

Monografia de Graduação

Estudos Termodinâmicos do Processo de Regeneração de Monoetilenoglicol (MEG)

Patrícia Alves Sobrinho

Natal, dezembro de 2013

PATRÍCIA ALVES SOBRINHO

**ESTUDOS TERMODINAMICOS DO PROCESSO DE REGENERACAO DE
MONOETILENOGLICOL (MEG)**

ORIENTADOR: PROF. DR. OSVALDO CHIAVONE FILHO

Sobrinho, Patrícia Alves – ESTUDOS TERMODINAMICOS DO PROCESSO DE REGENERACAO DE MONOETILENOGLICOL (MEG). Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Chiavone Filho

Co-orientador: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

RESUMO:

O monoetilenoglicol é o mais simples dos etilenoglicóis e é uma importante matéria prima para inúmeras aplicações industriais. Na indústria de petróleo gás, este produto é utilizado como inibidor de hidratos. O MEG é injetado em poços de produção de gás natural para evitar a formação desses hidratos, que podem paralisar o processo. Isto porque o gás natural produzido nas plataformas contém água que poderá solidificar, formando hidratos nas condições de temperatura e pressão, no qual o sistema é submetido. A presença de MEG em soluções aquosas que contêm sais, altera o comportamento de fase, por exemplo, provoca a diminuição da solubilidade dos sais. Após a injeção do MEG, este é recuperado em uma unidade de tratamento. Nesta unidade existe uma procura de propriedades termodinâmicas da sua concepção e operação, devido à complexidade destas misturas aquosas com MEG e sal, e também o problema de escamação. Este trabalho pretende investigar experimentalmente uma série de propriedades termodinâmicas, tais como solubilidade, densidade e condutividade, do sistema aquoso MEG/cloreto de sódio/ água, que é utilizado como referência para a determinação da composição. Estas propriedades permitem uma supervisão indireta das condições da unidade de recuperação de MEG.

Palavras Chaves: Monoetilenoglicol; hidrato; cloreto de sódio; solubilidade de sais.

ABSTRACT

The MEG is the simplest of ethylene glycols and is an important raw material for many industrial applications. In industry of petroleum and gas, this product is used as a hydrate inhibitor. The MEG is injected into wells producing natural gas to prevent the formation of these hydrates, which can paralyze the process. The natural gas produced on platforms contains water that will be able to solidify to form hydrates under conditions of temperature and pressure at which the system is submitted. The presence of MEG in aqueous solutions containing salts alter the phase behavior, for example, causes decreased solubility of the salts. After the injection of MEG, this is recovered in a treatment unit. In this unit there is a demand for thermodynamic properties of its design and operation, due to the complexity of these aqueous mixtures with MEG and salt, and also the problem of scaling. This study aims to experimentally investigate a number of thermodynamic properties, such as solubility, density and conductivity of aqueous system MEG/sodium chloride/water, which is used as a reference for determining the composition of the aqueous system. These properties allow for indirect supervision of the conditions of recovery unit MEG.

Keywords: ethylene glycol; hydrate; sodium chloride; salt solubility.

“Sabedoria é saber o que fazer; Habilidade é saber como fazer; Virtude é fazer”.

David Starr Jordan

Este Monografia é dedicada:

A Deus, que sempre iluminou a minha vida e me ajudou em todos os momentos. Aos meus pais, que são meu alicerce e sem eles eu não teria conseguido chegar até aqui. Ao meu irmão, por todo o apoio. E ao meu noivo, pelo incentivo, a ajuda, paciência e atenção.

AGRADECIMENTOS

A Deus por me guiar, me iluminar e me conceder forças para superar as dificuldades.

Ao meu Pai Francisco que sempre esteve ao meu lado, me ajudando no que foi necessário e foi sempre o meu exemplo de vida.

A minha mãe Bernadete, por ser maravilhosa, guerreira e meu anjo protetor.

Ao meu irmão Ítalo pelo apoio e incentivo.

Ao meu noivo, Fernando, pelo companheirismo e dedicação, que foram muito importantes nesta fase de minha vida e por nunca ter desistido de alcançar meus sonhos junto comigo, é por isso que o amo muito.

A toda a minha família pelo grande apoio que me foi dado durante toda a minha vida, em especial aos meus avós, Oliveira, Angelina e Nina.

Ao meu orientador Osvaldo pelos ensinamentos, orientação, amizade e apoio presentes em todos os momentos.

A ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pelo suporte financeiro que me foi concedido para o desenvolvimento do meu projeto de pesquisa e por ter sido uma excelente fonte de complemento acadêmico através dos cursos ministrados, da infraestrutura e do apoio de toda a comissão gestora.

Deixo meus agradecimentos a todos os amigos que fiz durante o curso, em especial à Cynthia, Adolfo, Iane e Rony.

Enfim, agradeço a todos que contribuíram de alguma forma com a realização deste trabalho. Muito obrigada.

SUMÁRIO

RESUMO	III
ABSTRACT	IV
AGRADECIMENTOS.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS	XI
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUÇÃO	2
1.1. Contextualização	2
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Relevância do Trabalho	3
CAPÍTULO 2	5
2. ESTADO DA ARTE	6
CAPÍTULO 3	7
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
3.1. Campos <i>offshore</i>	8
3.2. Água de produção	9
3.2.1. Composição da água de produção	9
3.2.1.1. Cloreto de sódio	10
3.3. Hidratos	10
3.4. Monoetilenoglicol	11

3.5. Densimetria.....	14
3.6. Solubilidade	14
3.7. Condutivimetria	15
CAPÍTULO 4	16
4. MATERIAIS UTILIZADOS	17
CAPÍTULO 5	18
5. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	19
CAPÍTULO 6	22
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	23
6.1. Densidade	23
6.2. Solubilidade do NaCl em misturas de H ₂ O/MEG	24
6.3. Condutividade para o sistema H ₂ O/MEG/NaCl	34
CAPÍTULO 7	36
CONCLUSÕES	36
7. CONCLUSÕES	37
CAPÍTULO 8	38
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39
ANEXOS.....	42
Anexo I - Equipamentos e bancadas experimentais	43
Anexo II - Aparelhos para medição da solubilidade de sal em solventes misturados	44
Anexo III - Sistema de produção em desenvolvimento no Campo de Mexilhão	45
Anexo IV – Curvas de calibração de densidade para o sistema Água/MEG/NaCl.....	46

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura do cloreto de sódio (NaCl).....	10
Figura 2 - Formação de hidratos na produção de gás natural: (a) "Plug" de hidratos (b) Representação estrutural do hidrato.....	11
Figura 3 - Molécula de Monoetilenoglicol	12
Figura 4 - Reação do óxido de etileno e água para a formação do MEG	12
Figura 5 - Figura ilustrativa da Plataforma marítima fixa PMXL-1	13
Figura 6 - Unidades de regeneração e recuperação do MEG	14
Figura 7 - Esquema e bancada experimental para as medidas de solubilidade de sal e condutividade: (1) condutímetro (condutividade e temperatura); (2) célula enjaquetada; (3) agitador magnético; (4) banho termostático e bomba de recirculação.	20
Figura 8 - Fluxograma da seqüência de preparação das curvas de calibração e do procedimento experimental de determinação da solubilidade.	21
Figura 10 - Amostras de curvas de calibração de densidade para o sistema H ₂ O+MEG+NaCl em concentrações de MEG variadas a 25, 50 e 80 °C.....	24
Figura 11 - Comparação dos resultados de solubilidade do NaCl (% m/m) obtidos a 20 °C com os dados da literatura (Trimble 1931; Baldwin 1964; Massoudi 2004) em misturas de Água+MEG.....	27
Figura 12 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em misturas de H ₂ O+MEG a 20, 45, 75, 90, 110 e 130 °C.	31
Figura 13 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em misturas de H ₂ O+MEG a 20, 45, 75, 90, 110 e 130 °C, na região mais rica em MEG; efeito inverso da temperatura sobre a solubilidade	32
Figura 14 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em função da temperatura para as diferentes concentrações de MEG em	33
Figura 15 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em função da temperatura para concentrações elevadas de MEG em água	34
Figura 16 - Condutividade das soluções saturadas de NaCl em H ₂ O+MEG nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C.....	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação dos equipamentos utilizados no projeto MEG	17
Tabela 2 - Resultados de densidade a 25 °C e solubilidade do NaCl a 20 °C em misturas de H ₂ O+MEG.....	25
Tabela 3 - Resultados de densidade a 50 °C e solubilidade do NaCl a 45 °C em misturas de H ₂ O+MEG.....	28
Tabela 4 - Resultados de densidade a 80 °C e solubilidade do NaCl a 75 °C em misturas de H ₂ O+MEG.....	28
Tabela 5 - Resultados de solubilidade do NaCl a 90 °C em misturas de H ₂ O+MEG	29
Tabela 6 - Resultados de solubilidade do NaCl a 110 °C em misturas de H ₂ O+MEG	29
Tabela 7 - Resultados de condutividade de soluções saturadas* de NaCl em H ₂ O+MEG nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C	35

