo Economids *et al.* (1998), os fluidos de perfuração têm origem em compostos líquidos ou gasosos e até da mistura entre eles, como mostra a Figura 48.

Os fluidos de base líquida podem ser separados em fluidos base água (conhecido como WBM), quando o seu meio de dispersão é a água, seja ela doce

ou salgada. Caso seu meio de dispersão seja os derivados do petróleo, como por exemplo, diesel, o fluido é dito base óleo (conhecidos como OBM).

Caso o meio de dispersão seja o gás, ele é dividido em: ar, que é a injeção de ar atmosférico ou gás natural para dentro do poço. Além destes, por questões de projeto, pode-se criar um fluido de perfuração oriundo da mistura do meio líquido com o gasoso. Se a maior parte da sua composição for a água, diz-se que o fluido é uma mistura denominada água aerada. Caso a mistura seja mais rica em gás, chama-se de espuma.

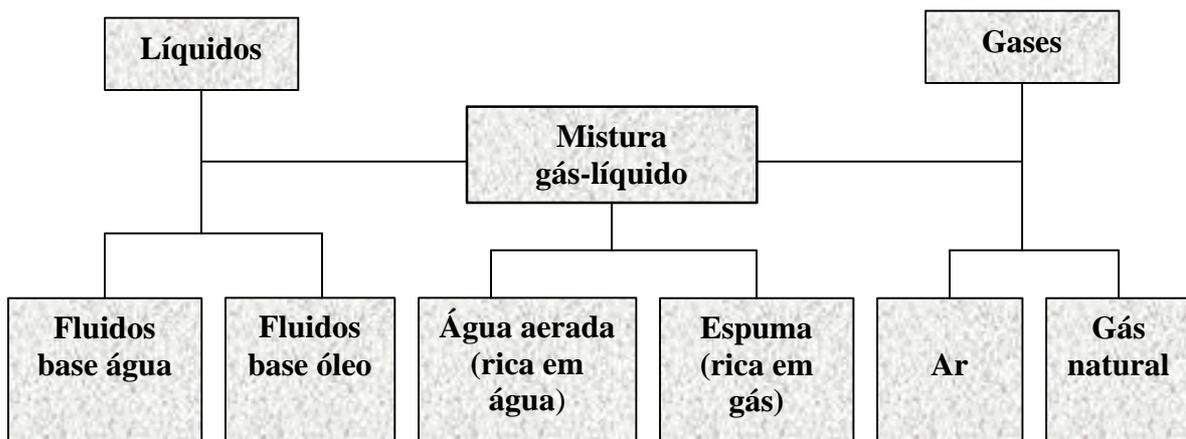


Figura 48 – Classificação dos fluidos de perfuração (Economids *et al.*, 1998).

Os fluidos base óleo foram, por muito tempo, utilizados largamente em função da sua elevada eficiência como inibidor, pois os mesmos funcionam como membranas semipermeáveis ideais quando em contato com os folhelhos, além de terem um custo baixo quando comparados com os fluidos água.

Um dos grandes problemas dos fluidos base óleo é o seu descarte nos mares, pois seus compostos, por serem ricos em diesel e óleos minerais, não são biodegradáveis e tendiam a persistir por muitos anos nos meios marinhos. No passado, os cascalhos resultantes da operação de perfuração eram descartados no fundo dos oceanos, onde, por adensamento, formavam pilhas de materiais.

Estes resíduos oriundos dos OBM que contaminavam os cascalhos, por degradarem de forma muito lenta, matavam ou causavam a morte de plantas e animais que se encontravam debaixo das pilhas formadas, pela falta de oxigênio. Este problema atingia também toda a fauna e flora que vivia na vizinhança, pois a baixa taxa de biodegradação aeróbica que o óleo sofria, gerava a depleção do oxigênio retirado da água ao longo de muitos anos.

Hoje em dia, estes resíduos são coletados por navios e tratados junto com outros rejeitos. Além disto, eles ainda podem ser reinjetados em outros poços ou limpos no campo através de solventes. Todas estas técnicas são caras e fazem com que o seu custo final seja maior que os fluidos à base água.

Deve-se ressaltar que qualquer óleo adicionado aos fluidos à base de água é emulsificado (teve a sua tensão interfacial reduzida) dentro da fase água, sendo a sua percentagem mantida pequena na solução. Este tipo de mistura é chamada de óleo em água. Na Tabela 29, encontram-se os principais componentes básicos dos fluidos com base em água, apresentado por Machado e Oliveira (1986).

Tabela 29 - Componentes dos fluidos com base-água (Machado e Oliveira, 1986).

Componentes	Concentração	Função
Água doce ou salgada	-----	Meio de dispersão
Bentonita	14,25 – 85,5 kg/m ³	Viscosificante/gelificante
Soda cáustica	0,71 – 2,85 kg/m ³	Alcalinizante e/ou floculante
Lignossulfatos	0,0 – 22,8 kg/m ³	Dispersante e inibidor físico
Amido	11,4 – 34,2 kg/m ³	Redutor de filtrado
Polímeros	0,0 – 5,7 kg/m ³	Viscosificante e/ou inibidor físico e químico
Eletrólitos	0,0 – 42,8 kg/m ³	Inibidor químico e/ou floculante
Baritina e/ou hematita	Em função da densidade programada	Adensante

Por esta tabela, pode-se observar que alguns compostos exercem funções fundamentais para fazer com que o fluido de perfuração seja funcional. A bentonita funciona como viscosificante, aumentando em função da presença de esmectita, a viscosidade dos fluidos. Além da bentonita, se utiliza também polímeros para gerar viscosidades elevadas. Soda cáustica funciona como um alcalinizante e floculante de argilominerais presentes no fluido. O amido, em função do tamanho de suas partículas, minimiza a penetração do fluido na formação. Cloretos e hidróxidos à base de sódio, cálcio e potássio são utilizados como inibidores químicos e floculantes. A barita (mineral à base de sulfato de bário) e a hematita (mineral a base de ferro) por possuírem elevada densidade dos grãos, são utilizadas como densificantes.

Os fluidos base óleo (OBM) utilizados atualmente necessitam de um controle mais minucioso da poluição do que os fluidos base água. Seu uso está limitado a perfurações em cenários de alta temperatura e alta pressão ou em condições em que as formações são fortemente afetadas pelos fluidos base água

(WBM). O uso de gás como fluido de perfuração é limitado a áreas onde as formações são praticamente impermeáveis e as misturas gás/líquido, utilizadas em formações capazes de produzir água em taxas elevadas.

Além dos fluidos base água e base óleo, Growcock *et al.* (1994a, 1994b) propõem um novo tipo de fluido de perfuração, denominado fluidos de perfuração sintéticos (SBM). Eles são compostos orgânicos sintéticos que possuem a mesma eficiência dos fluidos derivados de petróleo, porém são biodegradáveis. Eles são compostos principalmente por ésteres (classe de substâncias resultantes da condensação de um ácido orgânico com um álcool, caracterizadas pelo grupamento funcional $\text{RCO}_2\text{R}'$, onde R e R' são alquilas ou arilas) e por di-ésteres. Sua grande desvantagem reside no alto custo que limita a sua utilização.

Segundo os autores, suas principais vantagens residem em seu baixo impacto ambiental, reologia (elevada viscosidade), elevada estabilidade térmica (baixa redução da viscosidade a elevadas temperaturas), capacidade de desidratar os folhelhos e compatibilidade com outros compostos dos fluidos.

De uma forma geral, os principais fatores que determinam a escolha do fluido de perfuração são:

- 1- os tipos de formações a serem perfuradas;
- 2- a faixa de temperatura, resistência, permeabilidade e poro-pressão exibida pela formação;
- 3- tipo de avaliação das formações;
- 4- qualidade da água;
- 5 - considerações ecológicas e ambientais;

4.4. Soluções salinas ensaiadas

No presente trabalho, foram utilizados como fluidos, a água pura, soluções de cloretos e formiatos. Os cloretos são sais inorgânicos, e os formiatos, por sua vez, são classificados como sais orgânicos. Na Tabela 30, estão listadas as soluções salinas utilizadas no presente trabalho. Deve-se ressaltar que as soluções salinas utilizadas não contêm uma série de elementos importantes de um fluido de

perfuração, como os densificantes, os viscosificantes, os gelificantes, os alcalinizantes e os redutores de filtrado.

A simplificação das soluções utilizadas foi realizada, pois, neste trabalho, se deseja estudar apenas os compostos utilizados pela indústria do petróleo para inibir a reatividade entre os folhelhos e os fluidos de perfuração. Esta simplificação também auxilia na interpretação de seus resultados, pois trabalha-se com apenas um tipo de cátion e ânion específico.

Tabela 30 - Fluidos utilizados no presente trabalho.

<i>Fluidos</i>	<i>Sigla</i>	<i>Nome</i>
<i>Água de-ionizada</i>	H ₂ O	Água pura
<i>Fluidos inorgânicos</i>	CaCl ₂	Cloreto de cálcio
	NaCl	Cloreto de sódio
	KCl	Cloreto de potássio
<i>Fluidos orgânicos</i>	NaCOOH	Formiato de sódio
	KCOOH	Formiato de potássio
	CsCOOH	Formiato de céσιο

4.4.1.

Revisão sobre as propriedades dos fluidos utilizados

A seguir, encontra-se uma descrição das principais propriedades químicas dos fluidos utilizados no presente trabalho. Estes fluidos foram escolhidos por serem fluidos utilizados normalmente pela indústria do petróleo como inibidores da reatividade folhelho-fluido. Além destes sais, foi utilizada a água para efeitos de comparação de resultados e por ser conhecida como a solução que mais gera problemas de instabilidade das formações, devido a sua capacidade de hidratar e expandir os folhelhos.

4.4.1.1.

Cloretos

Os cloretos são utilizados na indústria de petróleo por serem soluções eletrolíticas capazes de reduzir o fluxo hidráulico para a formação, devido à viscosidade dos seus filtrados e por estimular um fluxo de água da formação

argilosa para o fluido, que geram pressões osmóticas altas, quando próximas da saturação. Este fluxo reduz a hidratação e as poropressões da formação ao redor do poço, o que gera o aumento das tensões efetivas. Um outro argumento para a sua utilização é o seu baixo custo, quando comparados com outros sais, além de ser o sal predominante na água do mar.