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização

Quando o gás natural é produzido, a água e os sais dissolvidos são extraídos juntamente com o gás. Esta mistura sofre alterações de temperatura e pressão. Devido a estas condições, existe um grande problema para ser solucionado que é a formação dos hidratos que causam obstrução das linhas de produção. Para garantir que o gás offshore consiga ser transportado com as condições de pressões e temperaturas ao qual o gás é submetido, deve-se utilizar algum método para tal fenômeno não ocorrer. Sem um método para a não formação de hidratos, mostrado na Figura 2, haverá o bloqueio da linha de produção.

O método que é amplamente usado para impedir este acontecimento é o de injetar produtos químicos nas correntes de gás, esses são inibidores que se combinam com a água livre, diminuindo a temperatura de formação dos hidratos. Os mais utilizados são os glicóis e o metanol. Os glicóis são pouco voláteis e se concentram mais na fase aquosa, por possuir propriedades higroscópicas, facilitando a sua recuperação. Já o metanol, que poderia ser utilizado, não é tão indicado para estas injeções, pois ele apresenta alta toxicidade e difícil recuperação.

Dos glicóis, o melhor a participar deste processo é o monoetilenoglicol (MEG), pois como inibidor de hidratos possui algumas vantagens, tais como: menor viscosidade, fácil recuperação, e reduz a temperatura de formação dos hidratos. A injeção desses produtos químicos alteram as propriedades termodinâmicas, diminuindo a formação dos hidratos.

A introdução do MEG em soluções aquosas contendo sais altera o comportamento de fases, por exemplo, diminuindo a solubilidade do sal e aumentando a incidência de escala nos equipamentos (Camila Senna Figueiredo, et al).

Este trabalho visa obter respostas para o melhoramento na demanda da indústria de petróleo e em particular no campo de Mexilhão em Santos, SP, que se destaca por sua significativa reserva.

A atividade de produção de gás e condensado na Bacia de Santos contempla o emprego de poços produtores, um sistema de coleta constituído por linhas e estruturas submarinas, uma plataforma marítima e um sistema de escoamento da produção para a costa por meio de duto submarino. O Anexo III apresenta uma figura esquemática do

sistema de produção em desenvolvimento no Campo de Mexilhão. A plataforma de produção é fixada em profundidade de 172 metros, por meio de jaqueta, interligada aos poços produtores.

O fluido que vem do reservatório é constituído de gás em sua maior parte, além de condensado e pequena quantidade de água. Ele é coletado através do sistema submarino diretamente para a plataforma, onde é realizado o processamento da produção. As principais etapas envolvendo o fluido produzido são: coleta do fluido produzido (gás, condensado e água) no poço; separação do gás, condensado e água na plataforma; tratamento do gás e do condensado na plataforma; processamento de parte do gás para suporte ao processo de produção (geração de energia); circulação do monoetilenoglicol (MEG) pelo sistema submarino de coleta, de modo a evitar entupimentos por formação de hidratos no interior das linhas e dutos; e regeneração do MEG na plataforma.

A mistura água/MEG será processada na unidade de regeneração de MEG, na qual a água será separada do MEG e descartada como efluente da unidade, enquanto o MEG regenerado será reinjetado nas linhas de produção.

Dados de solubilidade, densidade e condutividade têm sido obtidos na literatura e no laboratório para estes sistemas. Entretanto, os dados para sistemas aquosos com MEG são escassos na literatura.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo obter dados termodinâmicos do sistema contendo MEG/Água/Cloreto de sódio, para diminuir a formação de hidratos e otimizar o sistema de regeneração e recuperação do MEG.

Com as curvas de concentrações do sal (cloreto de sódio) um modelo termodinâmico poderá ser criado para prever as melhores condições para o processo de recuperação do monoetilenoglicol.

1.3. Relevância do Trabalho

O monoetilenoglicol é utilizado como inibidor de hidratos na indústria petrolífera. O gás natural produzido nas plataformas contém água que poderá solidificar, formando hidratos, prejudicando o seu processamento. O MEG é utilizado para a remoção de água e, por conseguinte, previne a formação de hidratos. O processo de

recuperação do MEG apresenta problemas de incrustações e, sendo assim, necessita de informações das condições e natureza dos respectivos precipitados.

Deve-se ressaltar também a importância do projeto no que diz respeito à demanda da indústria do petróleo, em particular o campo de Mexilhão em Santos que se destaca por sua significativa reserva.

O estudo da recuperação do monoetilenoglicol não apenas implica na redução de custos, mas no controle de resíduos que se acumulam nas tubulações e que podem prejudicar o meio ambiente, alterando a flora e a fauna. A área ambiental é igualmente focada com destaque neste estudo, considerando a importância que lhe está sendo atribuída atualmente pelas grandes empresas.

CAPÍTULO 2

ESTADO DA ARTE

2. ESTADO DA ARTE

As novas descobertas, e os desafios que as mesmas trazem, são assuntos que sem dúvidas não podem deixar de serem tratados com grande atenção. A partir das novas fontes e as possíveis soluções de problemas que vão aparecendo, a possibilidade de melhorias no mundo atual é de grande chance. Cada dia que passa novos projetos de exploração e produção de gás natural vem sendo executado, e mais plataformas marítimas entrarão em operação nos próximos anos com o objetivo de explorar campos offshore de gás na costa brasileira.

Mas essas novas descobertas trazem muitos desafios para a otimização de regeneração do monoetilenoglicol e conseqüentemente uma redução de custo e impactos ambientais.

Estudos feitos segundo Chiavone e Rasmussen em 2008 mostraram um método viável para precipitação de sais em fases puras. A formação sólida de sais muitas vezes são desejadas, como em processos de cristalização, mas é um problema em outras situações, como quando escamas minerais formam dentro de equipamentos de processamento químico. No nosso caso, está havendo formações de hidratos nas plantas de regeneração de MEG, e o uso de dados experimentais ou de previsões do modelo proposto por Chiavone e Rasmussen tem feito parte da solução desse problema.

Sandengen, K.; Kaasa, B. , fizeram estudos para evitar a formação de hidratos e controlar formação de hidratos por meio de inibidores de hidrato baixa dosagem. Segundo eles, o método CV integrado é baseada nas medições de condutividade elétrica e velocidade acústica do fluido aquoso em exame. Formação de hidratos pode ser evitada pela desidratação, o que reduz a quantidade de água disponível para a formação de hidratos, ou mantendo a pressão de operação e a temperatura fora da região de formação de hidrato. Este último método desloca o limite de fase de hidrato de fora da operação durante o funcionamento normal de produção. Isto pode ser conseguido pela adição de compostos químicos como os inibidores termodinâmicos metanol e monoetilenoglicol ou deslocando a linha de operação a temperaturas mais elevadas por aquecimento ou isolar a linha de fluxo. Um modelo termodinâmico interno chamado HYDRAFLASH de Tohidi ET AL. 1995 e 1996, foi empregado para determinar o limite de fase de hidrato, e as composições dos fluidos de hidrocarbonetos são introduzidos no modelo termodinâmico

CAPÍTULO 3

REVISÃO

BIBLIOGRÁFICA

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com a diminuição da exploração dos recursos do petróleo, métodos mais sofisticados de recuperação são empregados na indústria do petróleo para a produção de demais recursos. Um dos métodos sofisticados de recuperação é o uso dos produtos químicos no campo de petróleo, especialmente na produção dos campos offshore. Estes produtos químicos pertencem a diferentes famílias, como alcoóis, glicóis, alcanolaminas, surfactantes e polímeros. Os mesmos têm várias funções, por exemplo, o metanol e o monoetilenoglicol (MEG) são usados como inibidores de hidratos de gás; os surfactantes são utilizados para diminuir a tensão interfacial entre o óleo e microemulsão bruta; os polímeros em um processo (*waterflooding*) atuam principalmente como espessantes. Ao longo dos últimos anos, a utilização destes produtos químicos tem aumentado consideravelmente (Muhammad Riaz et al., 2010).

Este trabalho é voltado diretamente para o MEG, pois é preciso recuperá-lo e para isso precisamos determinar dados termodinâmicos.

O fato de não utilizar o metanol como inibidor de hidratos, é devido a sua alta toxicidade, difícil recuperação e por não ser adequado para injeção contínua. Já em relação aos glicóis, eles são pouco voláteis e se concentram na fase aquosa, proporcionando fácil recuperação (Oliveira, J.A.F., 1996).

3.1. Campos *offshore*

Os campos *offshore* tiveram seu nascimento mundial, datado entre os anos 1930 e 1950 na Venezuela e Golfo do México, respectivamente.

Aqui no Brasil, já no final de 1950 devido às análises geográficas, havia o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, ainda sem uma definição precisa dos locais. A confirmação ocorreu pela descoberta do primeiro poço *offshore* em 1968, no Campo de Guaricema (SE), e a primeira perfuração, também em 1968, na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ). O ano seguinte, também foi marcado por mais descobertas, com o Campo de São Mateus (ES), e posteriormente no campo de Ubarana (ES), ambos na bacia de Potiguar. A partir destas primeiras descobertas, a Petrobrás deu início a uma série de outras. Entretanto, tais descobrimentos não surtiram maior efeito, pelo fato das tecnologias existentes não serem condizentes com a realidade brasileira (História, 2005).

Percebe-se que desde o início da descoberta destes campos se teve enormes desafios a serem vencidos. As descobertas trouxeram a responsabilidade de inúmeros profissionais em trazer soluções para tais problemas decorrentes das dificuldades de explorar os campos em alto mar. Um dos desafios está sendo estudado neste trabalho. E com essas soluções está sendo cada vez mais explorados, lugares que antes eram impróprios para tal ação.

3.2. Água de produção

Na exploração e produção de petróleo e gás são gerados resíduos e efluentes, dentre os quais se destaca a água produzida que vem junto com o óleo e o gás, e, que consiste de água de formação, água naturalmente presente na formação geológica do reservatório de petróleo, e água de injeção, aquela injetada nos reservatórios para o aumento da produção. Normalmente os campos de petróleo no início da produção geram pequena quantidade de água que aumenta com o decorrer do tempo atingido valores de 90%, quando o campo se encontra no seu estágio final de produção econômica (Ray & Engelhardt, 1992)

A composição da água produzida é complexa e variada. Seus componentes são oriundos do reservatório, água do mar injetada e substâncias químicas usadas na produção: inibidores de corrosão, desemulsificantes, biocidas, sequestrantes de H₂S, entre outros. Os componentes inorgânicos da água produzida são semelhantes aos encontrados na água do mar, entretanto a salinidade pode variar chegando até quatro vezes aquela de água marítima. Plataformas de gás tendem a produzir menor volume de água produzida, porém com elevadas concentrações de contaminantes orgânicos. Plataformas de óleo, ao contrário, geralmente produzem altos volumes de água produzida. Estes volumes de água produzida aumentam com o tempo, e podem, para campos maduros, chegar a mais de dez vezes o volume de óleo produzido (OGP, 2005).

3.2.1. Composição da água de produção

A água ocupa todos os espaços porosos nas rochas sedimentares exceto aqueles que contenham óleo, gás ou betume. Os mecanismos de migração subterrânea da água vão modificando a composição de sais na água acumulada em regiões subterrâneas. Estas águas contêm íons em solução e em concentrações variadas dependendo de sua fonte e ambiente de deposição (Hunt, 1995).

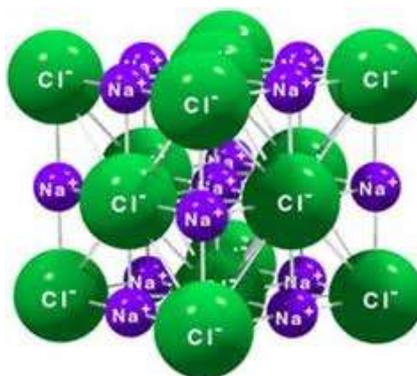
Os íons que estão em maiores concentrações nas águas de campo petrolífero são: o sódio, cálcio, magnésio e cloretos. Neste trabalho foi estudado em especial o cloreto de sódio.

3.2.1.1. Cloreto de sódio

Em geral, a água produzida contém diversas quantidades de sais, reduzindo a tendência para a formação de hidrato de gás. Nos casos em que o efeito de inibição da água salina produzida não é suficiente para evitar a formação de hidrato, os inibidores termodinâmicos podem ser injetados nas condutas, o que resulta num sistema que contém ambos os sais e inibidores. Além disso, em fluidos de perfuração à base de água, monoetilenoglicol e uma variedade de diferentes sais, estão presentes na formulação. O conhecimento preciso das condições de gás de hidratos de dissociação na presença de soluções aquosas de sais e inibidores de hidratos termodinâmicos são, portanto, crucial para evitar a formação de hidrato de gás e para a concepção segura e econômica e operação de oleodutos, produção/instalações de processamento e as operações de perfuração (Antonin Chapoy et al.).

Nesta etapa do trabalho de regeneração do MEG, foi estudado especialmente o cloreto de sódio. A Figura 1 apresenta o principal constituinte do sal de cozinha, que é um sólido iônico, constituído por íons positivos e negativos. Quando diluído em água, os íons separam-se na solução, onde se encontram rodeados pelas moléculas de solvente (COUTO, 2007).

Figura 1 - Estrutura do cloreto de sódio (NaCl)



Fonte: <https://www.google.com.br/search?q=cloreto+de+sódio>

3.3. Hidratos

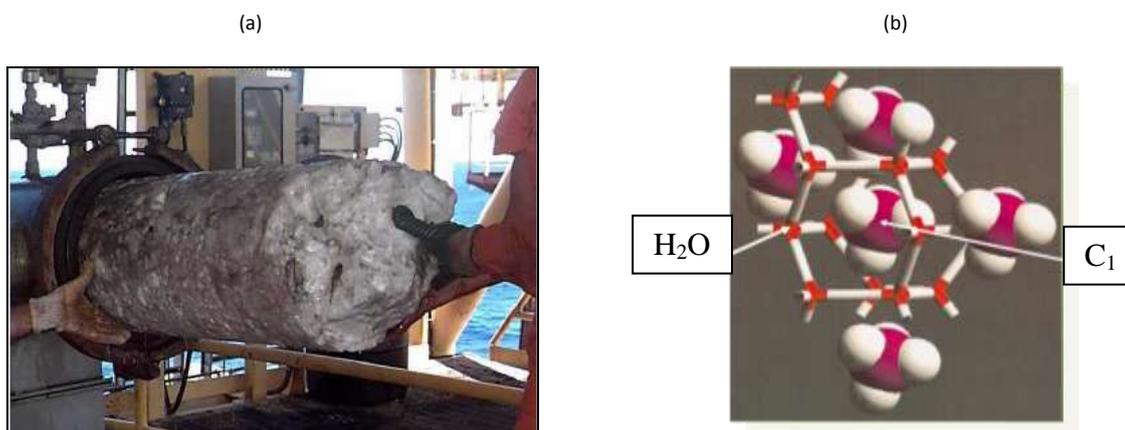
Hidratos de gás são compostos de gelo constituído principalmente por uma rede de ligações de hidrogênio das moléculas de água aprisionadas a moléculas hóspedes pequenas (por exemplo, metano, etano, propano, etc) (E. Sloan, C. Koh).