4.4.1.1.1. Cloreto de potássio (KCl)

O cloreto de potássio ocorre sob forma de cubos regulares, sendo volátil mesmo abaixo de seu ponto de fusão e apresenta pressão de vapor a 800°C de 4,5 mm. Ele é bastante solúvel em água, apresenta ponto de fusão de 768°C e ponto de ebulição de 1411°C. O cloreto de potássio possui 104,175 kcal/mol de calor de formação e 3,14 Å de distância interatômicas nos cristais.

O cloreto de potássio é o mais bem conhecido inibidor utilizado na indústria do petróleo. Segundo Van Oort (1997), o KCl é recomendado para a estabilização de cascalhos e de poços, em que os folhelhos são relativamente recentes e reativos (por exemplo, os folhelhos tipo “gumbos”). Ele atribui a sua popularidade devido a sua habilidade em reduzir as pressões de expansão nas argilas esmectíticas.

Eberl (1980) observou que a transformação da esmectita em illita ocorre pela fixação do potássio nas camadas da esmectita que continham solução de sódio nos poros, o que levava a um aumento das cargas. Ele conclui que esta seletividade e fixação catiônica são atribuídas ao fato de o potássio desidratar mais facilmente nas camadas com cargas maiores, resultado da atração entre os cátions tanto da água quanto pelos presentes na superfície das argilas.

Inoue (1983) mostrou que, por tratamentos hidrotermais, o potássio pode-se tornar não-trocável, e a quantidade de potássio fixado depende da temperatura, do pH e concentração de potássio na solução e que a saturação pode ser alcançada entre 5 e 6 dias.

Segundo Aragão e Aragão (1989), o cloreto de potássio apresenta um dos maiores potenciais de inibição, devido às características do íon potássio, como a sua baixa energia de hidratação, seu grau de coordenação ser 12 e por possuir

dimensões adequadas ao encaixe nas estruturas cristalográficas dos argilominerais.

A principal falha do cloreto de potássio se deve a sua inabilidade em prevenir a invasão do filtrado e da pressão de penetração da lama nos folhelhos. Na Figura 49, encontram-se os resultados dos ensaios de pressão de transmissão ou pressão osmótica, com o qual a taxa de pressão de penetração de uma solução de KCl saturada no folhelho Pierre tipo I foi medida. Observou-se que a poro-pressão gerada nos folhelhos não foi reduzida com a inserção da solução de cloreto de potássio em relação a uma solução simuladora dos fluidos dos poros, pois a taxa com que as pressões na base aumentaram era quase que na mesma proporção da solução simuladora do fluido dos poros, mesmo na saturação.

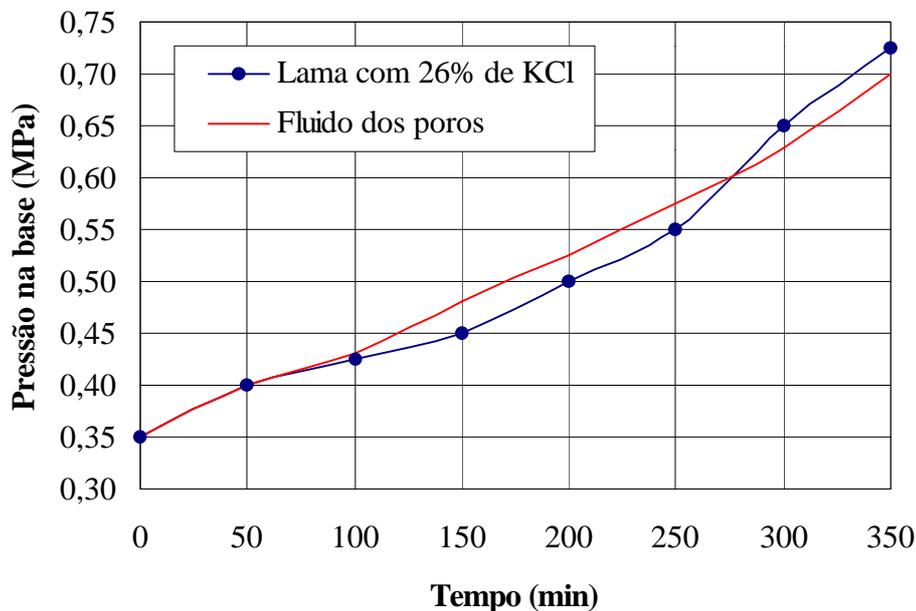


Figura 49 – Resultado da poro-pressão do folhelho Pierre tipo I a 65°C, transmitida pela solução saturada de KCl e por uma solução simuladora dos fluidos dos poros. (van Oort, 1994).

A principal causa desta inabilidade é atribuída à baixa viscosidade das soluções de KCl, que é próxima à da água, mesmo para soluções saturadas. Além disto, o KCl não é capaz de preencher completamente os poros e com isto modificar a permeabilidade dos folhelhos. Desta forma, a condutividade hidráulica dos folhelhos permanece inalterada na presença do KCl. Além disto, as pressões osmóticas geradas pelas soluções concentradas de KCl são moderadas (tipicamente de 20 MPa) e a eficiência de membrana é baixa (tipicamente de 1 a

2%), causada pela alta mobilidade do KCl nos folhelhos. Com isto, o fluxo osmótico do fluido da rocha para o fluido de perfuração base KCl (com pressões osmóticas efetivas de até 1,0 MPa) vai ser pequeno.

Segundo van Oort (1994), como resultado, as soluções à base de KCl não são muito indicadas para perfurações antigas e para folhelhos com baixa reatividade. Esta contra-indicação se deve a dois fatores: o primeiro é que os folhelhos mais antigos sofreram um intenso processo de diagênese, e com isto, a esmectita se transformou em um argilomineral menos expansível, como a illita e o segundo se deve à baixa difusão iônica da solução.

4.4.1.1.2.

Cloreto de sódio (NaCl)

O cloreto de sódio é um haleto iônico; quando puro, não é higroscópico. Cristaliza-se em cubos regulares e incolores, sendo apreciavelmente volátil à temperatura do ponto de ebulição. A solubilidade do cloreto de sódio aumenta pouco com a temperatura: 35,8 e 39,1 g de NaCl por 100 g de água a 20°C e 100°C, respectivamente (Sienko e Plane, 1961).

A dissolução de cloreto de sódio se dá com absorção de calor, de 1,2 kcal por mol. Apresenta ponto de fusão de 803°C e 1430°C de ponto de ebulição. O cloreto de sódio cristaliza de soluções aquosas e baixas temperaturas em placas hexagonais de NaCl·2H₂O. A 15°C, tanto o sal anidro como o diidrato são estáveis em contato com a solução saturada. Ele apresenta 98,232 kcal/mol de calor de formação e 2,81Å de distância interatômica nos cristais. Ele existe no estado sólido como cristal iônico ou semi-iônico. A Figura 50 apresenta o esquema estrutural do cloreto de sódio, onde se observa uma estrutura cristalina cúbica regular.

Segundo van Oort *et al.* (1996), o cátion sódio não é um inibidor como o potássio. A utilização do NaCl para o controle de folhelhos, tem certas vantagens em relação ao cloreto de potássio, pois a sua solução, quando próxima da saturação, possui viscosidade mais elevada e baixa atividade em relação às soluções concentradas de KCl. Esta baixa atividade da água gera pressões

osmóticas maiores. Além disto, eles são mais eficientes para a redução da invasão do filtrado nos folhelhos.

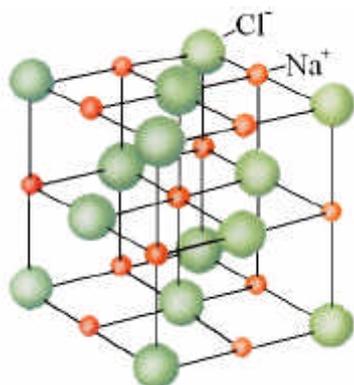


Figura 50 - Estrutura cúbica da estrutura do cloreto de sódio (Sienko e Plane, 1961).

Slade *et al.*, (1991), ao tratar diferentes esmectitas sódicas com solução de NaCl, em que as concentrações variaram entre 0,25 e 2,5 molar, observaram que quanto maior a concentração do sal, menor era o espaçamento basal entre as folhas dos argilominerais e que tendiam ao valor de 15,5 Å quando próximos da saturação. Pode-se concluir que quanto maior a concentração do sal, maior a sua força inibidora de expansibilidade das argilas (Figura 51).

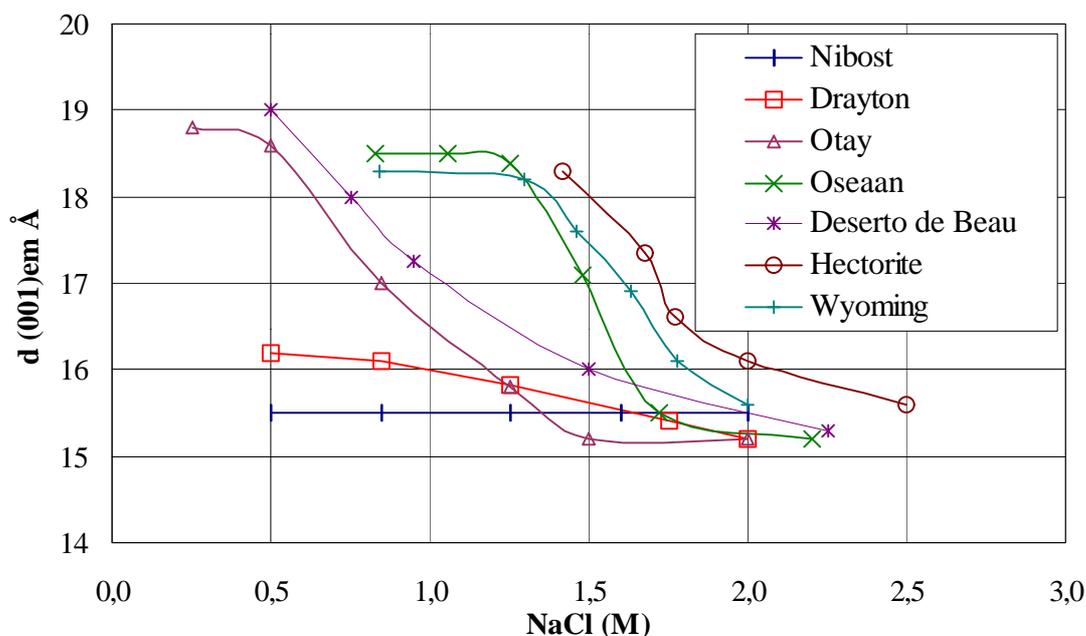


Figura 51 - Relação entre o espaçamento basal das esmectitas e a concentração de NaCl (Slade *et al.*, 1991).

4.4.1.1.3. Cloreto de cálcio (CaCl₂)

Apresenta ponto de fusão de 772°C e calor de formação de 190 kcal por mol. É um sal extremamente solúvel em água e higroscópico. O cloreto de cálcio cristaliza em sua formação por evaporação à temperatura ordinária, em forma de prismas hexagonais. A difração de raios-X mostrou que seis moléculas de água se acham octaedricamente dispostas em torno do íon Ca⁺² (Wells, 1950).

Além do hexaidrato, existem dois tetraidratos, um diidrato e um monidrato. O cloreto de cálcio anidro pode ser obtido a partir do sal hidratado acima de 260°C. O cloreto de cálcio anidro se dissolve em água com desprendimento de muito calor. O composto é também solúvel em álcoois, inclusive álcoois superiores, como propílico, butírico e amílico.

Meagher (1992), ao realizar o ensaio de microscopia atômica, mostrou que o Ca⁺⁺ é adsorvido pela superfície da sílica, ou seja, que as forças entre as duas superfícies é atrativa. Para baixos pHs, em torno de 4, e para baixas concentrações do cátion, em torno de 0,01 mol/l, constatou-se que o elemento é fracamente adsorvido, devido à existência de uma força de repulsão, causada pela hidratação das superfícies. Esta força repulsiva é removida quando as condições são alteradas, pelo aumento do pH, pelo aumento da concentração da solução.

Segundo van Oort (1997), dois fatores fazem dele satisfatório para perfuração de folhelhos: a viscosidade do seu filtrado é alta, o que faz com que o fluxo hidráulico seja pequeno e lento. A segunda se deve ao fato de que ele pode gerar altíssimas pressões osmóticas (da ordem de 1000 bar, pela sua baixíssima atividade sob elevadas concentrações).

Uma das suas desvantagens se deve à sua baixa eficiência de membrana, que é da ordem de 1-10%, o que faz com que a pressão osmótica efetiva atuando, seja reduzida para valores da ordem de 10 a 100 bar. Soluções à base de Ca²⁺ tem sido utilizado como base de fluidos de perfuração de alta densidade e de baixos sólidos e para fluidos de completação.

4.4.1.2. Água (H₂O)

A água é um líquido que apresenta apreciável pressão de vapor à temperatura ambiente e solidifica quando suficientemente esfriado. A densidade da água é máxima para a temperatura de 4°C. A molécula de água é angular e possui os seguintes parâmetros estruturais: $d(\text{H-O}) = 0,96\text{Å}$ e a ligação entre suas moléculas apresentam uma angulação de $104^{\circ}40'$. Em função de sua estrutura assimétrica, a molécula de água possui um caráter fortemente polar. Na Figura 52, encontra-se o arranjo das moléculas H₂O.

Em função deste seu caráter fortemente polar, a água se comporta como um excelente solvente eletrolítico. Ela reage com muitas substâncias para formar ácidos ou bases. Ela é capaz de atuar tanto como agente oxidante quanto como agente redutor.

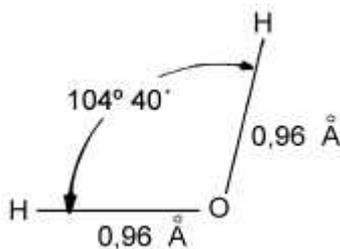


Figura 52 - Arranjo das moléculas H₂O no gelo (Ohlweiler, 1972).

Um dos grandes problemas da indústria do petróleo é a utilização da água como solvente dos fluidos, responsáveis pela hidratação, expansão ou inchamento e pela dispersão de partículas dos folhelhos nos fluidos. Os fenômenos de inchamento de argilominerais ocorrem em função da penetração e da absorção das moléculas polares de água no espaço interplanar das argilas, que provocam a hidratação dos cátions intercambiáveis, que por sua vez, provoca o aumento de seu volume hidrodinâmico. As moléculas de água ao serem atraídas em direção às argilas, produzem tensões internas e geram, como consequência, a expansão.

Segundo Aragão e Aragão (1989), em função da adsorção ser um fenômeno lento, os problemas gerados pela adsorção de água, como a expansão, só são percebidos após várias horas ou dias de exposição da rocha ao fluido. Para os autores, este fenômeno pode ocorrer também em ambientes gasosos de elevada umidade relativa.

Para Chenevert (1969), a hidratação produz ainda a redução da densidade dos grãos e altera a sua resistência elétrica. A Figura 53 ilustra a variação da densidade dos grãos do Folhelho D em função da variação do teor de água, pela adsorção da água pelo folhelho. Os resultados indicam uma redução acentuada de seus valores em função da adsorção, que provoca o aumento do teor de umidade da formação.

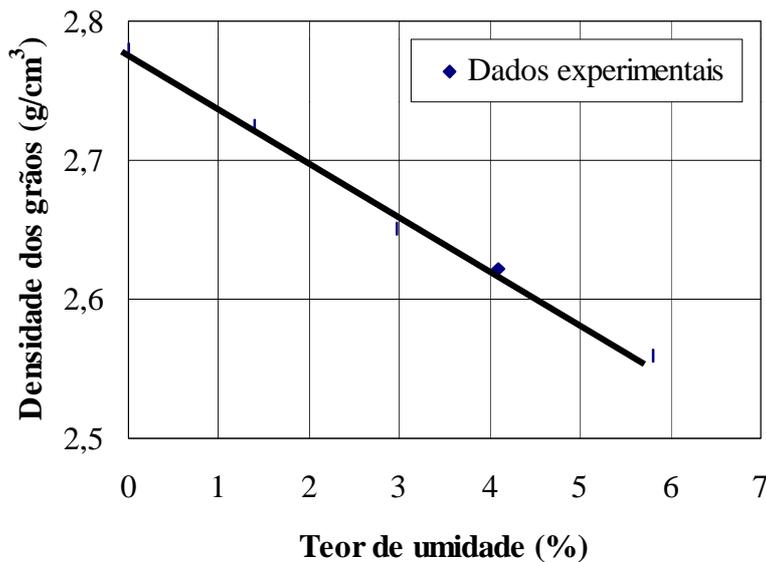


Figura 53 - Efeito da adsorção de água na densidade das amostras do folhelho D (Chenevert, 1969).

4.4.1.3. Formiatos

Os formiatos oriundos de metais alcalinos são muito solúveis em água e formam fluidos com densidades mais elevadas. Os três tipos que são normalmente utilizados pela indústria de petróleo para a etapa de perfuração e completção são o formiato de sódio (NaCOOH), formiato de potássio (KCOOH) e césio monohidratado ($\text{CsCOOH.H}_2\text{O}$). Eles apresentam baixos pontos de congelamento e cristalização.

Segundo Howard (1995), as vantagens da utilização dos formiatos como fluidos para a estabilização de folhelhos, residem, inicialmente na sua capacidade de reduzir o fluxo hidráulico do fluido para o folhelho através da alta viscosidade de seus fluidos e em função da sua baixa atividade, sob altas concentrações

capazes de gerar altas pressões osmóticas. O contrafluxo vai reduzir ou extinguir o fluxo do fluido que ocorre em direção ao folhelho.

Em relação a outros compostos inibidores, como os cloretos, eles apresentam como principais vantagens: cobre uma grande gama de densidades, possui uma baixa temperatura de cristalização, baixa toxicidade e é biodegradável. Eles são compatíveis com polímeros, com a maioria dos elastômeros e com os sais presentes nos poros, possuem baixo potencial de corrosão e alta tolerância à contaminação por sólidos, inibem o crescimento bacteriano e a formação de gás, além de serem facilmente recicláveis.

Na Figura 54, está apresentado o resultado dos ensaios de *hot-rolling* realizados durante 16 horas a 175°C, com três fluidos diferentes, sendo um deles formiato de potássio. Estes ensaios foram realizados para demonstrar a tolerância dos fluidos à contaminação por sólidos. Todas as soluções possuem a densidade de 2,3 SG, e foram contaminadas com mais de 80 ppb de dois tipos de argilas (25% de bentonita e 75% da argila OCMA Hymod Prima). Os resultados mostram que a viscosidade do formiato de potássio foi pouco afetada pela contaminação. Estes resultados indicam que o formiato de potássio adsorve pouco os argilominerais.

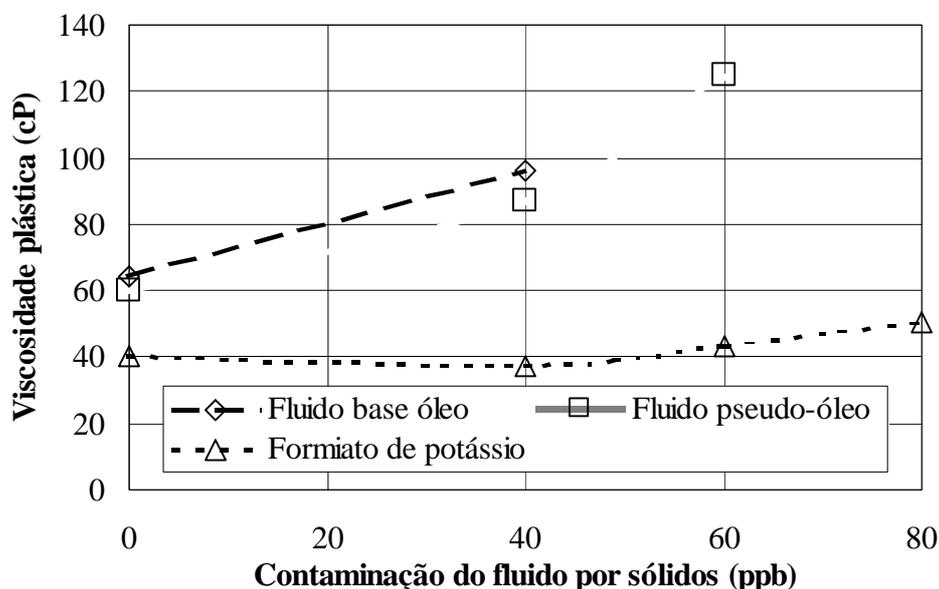


Figura 54 - Efeito da contaminação na viscosidade plástica por sólidos em três fluidos de perfuração (Howard, 1995).