Condições de formação de hidratos são favoráveis em gasodutos e oleodutos, e sua formação ameaça produção de gás e petróleo (Patrick G. Lafond et al.).

O MEG é geralmente adicionado na formulação de fluidos hidráulicos e de perfuração, e injetado em tubulações para evitar a formação de hidratos de gás. Por isso, é necessário estabelecer o efeito de uma combinação de sais e inibidores termodinâmicos em equilíbrio com hidrato de gás (Antonin Chapoy et al.).

A Figura 2 representa a formação de um hidrato na produção de gás natural e a representação estrutural do mesmo, respectivamente.

Figura 2 - Formação de hidratos na produção de gás natural: (a) "Plug" de hidratos (b) Representação estrutural do hidrato



Fonte: Oliveira, J.A.F., 1996

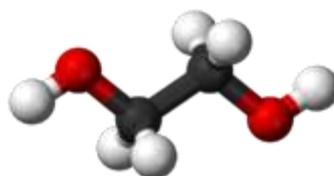
Ressaltando que a desidratação de gás natural é uma operação importante no processamento de gás. O nível de vapor de água no gás natural, deve ser mantido abaixo de um certo valor, para evitar a formação desses hidratos e minimizar a corrosão nas tubulações de transporte (Antonin Chapoy et al.).

3.4. Monoetilenoglicol

O monoetilenoglicol (MEG) ou etilenoglicol, Figura 3, de nome sistemático etano-1,2-diol é uma álcool com dois grupos hidroxila (diol), obtido a partir da reação do óxido de etileno e água, Figura 4. Ele é o mais simples dos etilenoglicóis e é uma

importante matéria prima para inúmeras aplicações industriais. Algumas das utilizações do mesmo são na fabricação de poliéster, resinas, filmes, fibras, na produção de anticongelantes, refrigerantes e em aviões “anti-ICER”. Mas além dessas aplicações, este produto é utilizado, na indústria do petróleo e gás como inibidor de hidratos. O MEG é injetado em poços de produção de gás natural para evitar a formação desses hidratos, que podem paralisar o processo.

Figura 3 - Molécula de Monoetilenoglicol



Fonte: <https://www.google.com.br/search?q=monoetilenoglicol>

O uso do MEG como inibidor de hidratos apresenta algumas vantagens, por exemplo, menor viscosidade proporcionando maior facilidade de escoamento; uma melhor recuperação em relação à outros glicóis e sendo assim ele apresenta menor solubilidade em hidrocarbonetos líquidos; e redução de temperatura na formação de hidratos (Oliveira, J.A.F., 1996).

Figura 4 - Reação do óxido de etileno e água para a formação do MEG



Fonte: Oliveira, J.A.F., 1996

O MEG será injetado na cabeça dos poços para garantir o escoamento do fluido dos poços até a plataforma, onde será posteriormente regenerado. Com tal finalidade, foi projetado, para a plataforma PMXL-1 (Figura 5), um sistema de MEG contendo duas seções: uma seção de regeneração e uma seção de recuperação (Figura 6). A primeira seção é composta por um tanque de vaporização, uma coluna regeneradora, além de filtros e trocadores de calor visando a redução da concentração de água no MEG. O sistema de recuperação por sua vez, é composto por um evaporador, uma torre

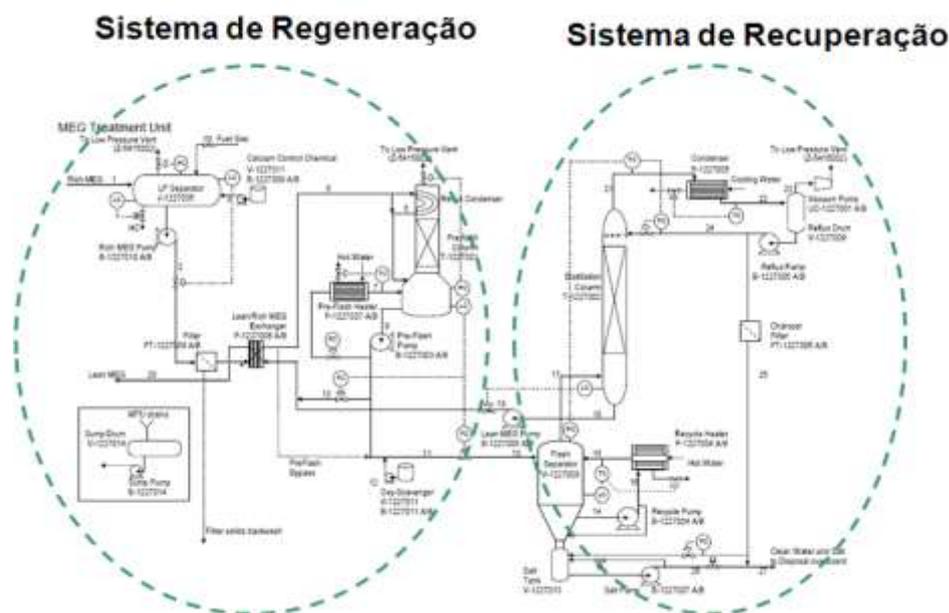
de destilação e equipamentos auxiliares, todos sob vácuo. Esse sistema tem por objetivo reduzir ainda mais a concentração de água no MEG, além de retirar os sais presentes, provenientes da água de produção. O MEG na saída desta unidade será reinjetado na cabeça dos poços.

Figura 5 - Figura ilustrativa da Plataforma marítima fixa PMXL-1



Fonte: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo>

Figura 6 - Unidades de regeneração e recuperação do MEG



Fonte: Oliveira, J.A.F., 1996

3.5. Densimetria

Em uma dada temperatura e pressão, a densidade de misturas binárias, ou multicomponentes de líquidos ou de gases, é função da composição. No caso de soluções não ideais, uma calibração empírica fornece a relação entre a densidade e a composição. O uso de um densímetro digital preciso ($\pm 0,00001 \text{ g/cm}^3$), por exemplo, Antor Paar (tubo oscilante), Anexo I, de determinação da concentração, possibilita essa determinação, com excelente previsão (Chiavone et al., 1993).

3.6. Solubilidade

Quando uma substância, que é caracterizada como solvente de um sólido, é colocada em contato com este sólido, ela exerce uma ação específica na dispersão das partículas constituintes do cristal. Isto pode acontecer devido uma grande afinidade ou força de atração entre o sólido e o líquido, e começa a penetração das moléculas do solvente no cristal e termina com a dispersão do sólido no solvente. O resultado final é a desintegração total da rede cristalina e a formação de uma solução do sólido no líquido (Houghen et al., 1972).

A dispersão de um sólido em um líquido chama-se dissolução. Sendo o processo inverso chamado de cristalização. Isto ocorre quando uma partícula dispersa, ao atingir

o cristal de onde proveio, é novamente agregada a rede cristalina. Quando a concentração do soluto torna-se suficientemente elevada, a velocidade de cristalização torna-se igual à velocidade de dissolução estabelecendo um equilíbrio dinâmico e mantendo constante a concentração da solução. Quando se tem esta situação de equilíbrio, diz-se que a solução está saturada com o soluto e é incapaz de dissolver maiores quantidades desse soluto (Oliveira, Humberto Neves Maia).