Em relação à capacidade de evitar a corrosão de metais, foram realizados ensaios de imersão com o formiato de césio e com o brometo de zinco, sob

pressão de 1450 psia e temperatura de 180°C. A pressão foi alcançada através da pressurização com nitrogênio. Foram utilizados os aços 4140 e o Inconel 718, imersos sob solução de formiato de céσιο e brometo de zinco. Estes ensaios foram realizados sob pH controlado (brometo de zinco sob pH~1-2 e formiato de céσιο sob pH~12), porém com a mesma densidade. Na Tabela 31, estão apresentados os resultados dos ensaios.

Tabela 31 – Ensaio de corrosão com o CsCOOH (Howard, 1995).

<i>Solução</i>	<i>Metal</i>	<i>Taxa de corrosão (mm/ano)</i>
Formiato de céσιο 2,27 SG	4140	0,033
	Inconel 718	0,033
Brometo de zinco 2,27 SG	4140	0,263
	Inconel 718	0,033

Os resultados mostram a baixa taxa de corrosão gerada pelo formiato de céσιο quando comparado com o bromato de zinco no aço 4140. O autor justifica o resultado como resultado da facilidade de se obter um pH elevado para os formiatos, quando em comparação com os brometos e os cloretos.

Um dos aspectos que tem determinado atualmente a escolha de fluidos de perfuração, por questões ambientais, é o seu potencial de biodegradação (decomposição de substâncias). Downs (1993) estudou o potencial de biodegradação do formiato de sódio (concentração de 31,2mg/l) e do formiato de potássio (concentração de 30,4mg/l), como mostra a Figura 55.

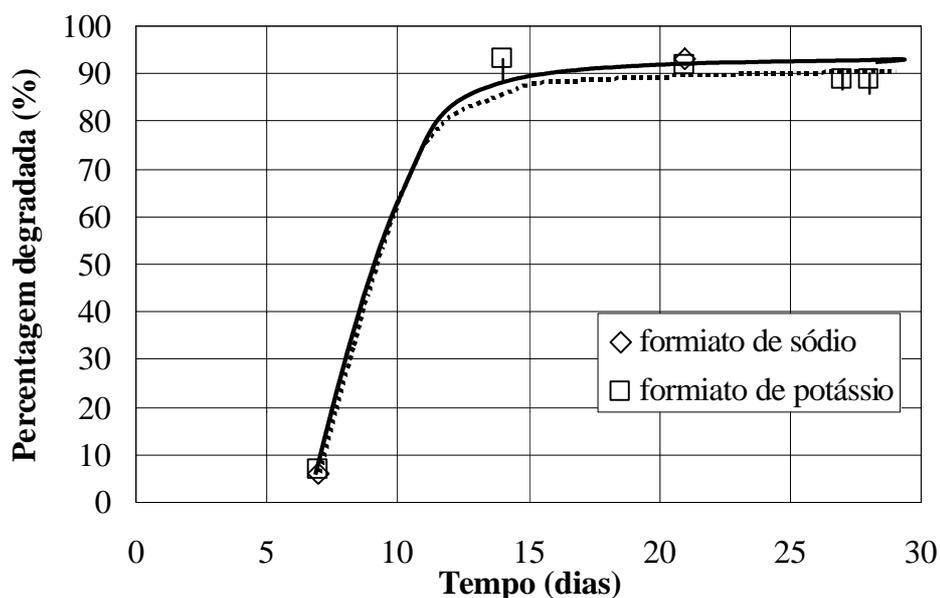


Figura 55 - Potencial de biodegradação do KCOOH e NaCOOH (Downs, 1993).

Os ensaios seguiram as normas da Comunidade Européia (OECD protocolo 301 E) e duraram 30 dias. Os resultados indicaram um excelente potencial de biodegradação, onde os materiais se degradam em torno de 20 dias mais de 90%.

4.4.2. Ensaio de caracterização dos fluidos

Os ensaios de laboratório visaram caracterizar de modo integrado as soluções salinas. Esta caracterização englobou os ensaios de: i) densidade, ii) viscosidade, iii) atividade química, iv) propriedades eletroquímicas: a) pH, b) Eh, c) condutividade elétrica, d) salinidade. Por fim, foram determinadas as composições químicas dos fluidos.

Para a realização dos ensaios, foram utilizadas soluções salinas próprias para análise química devido ao seu alto grau de pureza, conhecidas como reagentes analíticos. O cloreto de sódio e o de potássio foram fabricados pela Pro Analyti, o cloreto de cálcio foi fabricado pela Reagen (Quimibrás Industrias químicas SA) e pela Carlos Erba Reagentes. Os formatos de cério e potássio foram fabricados pela Cabot Drilling Fluids e o formiato de sódio pela Reagen SA. Para a preparação das soluções, utilizou-se água de-ionizada, preparada no equipamento Milli-q.

4.4.2.1. Preparação das soluções

A preparação das soluções seguiu duas metodologias distintas: na primeira, o composto que se encontrava sob a forma de pó, foi diluído em água milli-q. A segunda foi adotada pela diluição das soluções que tinham uma concentração definida. A primeira metodologia foi utilizada com os sais inorgânicos e com o formiato de sódio e a segunda com os outros sais orgânicos.

Como os sais orgânicos encontravam-se parcialmente solubilizados, não foi possível atingir as propriedades referentes a sua saturação. Inicialmente, para a preparação das soluções, o sal era pesado em uma balança de precisão de 0,001mg e posteriormente misturado com a água de-ionizada, nas concentrações especificadas. Para a preparação das soluções que já se encontravam parcialmente

solubilizadas, o volume da solução era, inicialmente, medido através de um macrocontrolador, onde se utilizaram pipetas com precisão de 1ml. Após esta etapa, com o mesmo equipamento, era adicionada água milli-q, sob volume controlado até que a relação estipulada de sal/água fosse atingida.

4.4.2.2. Resultados dos ensaios

A seguir, serão apresentados os resultados dos ensaios de caracterização das soluções salinas ensaiadas. Os ensaios foram realizados no laboratório de interação rocha-fluido, no laboratório de química analítica e no laboratório de termo-ciências, pertencentes à PUC-Rio.

4.4.2.2.1. Densidade

A densidade das soluções foi obtida através da pesagem de 100 ml de solução em uma balança de precisão de 0,00001g e o volume da solução foi controlado por uma pipeta volumétrica. Este controle foi o mesmo utilizado para preparar as soluções. Os ensaios foram realizados a 20°C, uma vez que a pesagem não poderia ser realizada a 50°C (temperatura de realização dos ensaios de imersão), pois iria ocorrer vaporização. Para cada ensaio de densidade foi preparada uma solução de concentração definida até a saturação (caso dos cloretos) ou até o valor máximo da solução (caso dos formiatos). O valor da densidade final obtida experimentalmente representa a média aritmética de cinco pesagens. Na Figura 56, encontram-se os resultados dos ensaios de densidade dos cloretos e na Figura 57, encontram-se os resultados dos ensaios de densidade dos formiatos.

Os resultados dos ensaios indicam que a densidade das soluções salinas aumenta com o incremento das concentrações. Dos sais inorgânicos estudados, o cloreto de cálcio apresenta a maior densidade na saturação (1,3096g/cm³) e dos sais orgânicos, o formiato de céσιο na saturação (2,1325g/cm³). Observa-se que os sais orgânicos apresentam densidades superiores a dos cloretos. Os valores das

densidades estão relacionados aos pesos moleculares dos cátions e ânions de sua composição.

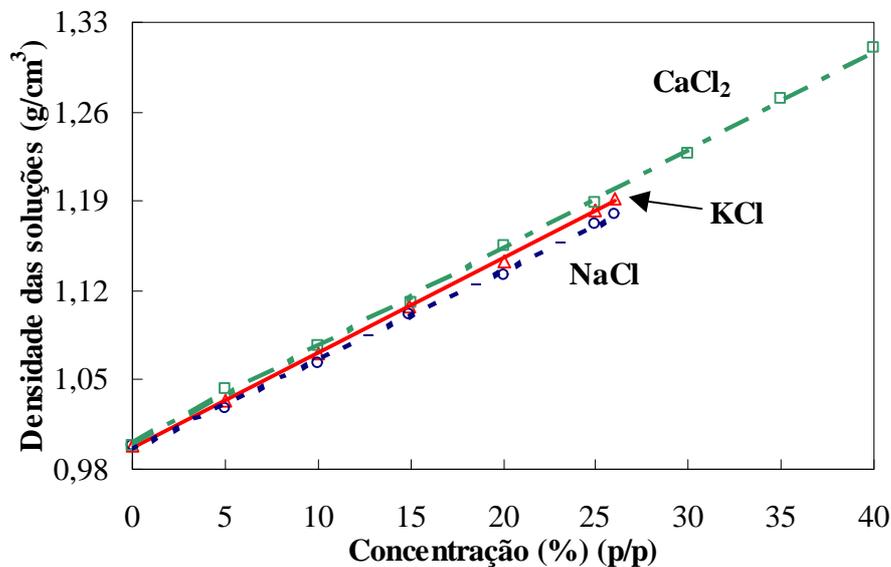


Figura 56 – Densidade dos cloretos a 20°C.

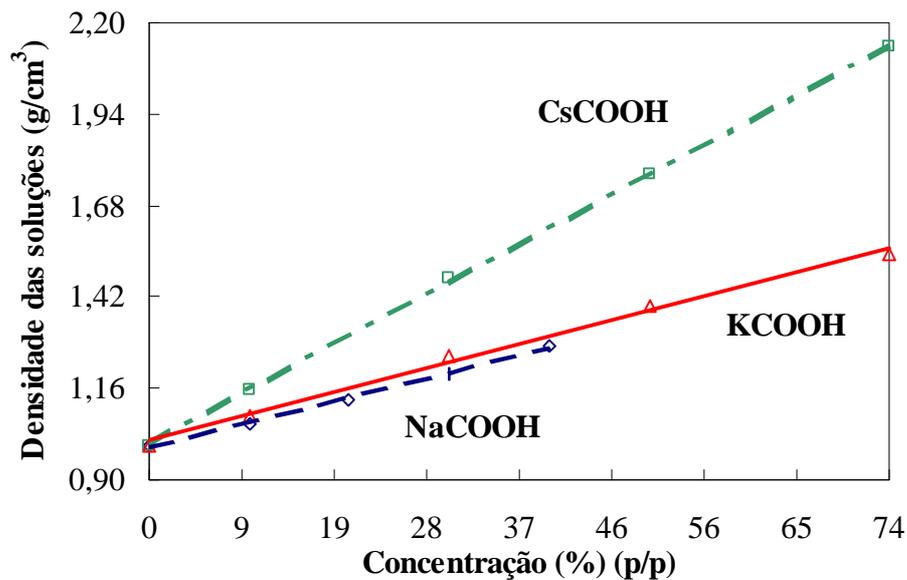


Figura 57 - Densidade dos formiatos a 20°C.