3.7. Condutivimetria

A condutividade eletrolítica é a capacidade de uma solução conduzir corrente elétrica. A condução da corrente elétrica em soluções eletrolíticas difere da dos metais, pois nos metais a corrente elétrica é composta unicamente de “elétrons livres”, já nos líquidos a condução é feita por íons. A condutância específica resulta da soma das contribuições de todos os íons presentes (Oliveira, Humberto Neves Maia).

A condutividade pode ser aplicada como uma propriedade monitora na determinação sintética de solubilidades de sais (Nývlt, 1977). Isso por que ao adicionarmos um volume pequeno de solvente à uma solução iônica saturada a condutividade irá crescer ou decrescer ligeiramente.

CAPÍTULO 4

MATERIAIS

UTILIZADOS

4. MATERIAIS UTILIZADOS

Para a realização dos experimentos foram utilizados os equipamentos descritos na Tabela 1. Ressalto que alguns dos mesmos já estavam no laboratório FOTEQ (Fotoquímica e Equilíbrio de Fases) e outros foram adquiridos no decorrer do projeto para atender as demandas do mesmo.

Tabela 1 - Relação dos equipamentos utilizados no projeto MEG

EQUIPAMENTO	MODELO	MARCA
Condutímetro	DM-32	Digimed
Célula de condutividade	DMC-010M k= 10 cm-1	Digimed
Célula de condutividade	DMC-001M k = 1cm-1	Digimed
Células encamisadas de vidro borossilicato	Projetada pelo prof. Osvaldo Chiavone	FGG
Densímetro	DMA 4500M	Anton Paar
Estufa c/ circulação e renovação ar	TE - 39412	Tecnal
Balança analítica 5 casas decimais	Shimadzu	Shimadzu
Dessecador		
Agitador magnético		Fisatom/Tecnal
Banho termostático	TE/184	Tecnal
Banho termostático	LAC-F312-MA	Julabo
Deionizador	DE 1800 evolution	Permuton
Deionizador	Sist. UltraPurific. D.UV	Millipore

Em relação aos reagentes químicos líquidos (MEG da Merck com pureza mínima de 99,5%) e sólidos (NaCl da Merck com pureza mínima de 99,5%) e materiais de laboratório.

No Anexo I estão apresentadas fotografias dos equipamentos e bancadas experimentais.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA EXPERIMENTAL

5. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

A metodologia experimental foi inicialmente baseada na literatura (Chiavone-Filho e Rasmussen, 1993; Senna *et al.*, 2008).

Para a determinação da solubilidade foi aplicada a densimetria para a análise da concentração de sal (NaCl), com base em curva de calibração obtida prévia e gravimetricamente. Esse procedimento demonstrou ser preciso e aplicável em temperaturas maiores que a temperatura ambiente. Mas foi preciso ter cuidados experimentais no que diz respeito a evitar a cristalização de sais na transferência da amostra da célula para o densímetro. Para isso a curva de calibração foi feita 5 graus maior do que a temperatura de equilíbrio, ou para temperaturas maiores ou iguais a 90°C (limite de leitura do densímetro), realizar procedimento de diluição da amostra com medidas gravimétricas das adições e lidas a 25 °C.

Foram feitos também alguns procedimentos para não se ter problemas com a umidade para evitar a contaminação dos constituintes higroscópicos, especialmente MEG e o sal (NaCl). Isso foi feito com a minimização ao máximo da exposição desses reagentes à atmosfera. O uso constante do dessecador para armazenagem e da estufa para secagem foram essenciais.

A água que foi utilizada foi à destilada e a deionizada. Reagentes de alto grau de pureza e reconhecida procedência foram aplicados nos ensaios (NaCl e MEG da Merck, pureza min. 99,5%). As medidas de densidade e solubilidade de sal em água confirmaram a pureza e validaram os procedimentos experimentais.

O aparato experimental, mostrado na Figura 7, consiste de uma célula enjaquetada e com tampa rosqueável acoplada a um banho termostático com circulação (Julabo F312MA), conforme mostrado no esquema da Figura 7. Para promover a agitação da solução, foi usado um agitador magnético (FISATOM). Um condutivímetro (DIGIMED DM-32) com eletrodo específico ($K = 10 \text{ cm}^{-1}$) para as concentrações de sal foi utilizado para medições de condutividade e temperatura. Estas medidas de condutividade foram feitas até a temperatura de 90 °C, devido à especificação do eletrodo, o qual pode operar até uma temperatura máxima de 100 °C. Para verificação das temperaturas superiores a 100 °C foi utilizado um termômetro digital portátil da Equitherm.

Figura 7 - Esquema e bancada experimental para as medidas de solubilidade de sal e condutividade: (1) condutivímetro (condutividade e temperatura); (2) célula enjaquetada; (3) agitador magnético; (4) banho termostático e bomba de recirculação.



Fonte: Próprio autor

Da metodologia experimental, primeiramente, para cada condição experimental (temperatura e concentração de MEG em água) é elaborada uma curva de calibração da concentração de NaCl (para concentrações conhecidas e inferiores ao limite de saturação) em função da densidade. Assim, para uma concentração de MEG em água definida, foram preparadas soluções contendo concentrações conhecidas de NaCl e analisadas no densímetro 5°C acima de cada temperatura estudada (25, 50 e 80°C).

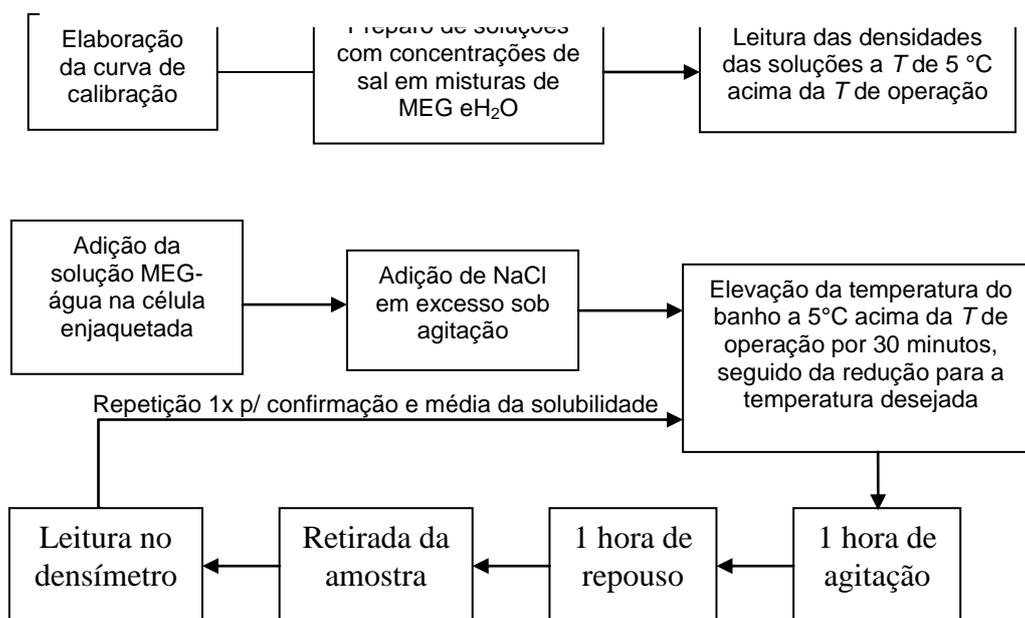
Para a procedência dos ensaios experimentais foi adicionado a solução de concentração desejada de MEG em água (preparada previamente) na célula enjaquetada. Em seguida, o agitador magnético é acionado e o banho termostático ligado na temperatura desejada. Sob agitação constante, é adicionado o sal (NaCl) na solução até que o mesmo esteja visualmente em excesso. Inicialmente, a temperatura foi elevada a 5°C acima da temperatura de equilíbrio desejada durante cerca de 30 minutos e em seguida baixada para a temperatura desejada de maneira lenta, ou de acordo com a própria capacidade de refrigeração do banho, para desta forma proceder a maturação dos micro-cristais de sal. Quando ocorre a transformação de micro-cristais em cristais, os mesmos são facilmente decantados na etapa de descanso para amostragem. A solução permanece então em agitação durante 1 hora para, então, ser desligada a agitação e ficar em repouso mais 1 hora. Após o período de repouso, é retirada uma amostra com uma seringa e lida no densímetro a 5 °C acima da temperatura de operação para evitar possível cristalização ou precipitação do sal. Paralelamente, a condutividade da solução saturada foi medida na célula com o auxílio do condutivímetro.