4.4.2.2.2. Viscosidade

Os ensaios de viscosidade foram realizados no Laboratório de Caracterização de Fluidos (DEM/PUC-Rio). Para a realização dos ensaios, utilizaram-se viscosímetros considerando os fluidos como newtonianos. Os fluidos foram imersos em um banho termostático capaz de cobrir a faixa de

temperatura entre -70° e 200° C, com estabilidade superior a 0,01K. O fluido utilizado no banho era a glicerina, que mantinha a temperatura constante a 50° C. A Figura 58 mostra o viscosímetro com solução e imerso no interior do banho de glicerina.



Figura 58 - Viscosímetro 1082 no interior do banho térmico com glicerina a 50° C.

Para a realização dos ensaios, foram utilizados viscosímetros tipo capilar (Ostwald), fabricados pela Cannon-Fenske, modelos 2541 e 1082, que são capazes de trabalhar na faixa de 0,8 a $4,0 \text{ mm}^2/\text{s}$. O viscosímetro 2541 possui faixa de trabalho de 0,5 a $2,0 \text{ mm}^2/\text{s}$ e o viscosímetro 1082, faixa de 0,8 a $4,0 \text{ mm}^2/\text{s}$. O banho utilizado foi o modelo TV 4000, fabricado pela PMP Tamson-Zoertemerse (Figura 59). Os ensaios seguiram as normas da ABNT e ASTM. Além disto, antes da campanha experimental, os viscosímetros foram aferidos pelo InMetro do Rio de Janeiro.



Figura 59 - Banho utilizado para a realização dos ensaios de viscosidade.

Para a realização dos ensaios, o banho era previamente calibrado para manter constante a temperatura das soluções. O ensaio consistiu em se colocar o

viscosímetro, no interior do banho durante 30 minutos, tempo suficiente para garantir o equilíbrio térmico da solução. Depois de atingido o equilíbrio, com o auxílio de um cronômetro digital aferido, foi determinado o tempo necessário para que o fluido atravessasse dois pontos definidos do viscosímetro, e assim, obtida a viscosidade do fluido. Na Figura 60, encontram-se os resultados das viscosidades dos cloretos e na Figura 61, a viscosidade das soluções de formiatos.

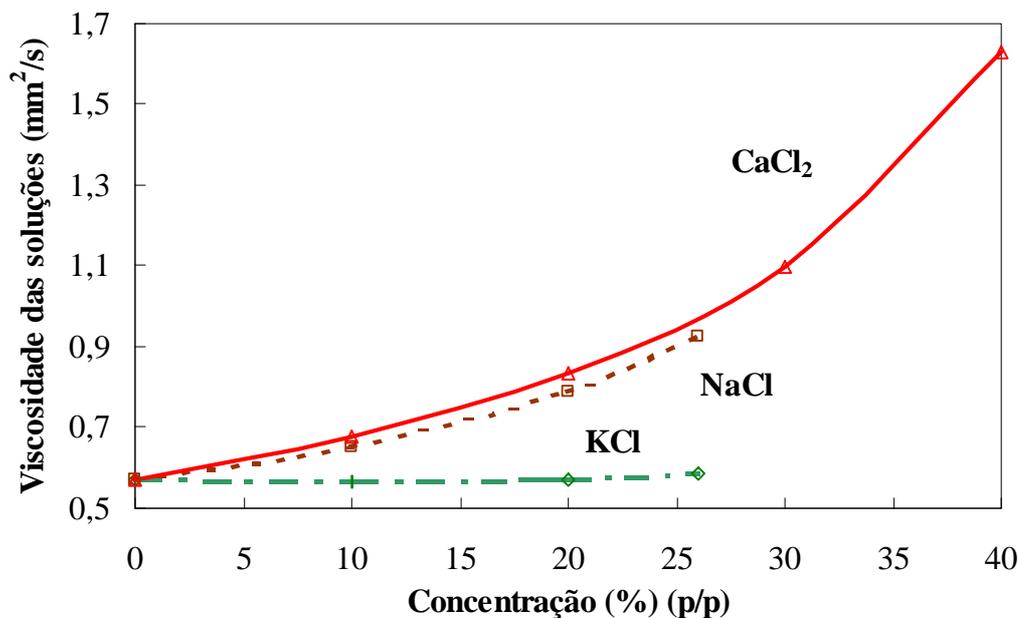


Figura 60 - Viscosidade dos cloretos a 50°C.

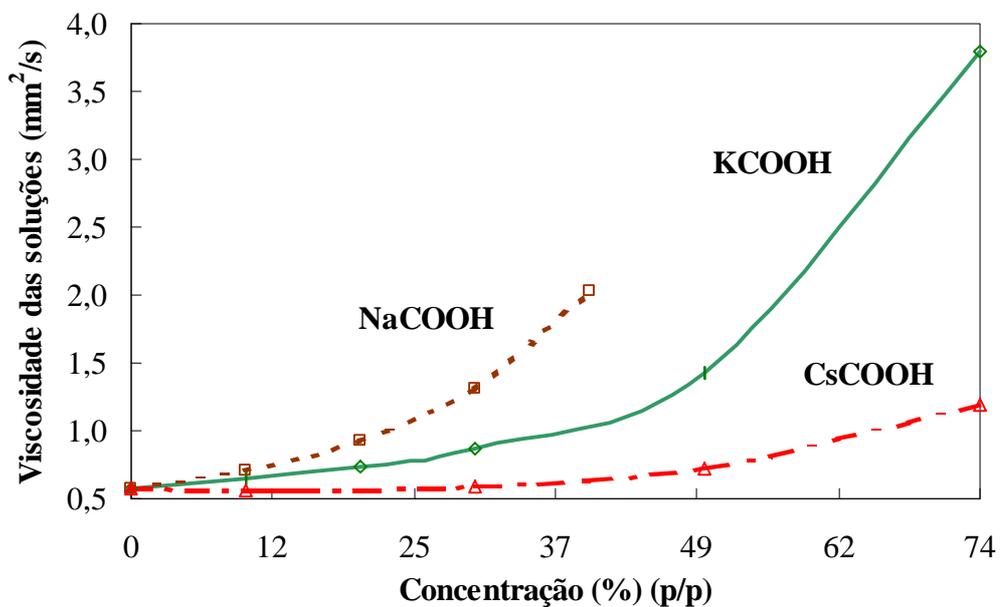


Figura 61 - Viscosidade dos formiatos a 50°C.

Os resultados dos ensaios realizados com os fluidos indicam que as viscosidades das soluções aumentam em função do incremento das concentrações.

No caso do cloreto de potássio, sua viscosidade se manteve praticamente constante em função do aumento da concentração.

Os resultados com sais inorgânicos indicam que o cloreto de cálcio apresenta a maior viscosidade a 50°C, seguido do cloreto de sódio e por fim, do cloreto de potássio. Na saturação, o cloreto de cálcio atinge viscosidade de 1,6291 mm²/s. Os sais orgânicos apresentam também um crescimento da viscosidade com a concentração. Das soluções ensaiadas, o formiato de potássio é que possui maior viscosidade, onde atinge na saturação o valor de 3,800mm²/s.

4.4.2.2.3. Atividade química

A atividade química das soluções foi medida através do equipamento descrito no item 3.3.3 –ix, que foi destinado à realização dos ensaios de atividade química da rocha e do fluido dos poros. Os ensaios foram realizados com temperaturas de 20°C com variação de $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Para a realização dos ensaios, foram utilizadas 50ml de solução, em que foram submetidos à repouso, no interior do erlenmeyer, durante 1 semana, para a obtenção do valor estabilizado da atividade química. Por limitação do equipamento, os ensaios foram executados a 20°C. Na Figura 62, encontram-se os resultados das atividades dos cloretos e na Figura 63, os resultados dos formiatos.

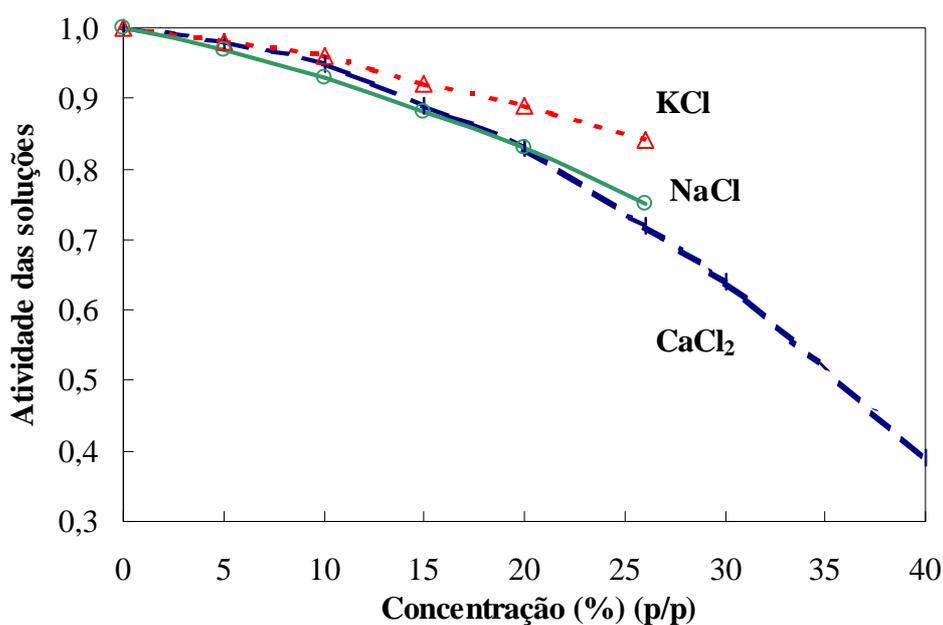


Figura 62 – Atividade química dos cloretos a 20°C.