Após a primeira leitura de densidade da amostra saturada com sal, o ciclo agitação, repouso, amostragem e leitura de densidade são repetidas, e dessa forma o ponto de equilíbrio é confirmado e uma média da solubilidade é obtida com o respectivo desvio padrão. Para os ensaios experimentais com temperatura mais elevada (90, 110 e 130 °C), foi feita uma diluição da amostra e lida nas curvas de calibração a 25 °C para cada percentual mássico de MEG em água.

Para a determinação da concentração de NaCl é feita a curva de calibração elaborada previamente para cada condição experimental (misturas MEG-H₂O em termos de percentual mássico de MEG para cada temperatura de operação, acrescido de 5°C).

Este procedimento desenvolvido e devidamente testado para a determinação dos dados de solubilidade de sal em mistura de solventes está esquematicamente apresentado na Figura 8.

Figura 8 - Fluxograma da seqüência de preparação das curvas de calibração e do procedimento experimental de determinação da solubilidade.



Fonte: Relatório 1 e 2 do próprio projeto

CAPÍTULO 6

RESULTADOS E DISCUSSÕES

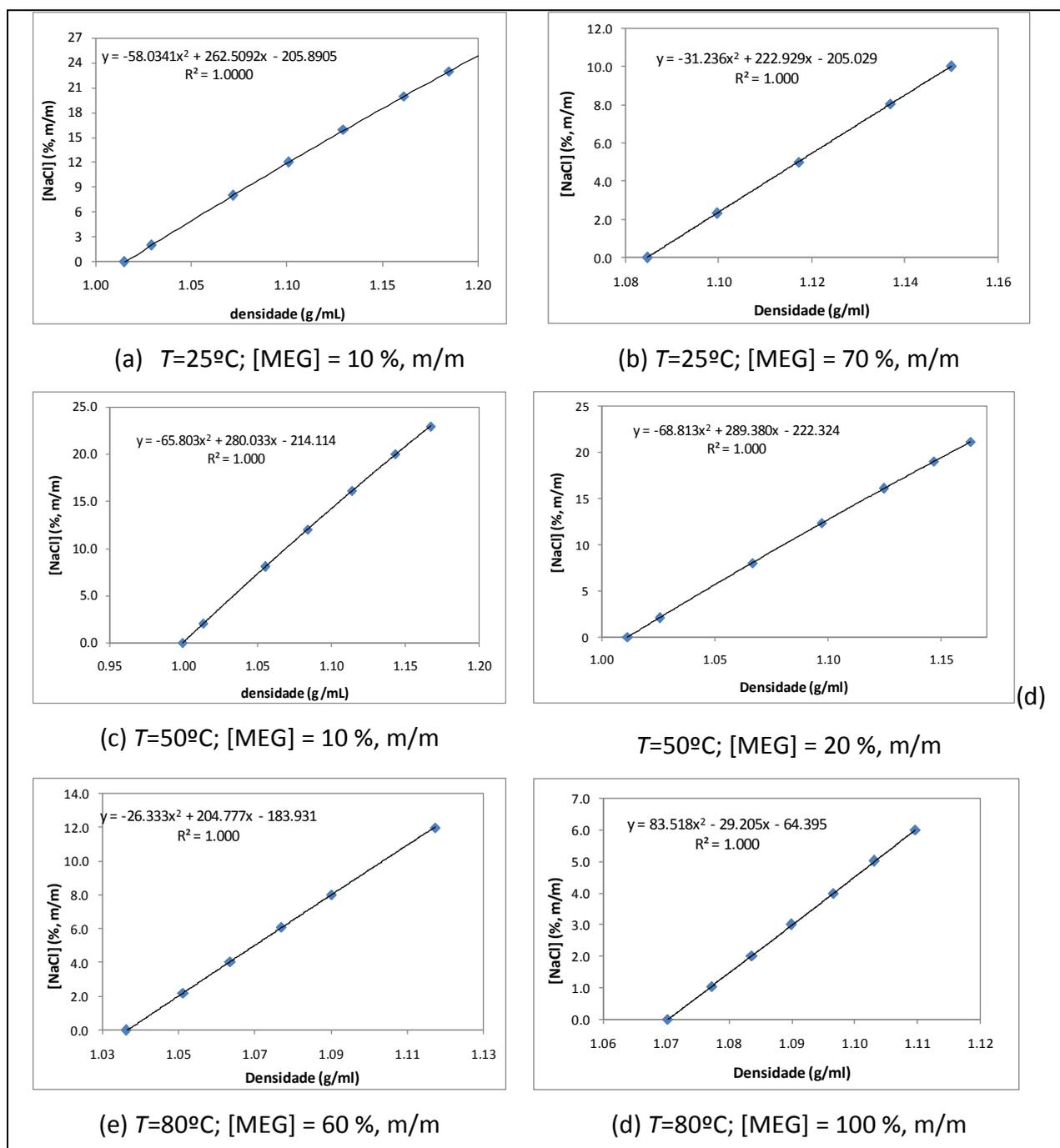
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1. Densidade

Na metodologia utilizada para determinar a solubilidade foi considerada a densidade como variável indireta para análise da concentração do sal. Para isso foi necessário o conhecimento prévio da curva de calibração. Para as três isotermas de solubilidade abaixo de 90 °C (20, 45 e 75 °C) foram geradas curvas de calibração com valores de temperatura 5°C superior em relação às isotermas de solubilidade, neste caso tive-se, respectivamente, 25, 50 e 80 °C para cada composição.

Para melhor entendimento a Figura 10, ilustra uma amostra dessas curvas de calibração, onde se pode observar o comportamento praticamente linear e monotônico da densidade como função da concentração de sal. Este comportamento foi constatado adequado para a determinação precisa e indireta da solubilidade através da densidade. No Anexo IV Condutividade das soluções saturadas de NaCl em H₂O+MEG nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C estão as curvas obtidas para cada condição experimental. Esses dados somados às curvas de densidade obtidas com e sem sal de 5 a 130 °C compõem um banco de dados que pode gerar um modelo empírico de caráter aplicável para conhecer a composição desse sistema a partir da densidade.

Figura 9 - Amostras de curvas de calibração de densidade para o sistema H₂O+MEG+NaCl em concentrações de MEG variadas a 25, 50 e 80 °C.



Fonte: Próprio autor

6.2. Solubilidade do NaCl em misturas de H₂O/MEG

A Tabela 2 mostra os valores medidos da solubilidade do NaCl em misturas aquosas de MEG à 20 °C, bem como os dados das densidades das soluções à 25 °C. Os resultados de solubilidade estão apresentados em termos de percentual mássico de NaCl em relação ao total da mistura (H₂O/MEG/NaCl). Na mesma tabela ainda estão

reportados os valores médios das medições da densidade, usados para determinação da solubilidade a partir de curvas de calibração, os valores de percentual de MEG e os respectivos desvios padrões obtidos das medidas.