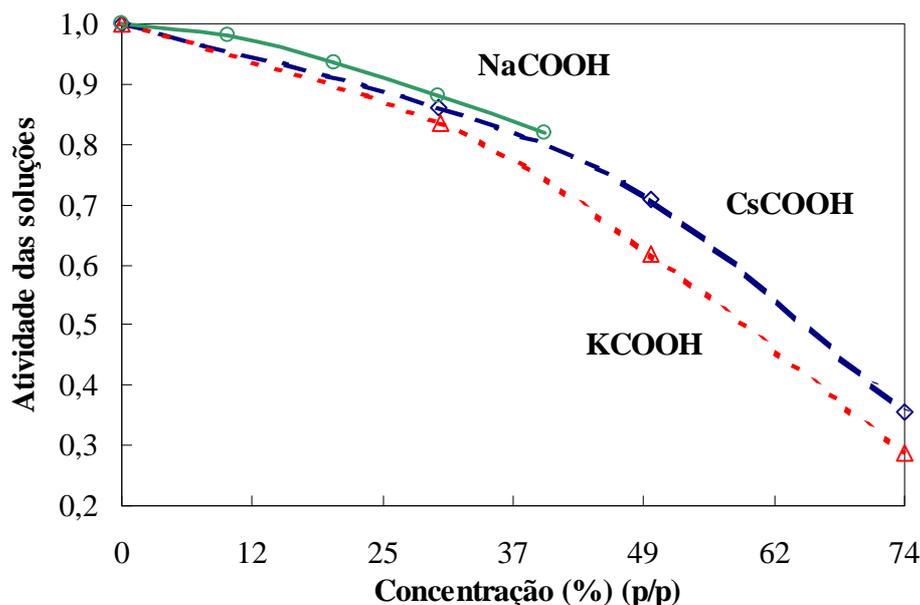


Figura 63 - Atividade química dos formiatos a 20°C.

Os resultados mostram que a atividade química das soluções ensaiadas sofre uma redução em função do aumento das concentrações. Dos sais inorgânicos, a maior variação ocorre com o cloreto de cálcio, onde, na saturação, atinge o valor de 0,39. Este valor é um indicador da capacidade do cloreto de cálcio de gerar pressões osmóticas elevadas.

Os sais orgânicos também apresentam redução de seus valores com o aumento da concentração. As maiores reduções ocorreram com o formiato de potássio e césio, onde, a 74% de concentração, o formiato de potássio atinge o valor de 0,286 e o de césio o valor de 0,354.

4.4.2.2.4. Propriedades eletroquímicas

A seguir, serão apresentados os resultados dos ensaios eletroquímicos realizados com os fluidos. Foram executados ensaios de condutividade elétrica, pH e Eh. Além destes, a sonda de condutividade elétrica mede a salinidade das soluções e as sondas de condutividade elétrica e pH possuem sensor para o controle da temperatura. As sondas utilizadas foram fabricadas pela Wissenschaftlich-Technische Werkstätten, modelo MultiLine P3 pH/LF. Maiores detalhes sobre as sondas estão apresentados no Capítulo 5, que descreve as características destas sondas, onde as mesmas foram utilizadas para a realização

dos ensaios de imersão. Todos os ensaios eletroquímicos foram executados a 50°C, temperatura estabelecida para a realização dos ensaios de imersão.

Para gerar a temperatura estabelecida, as soluções foram postas em cima de uma placa aquecedora e agitadora, a mesma utilizada nos ensaios de atividade dos fluidos dos poros dos folhelhos.

4.4.2.2.4.1. pH

A medição do pH foi realizada através da sonda SenTix 41. Na Figura 64, estão apresentados os resultados dos ensaios de pH dos cloretos em função da concentração a 50°C e na Figura 65, os resultados dos ensaios de pH das soluções orgânicas à base de formiatos.

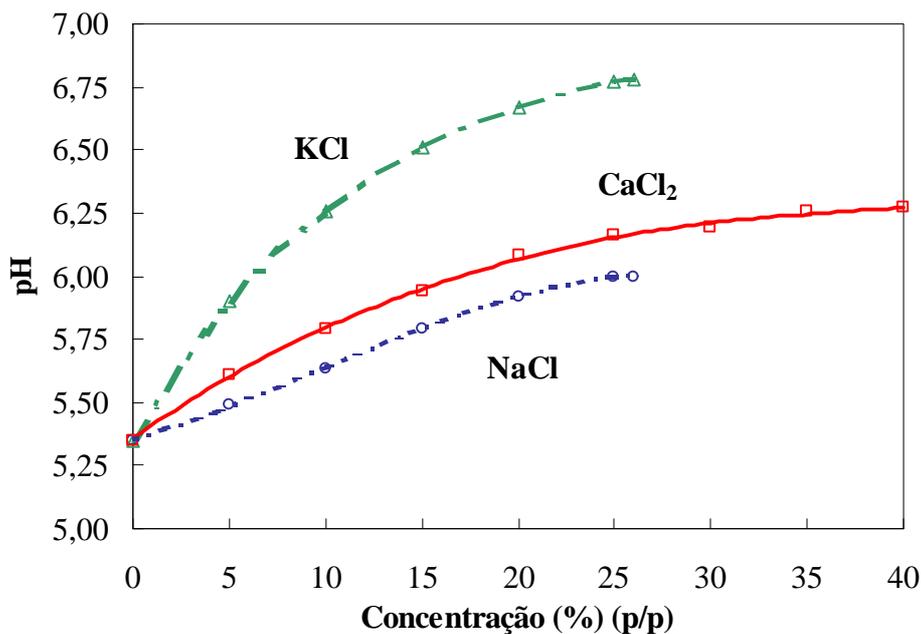


Figura 64 – pH dos cloretos a 50°C.

Os resultados dos ensaios realizados com os cloretos e com os formiatos indicam que o aumento da concentração eleva o pH das soluções, fazendo com que as soluções se tornem levemente ácidas, para os cloretos e fortemente alcalinas para os formiatos. O aumento mais significativo do pH dos cloretos ocorreu com a solução à base de potássio, que atingiu a 26%, o valor de 6,78, seguido do cloreto de cálcio e por último, o cloreto de sódio.

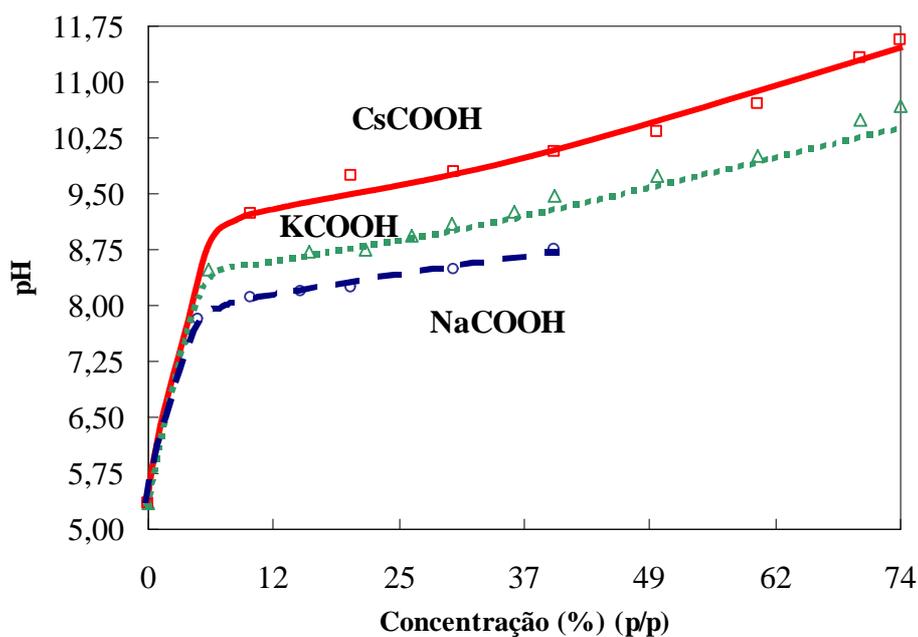


Figura 65 – pH dos formiatos a 50°C.

Em relação aos sais orgânicos, o formiato de céσιο foi o que mais sofreu uma forte alcalinização, onde, a 74%, apresentou um pH de 11,32. O formiato de potássio apresentou um aumento um pouco menor e por último, o formiato de sódio.

4.4.2.2.4.2. Eh

A medição do Eh foi realizada através da sonda ORP. Na Figura 66, estão apresentados os resultados dos ensaios de potencial redox realizados com os cloretos e na Figura 67, os resultados dos ensaios com os formiatos.

Os resultados do Eh dos cloretos indicam que as soluções são redutoras. Com o incremento da concentração ocorreu o aumento dos valores. A maior variação ocorreu com o cloreto de cálcio, cujo valor a 40% de concentração atingiu 313mV.

Em relação aos sais orgânicos, em função do aumento da concentração salina, ocorreu uma mudança do sistema redutor para oxidante, devido ao elevado teor de oxigênio gerado pelo incremento da concentração. Das soluções ensaiadas, o formiato de sódio atingiu a 74%, o valor de -711mV. Este valor é coerente, pois

o crescimento do teor de oxigênio nas soluções eleva o grau de oxidação do sistema.

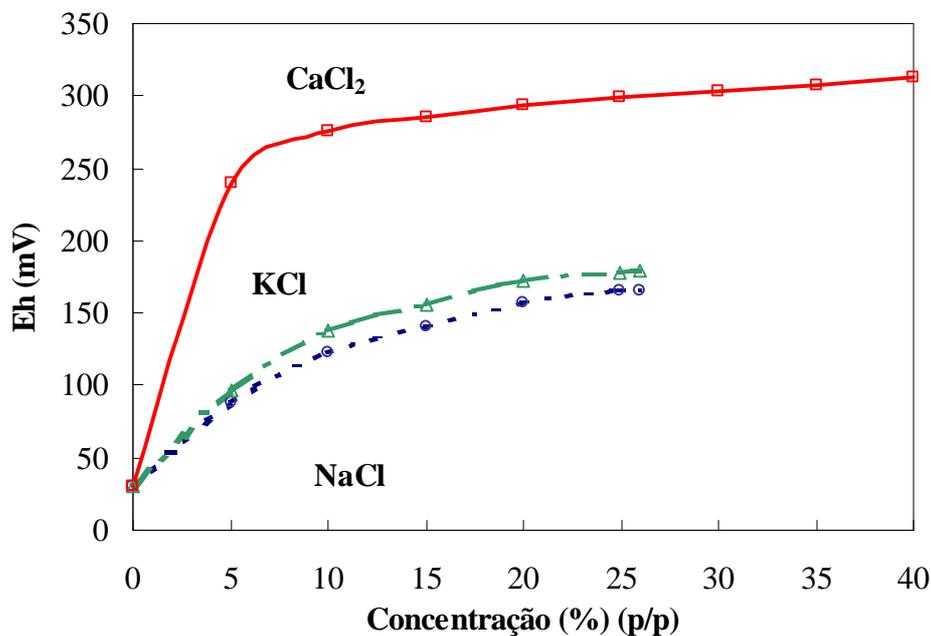


Figura 66 – Eh dos cloretos a 50°C.