Os desvios padrões foram calculados a partir da Equação 1, para a densidade e Equação 2, para a concentração de NaCl:

$$\sigma_{\rho} = \sqrt{\sum_{i=1}^2 (\rho_i - \bar{\rho})^2}; \quad \bar{\rho} = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} \quad (1)$$

$$\sigma_{[\text{NaCl}]} = \sqrt{\sum_{i=1}^2 ([\text{NaCl}]_i - \overline{[\text{NaCl}]})^2}; \quad (2)$$

$$\text{sendo,} \quad \overline{[\text{NaCl}]} = \frac{[\text{NaCl}]_1 + [\text{NaCl}]_2}{2} \quad (3)$$

Tabela 2 - Resultados de densidade a 25 °C e solubilidade do NaCl a 20 °C em misturas de H2O+MEG

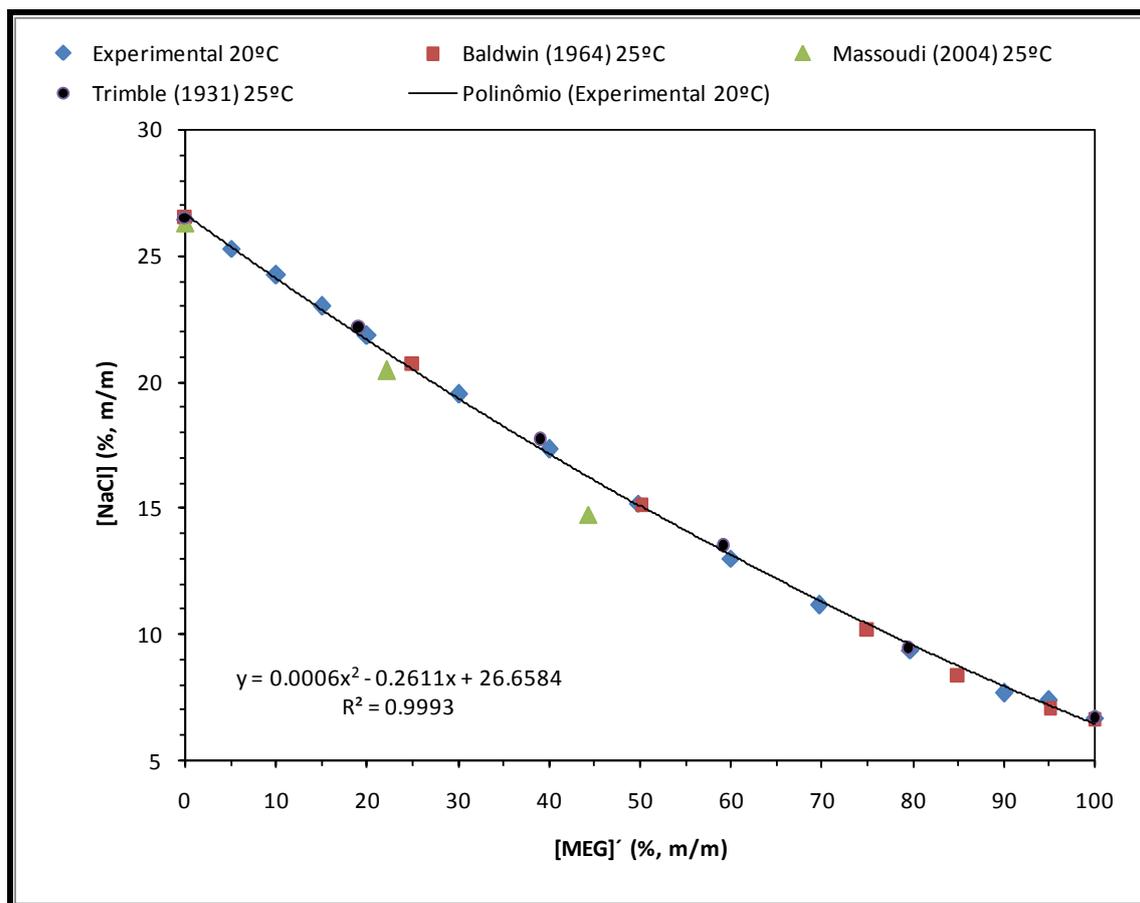
Massa* de MEG (g)	Massa de água (g)	[MEG]´ (%,m/m)	ρ (25°C) (g/cm ³)	σ_{ρ} (g/cm ³)	[NaCl] (20°C) (%,m/m)	$\sigma_{[\text{NaCl}]}$ (%,m/m)
		0	1,19772	0,00003	26,399	0,003
5,06784	96,60890	4,98	1,19328	0,00001	25,260	0,001
5,00050	45,00000	10,00	1,18928	0,00004	24,224	0,005
19,03814	107,72490	15,02	1,18548	0,00017	22,979	0,022
20,04830	80,20190	20,00	1,18211	0,00007	21,829	0,009
30,03280	70,09660	29,99	1,17579	0,00003	19,492	0,004
40,19140	60,32020	39,99	1,17038	0,00006	17,308	0,008
50,17950	50,66430	49,76	1,16540	0,00009	15,143	0,012
60,20000	40,19850	59,96	1,16086	0,00015	12,985	0,021
70,03660	30,41340	69,72	1,15729	0,00007	11,129	0,011
80,13480	20,37820	79,73	1,15431	0,00004	9,336	0,007
111,5163	12,38930	90,00	1,15255	0,00003	7,635	0,006
97,72540	5,14230	95,00	1,15196	0,00001	7,339	0,002
		100,00	1,15153	0,00018	6,664	0,028

Sendo, * Massas adicionadas para preparação das soluções mães H₂O+MEG; [MEG]´ porcentagem mássica de MEG na mistura livre de sal; [NaCl] = solubilidade ou concentração; σ = desvio padrão, equações 1 e 2.

A Figura 11 apresenta os resultados obtidos de solubilidade do NaCl para várias misturas de MEG em água, comparando-os com os valores encontrados na literatura (Trimble, 1931; Baldwin, 1965; Massoudi, 2004). Os valores determinados por Trimble (1931) foram reportados por Linke em 1965. Foi observada nos experimentos de solubilidade uma influência da viscosidade no sistema. Esta influência foi notadamente relevante em altas concentrações de MEG, o qual apresenta uma maior viscosidade do que a água, e ainda uma baixa difusividade, predominante no processo de dissolução do sal (Sandengen, 2006). Este efeito foi notado ao longo das medições.

Na Figura 11 pode ser observada uma concordância satisfatória dos dados obtidos com a literatura, tendo em vista a pequena diferença e dependência com a temperatura da solubilidade do NaCl. Outro aspecto é a baixa dispersão dos dados obtidos descrevendo de maneira rigorosa o comportamento a ponto de permitir a análise da solubilidade de excesso como apresentado a seguir. O valor do coeficiente de correlação R^2 igual a 0,9993 também é um indicativo da descrição do comportamento de solubilidade do NaCl experimentalmente.

Figura 10 - Comparação dos resultados de solubilidade do NaCl (% m/m) obtidos a 20 °C com os dados da literatura (Trimble 1931; Baldwin 1964; Massoudi 2004) em misturas de Água+MEG



Fonte: Relatório 1 e 2 do próprio projeto

Nas Tabelas 3 e 4, estão apresentados os valores obtidos da solubilidade do NaCl em misturas de MEG e água a 45 °C e 75 °C, respectivamente. Em ambas as tabelas são apresentadas os valores de densidade, usados na determinação da solubilidade em temperaturas de 50 e 80 °C, respectivamente. Os valores do percentual de MEG livre de sal e os desvios padrões das medidas também são reportados.