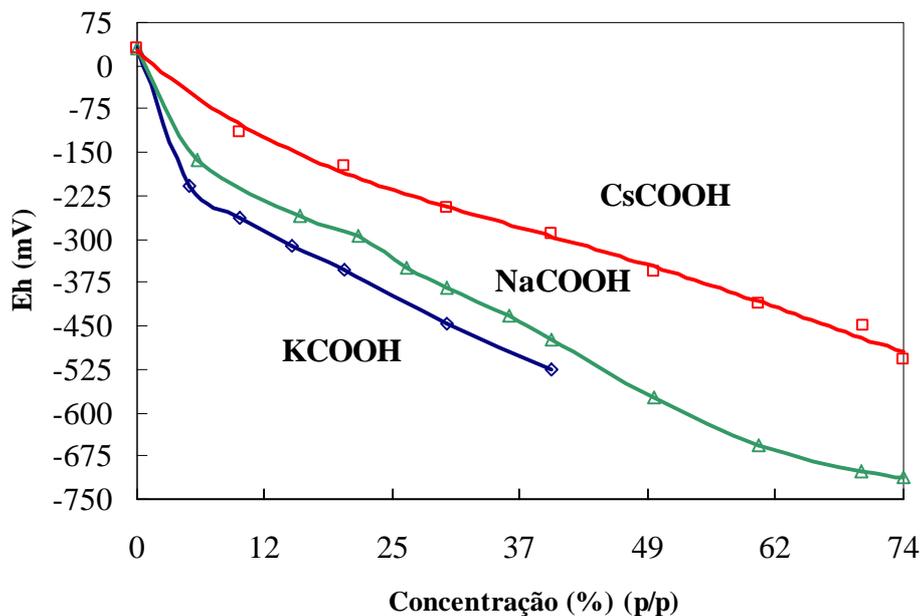


Figura 67 – Eh dos formiatos a 50°C.

A pequena variação do pH e do Eh dos fluidos salinos são potencialmente favoráveis à utilização como soluções inibidoras de reatividade, pois gradientes elevados de pH favorecem, quando em presença de minerais das rochas, precipitações e dissoluções de elementos presentes em meios porosos (Bazin e Labrid, 1991).

4.4.2.2.4.3. Condutividade elétrica

A medição da condutividade elétrica foi realizada através da sonda TetraCon 325. Na Figura 68, estão apresentados os resultados dos ensaios de condutividade elétrica realizados com os cloretos e na Figura 69, estão apresentados os resultados dos ensaios com os formiatos. Os ensaios foram realizados a 50°C, onde as curvas de condutividade elétrica foram plotadas em função da concentração.

Além de se conhecer o comportamento eletro-condutivo em relação à concentração, os ensaios visaram obter as equações da condutividade elétrica em função da concentração, pois as mesmas serão utilizadas para estimar a variação nas concentrações durante os ensaios de imersão.

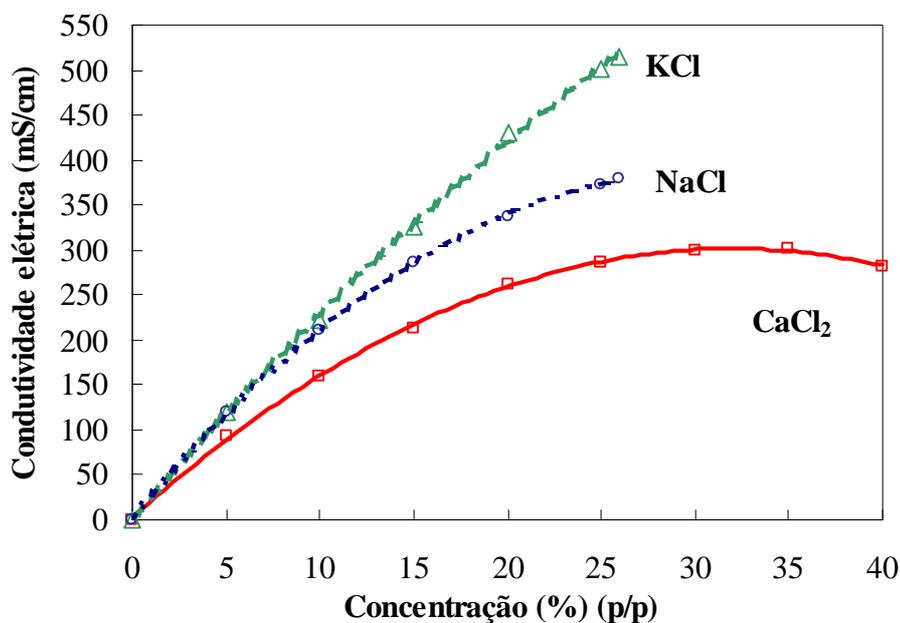


Figura 68 - Condutividade elétrica dos cloretos a 50°C.

Os resultados dos ensaios indicam que a condutividade elétrica das soluções aumenta em função da concentração. Este aumento se deve ao incremento de íons livres nas soluções. No caso do cloreto de cálcio, este aumento foi menor e, ao se atingir valores da ordem de 30%, a condutividade começa a apresentar uma tendência de redução. Das soluções inorgânicas ensaiadas o cloreto de potássio foi o que apresentou a maior condutividade elétrica na saturação, cujo valor foi de 514mS/cm.

Ele foi seguido pelo cloreto de sódio e pelo cloreto de cálcio. Para concentrações maiores que 26%, o cloreto de cálcio continuou a aumentar, porém com variação pequena, atingindo a 30%, o seu valor máximo de condutividade elétrica, que foi de 301mS/cm.

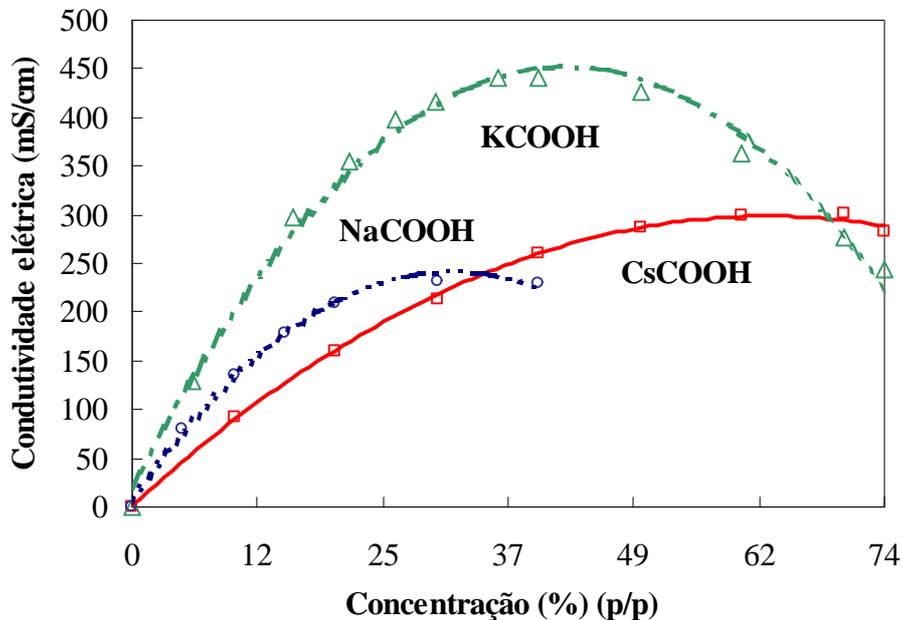


Figura 69 - Condutividade elétrica dos formiatos a 50°C.

No caso dos formiatos, a condutividade elétrica também apresentou um aumento em função da concentração. Este aumento se efetuou até as concentrações de 42% para o formiato de potássio, de 30% para o formiato de sódio e de 60% para o formiato de céscio. Além disto, observa-se que o formiato de potássio apresenta a maior condutividade elétrica a 42%, com valor de 440 mS/cm, seguido do formiato de céscio e do formiato de sódio.

A redução da condutividade elétrica constatada se deve a diminuição dos íons livres nas soluções devido à proximidade da saturação.

Na Tabela 32, encontram-se as equações obtidas a partir das curvas de condutividade elétrica (CE) em função das concentrações (%) medidas experimentalmente a 50°C. Seus valores foram obtidos até os picos das curvas. Estas equações serão utilizadas para se medir a concentração inicial, assim como a direção do fluxo iônico e a variação da concentração ao longo do ensaio de imersão.

Tabela 32 - Equações de condutividade elétrica dos fluidos ensaiados.

<i>Solução</i>	<i>Equação de condutividade elétrica</i>
NaCl	$CE_{NaCl} \text{ (mS/cm)} = -0,4055c^2 + 25,026c + 1,2625 \text{ (Eq. 26)}$
KCl	$CE_{KCl} \text{ (mS/cm)} = -0,1829c^2 + 24,727c - 1,3589 \text{ (Eq. 27)}$
CaCl ₂	$CE_{CaCl_2} \text{ (mS/cm)} = -0,2923c^2 + 18,709c + 2,1976 \text{ (Eq. 28)}$
NaCOOH	$CE_{NaCOOH} \text{ (mS/cm)} = -0,2797c^2 + 16,005c + 2,6007 \text{ (Eq. 29)}$
KCOOH	$CE_{KCOOH} \text{ (mS/cm)} = -0,3075c^2 + 23,184c + 2,5925 \text{ (Eq. 30)}$
CsCOOH	$CE_{CsCOOH} \text{ (mS/cm)} = -0,2336c^2 + 19,214c + 0,1221 \text{ (Eq. 31)}$

4.4.2.2.4.4. Salinidade

A salinidade (teor de substâncias salinas em um líquido) foi medida com a própria sonda de condutividade elétrica (TetraCon 325). A sonda trabalha na faixa de g/l e com faixa de trabalho de 0 a 60g/l. Em função dos teores salinos serem elevados, as soluções foram, para concentrações superiores a 5%, diluídas. Esta diluição gerou erros de até 22% nos valores das salinidades das soluções orgânicas e inorgânicas, o que impediu a sua utilização nos ensaios de imersão. Na Figura 70, estão apresentados os resultados dos ensaios de salinidade realizados com os cloretos e na Figura 71, estão apresentados os resultados dos ensaios com os formiatos.

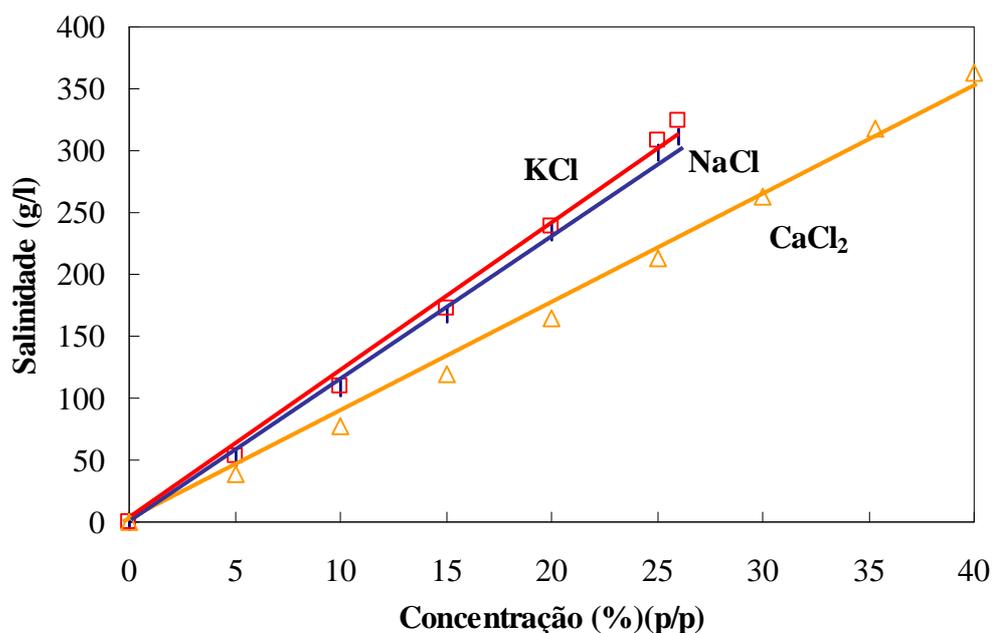


Figura 70 - Salinidade dos cloretos a 50°C.

Os resultados mostram que as salinidades dos sais aumentam em função do incremento das concentrações. Os resultados dos sais inorgânicos indicam que o cloreto de cálcio apresenta a maior salinidade na saturação, com valor de 363g/l. O cloreto de potássio atinge o valor de 325g/l e o cloreto de sódio, 312g/l. Os resultados dos sais orgânicos indicaram que o formiato de sódio, a 40% apresenta valor de 297g/l, Para valor de 74%, os formiatos de potássio e de céσιο apresentam respectivamente, salinidades de 871 g/l e de 658g/l.

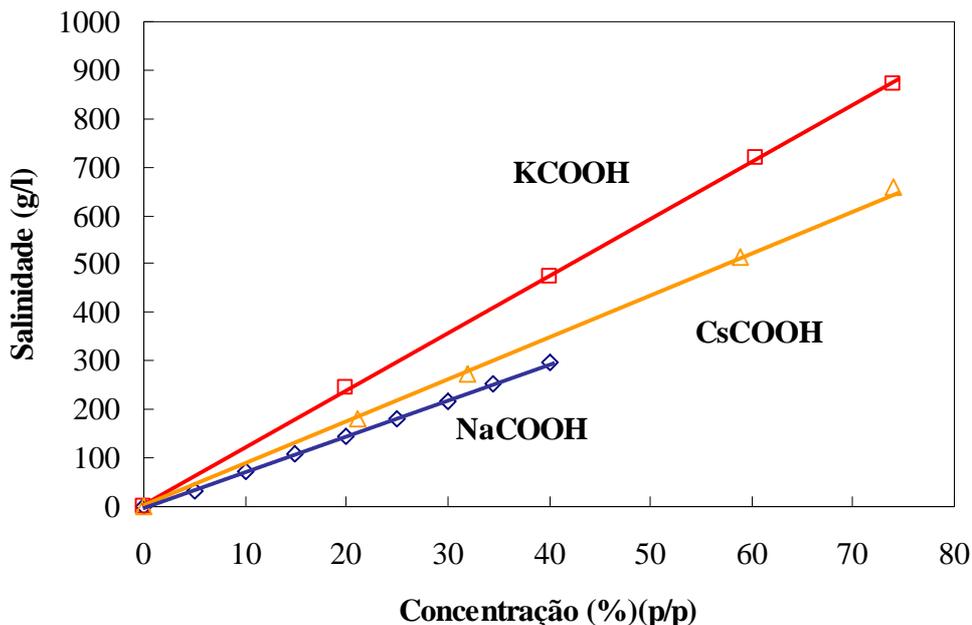


Figura 71 - Salinidade dos formiatos a 50°C.

4.4.2.2.5.

Composição química dos fluidos

A composição química dos fluidos (Tabela 33) foi obtida experimentalmente por espectroscopia de absorção atômica (cátions), cromatografia iônica e titulação e conferidas com informações dos fabricantes.

Os ensaios experimentais foram realizados nos laboratórios de química da PUC-Rio e no laboratório de interação rocha-fluido (titulação). Eles indicam que os sais apresentam impurezas, constituídas por diversos compostos, como brometos, cloretos, sulfatos e iodetos, de: alumínio, bário, cálcio, chumbo, estrôncio, ferro, magnésio, potássio e sódio. A contaminação das soluções por estes elementos se deve ao processo de produção industrial destes sais, onde o

maior teor de impurezas foi constatada na solução de formiato de potássio, cujo valor atingiu a 0,18%.

Tabela 33 – Composição química dos sais utilizados.

<i>Solução</i>	<i>Pureza (%)</i>	<i>Elementos (%)</i>
<i>H₂O</i>	99,93%	Alumínio: 0,003; bário: 0,0026; cálcio: 0,0105; cloretos: 0,0205; estrôncio: 0,0053; ferro: 0,008; magnésio: 0,001; potássio: 0,0025; sódio: 0,0011 e sulfatos: 0,0103.
<i>CaCl₂</i>	99,73%	Amônio: 0,005; bário: 0,005; brometo: 0,0003; chumbo: 0,002; sódio: 0,02; estrôncio: 0,1; ferro: 0,012; magnésio: 0,05; potássio: 0,01 e sulfatos: 0,01.
<i>KCl</i>	99,26%	Amônio: 0,0002; bário: 0,0034; brometo: 0,0021; cálcio: 0,1505; chumbo: 0,0011; estrôncio: 0,0209; ferro: 0,0043; iodetos: 0,005; magnésio: 0,0319; sódio: 0,5022 e sulfatos: 0,014.
<i>NaCl</i>	99,79%	Amônio: 0,0007; bário: 0,0834; brometo: 0,0021; cálcio: 0,04971; chumbo: 0,0011; estrôncio: 0,02456; ferro: 0,0045; iodetos: 0,0048; magnésio: 0,0241 e sulfatos: 0,0156.
<i>NaCOOH</i>	98,98%	Bário: 0,03487; cálcio: 0,06488; estrôncio: 0,0226; magnésio: 0,118; sódio: 0,7765.
<i>KCOOH</i>	99,03%	Bário: 0,055; cálcio: 0,0601; estrôncio: 0,0015; magnésio: 0,027; sódio: 0,7378 e sulfatos: 0,0801.
<i>CsCOOH</i>	99,82%	Bário: 0,0026; cálcio: 0,0517; estrôncio: 0,0017; magnésio: 0,0147; potássio: 0,0362 e sulfatos: 0,062.

4.5. Conclusões

A campanha experimental visou caracterizar também os fluidos utilizados como soluções inibidoras da interação folhelho-fluido. Dos sais ensaiados, os formiatos apresentam as maiores variações de concentração, pois atingem a saturação a níveis altos de concentração. Com isto, eles apresentam as maiores variações de densidade, viscosidade, atividade química e teores de sais. Estes elevados teores salinos influenciam diretamente na maior condutividade elétrica e salinidade destes fluidos.

Os cloretos também apresentaram comportamentos similares aos dos sais orgânicos, diferenciando-se em relação às suas propriedades eletroquímicas de pH e Eh. Enquanto que os formiatos apresentam um caráter fortemente alcalino e oxidante, os cloretos apresentam um caráter ácido e redutor.

4.6. Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentada uma revisão sobre o conceito e funções de fluidos utilizados durante a perfuração. Foram apresentados também os principais tipos de fluidos de perfuração, onde se destacaram as diferenças entre os fluidos base água (WBM) e os fluidos base óleo (OBM).

Das propriedades dos fluidos apresentadas, a revisão se concentrou nos fluidos base água utilizados pela indústria do petróleo como inibidores da interação folhelho-fluido, que é o objeto de estudo deste trabalho.

A revisão bibliográfica mostrou a utilização crescente dos fluidos base água em função de legislações ambientais que buscam inibir a contaminação dos mares de onde o óleo e o gás são explorados, por cascalhos contaminados com derivados de petróleo.

Uma das principais finalidades do fluido de perfuração é o de inibir os efeitos da interação rocha-fluido nas propriedades físico-químicas dos folhelhos, que é o objeto de estudo deste trabalho. Para isto, foram escolhidos para a campanha experimental, sais inorgânicos, à base de cloretos de cálcio, sódio e potássio, além de sais orgânicos, à base de formiatos de céσιο, potássio e sódio.

Estes sais inorgânicos já vêm desde a década de setenta sendo estudados (Chenevert, 1970; O'Brien e Chenevert, 1973), por isso a grande quantidade de informações disponíveis sobre estes sais. Em relação aos formiatos, sua utilização passa a ser intensificada como inibidor durante meados da década de 90 (Downs, 1993 e Downs *et al.*, 1993), o que faz com que as suas informações ainda sejam poucas.

Para caracterizar as soluções ensaiadas foram realizados ensaios que identificaram o valor de sua densidade, viscosidade, atividade, propriedades eletroquímicas e químicas.

Os ensaios eletroquímicos envolveram a medição do pH, Eh, condutividade elétrica e salinidade. Os ensaios laboratoriais que quantificaram a viscosidade e as propriedades eletroquímicas dos fluidos foram realizados a 50°C, temperatura esta estimada para a realização dos ensaios de imersão. Os ensaios de densidade e atividade não puderam, por razões operacionais serem realizados a esta temperatura.