Tabela 3 - Resultados de densidade a 50 °C e solubilidade do NaCl a 45 °C em misturas de H2O+MEG

Massa* de MEG (g)	Massa de água (g)	[MEG]´ (%, m/m)	ρ (50°C) (g/cm ³)	σ_{ρ} (g/cm ³)	[NaCl] (45°C) (%, m/m)	$\sigma_{[NaCl]}$ (%, m/m)
		0	1,18714	0,00016	26,843	0,020
11,7632	105,42620	10,04	1,17941	0,00006	24,627	0,007
7,48670	28,89350	20,58	1,17124	0,00006	22,212	0,008
12,16460	28,33140	30,04	1,16539	0,00020	20,100	0,026
14,28481	21,40268	40,03	1,15858	0,00018	17,886	0,025
18,08381	18,07951	50,01	1,15258	0,00003	15,597	0,005
21,68621	14,38297	60,12	1,14684	0,00013	13,353	0,019
40,87290	17,50487	70,01	1,14225	0,00011	11,316	0,017
82,39739	20,76838	79,87	1,13855	0,00005	9,603	0,008
111,51630	12,38930	90,00	1,13660	0,00002	7,854	0,004
97,7254	5,1423	95,00	1,13452	0,00001	7,273	0,002
		100,00	1,13388	0,00002	6,596	0,003

Tabela 4 - Resultados de densidade a 80 °C e solubilidade do NaCl a 75 °C em misturas de H2O+MEG

Massa* de MEG (g)	Massa de água (g)	[MEG]´ (%, m/m)	ρ (80°C) (g/cm ³)	σ_{ρ} (g/cm ³)	[NaCl] (75°C) (%, m/m)	$\sigma_{[NaCl]}$ (%, m/m)
		0	1,17432	0,00000	27,512	0,000
11,14220	99,54530	10,07	1,16600	0,00011	25,296	0,015
21,88360	87,47780	20,01	1,15832	0,00004	23,020	0,005
30,36600	70,31330	30,16	1,14935	0,00004	20,595	0,006
40,10120	60,14440	40,00	1,14367	0,00003	18,397	0,004
50,17740	50,16420	50,01	1,13664	0,00001	16,055	0,001
54,17310	36,03290	60,05	1,13009	0,00003	13,855	0,004
63,25210	27,00770	70,08	1,12442	0,00000	11,733	0,000
72,98813	17,99703	80,22	1,11936	0,00005	9,757	0,008
111,51630	12,38930	90,00	1,11694	0,00004	8,064	0,008
97,7254	5,1423	95,00	1,11353	0,00006	7,241	0,010
		100,00	1,11240	0,00000	6,466	0,001

As Tabelas 5, 6 e 7 estão apresentados os valores obtidos da solubilidade do NaCl em misturas de MEG e água a 90, 110 e 130°C, respectivamente. Os valores de densidade não estão apresentados na tabela devido às medidas serem feitas a partir de diluições e lidas a 25 °C, não sendo um dado representativo. Os valores do percentual de MEG livre de sal e os desvios padrões das medidas também são reportados nas tabelas. Para a temperatura de 110 e 130°C, os experimentos devem ser feitos mais

cuidadosamente e com a amostragem feita inserindo uma agulha (acoplada a uma seringa) no septo da tampa, prevenindo, desta forma, do sistema sair do equilíbrio devido à elevada temperatura e um consequente aumento na pressão pela célula ser fechada.

Tabela 5 - Resultados de solubilidade do NaCl a 90 °C em misturas de H2O+MEG

Massa* de MEG (g)	Massa de água (g)	[MEG]´ (%, m/m)	[NaCl] (90°C) (%, m/m)	$\sigma_{[NaCl]}$ (%, m/m)
		0	27,760	0,148
5,0170	45,0130	10,03	25,627	0,052
10,0051	40,0046	20,01	23,460	0,029
29,7245	69,2740	30,03	21,039	0,008
40,7164	61,0474	40,01	18,803	0,079
49,9952	50,0091	49,99	16,433	0,110
60,0080	40,0090	60,00	14,158	0,065
70,0080	30,0340	69,98	11,956	0,020
79,7582	19,9317	80,01	9,895	0,110
90,3391	10,0352	90,00	8,112	0,102
95,0056	5,0047	95,00	7,073	0,059
		100,00	6,308	0,080

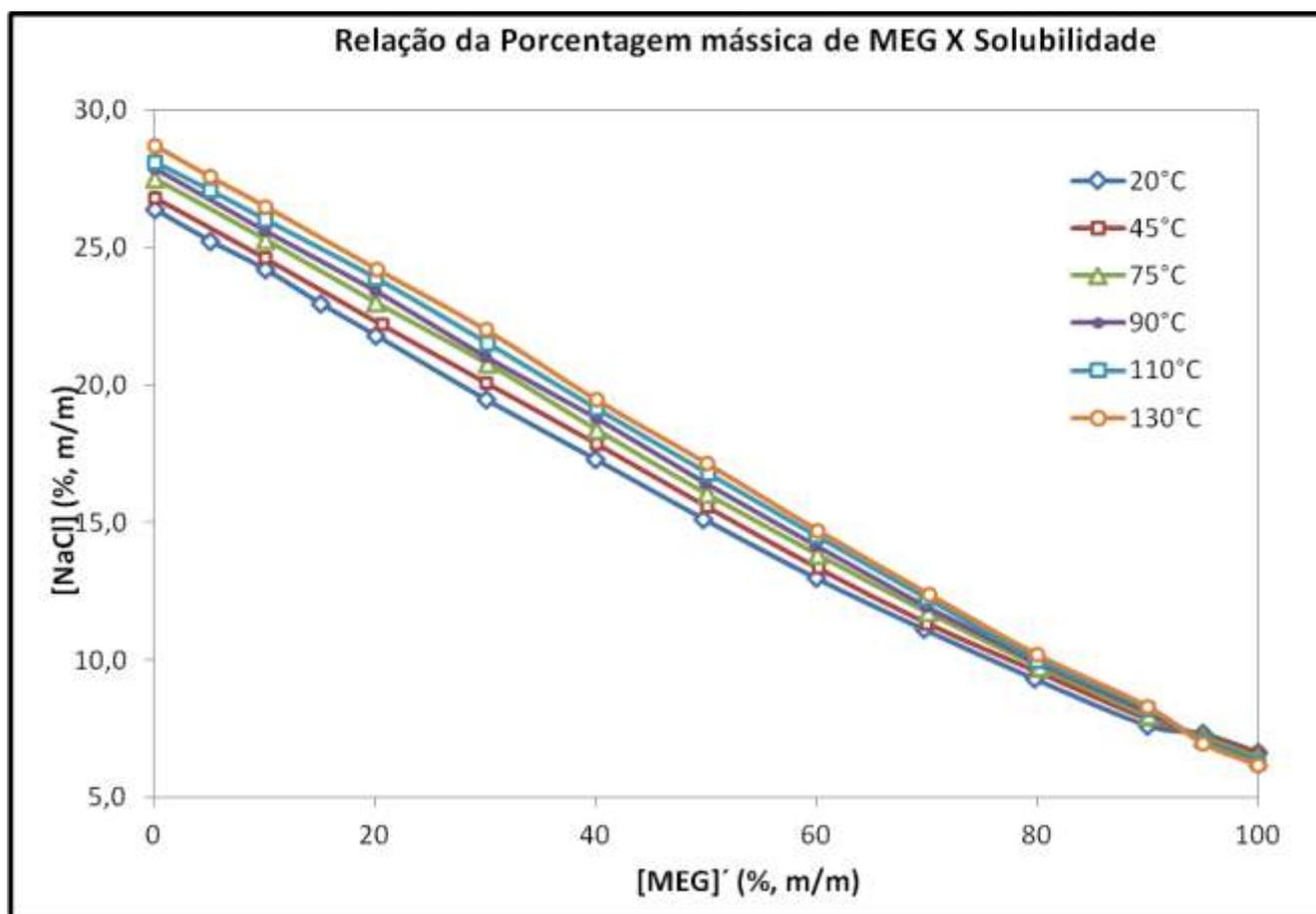
Tabela 6 - Resultados de solubilidade do NaCl a 110 °C em misturas de H2O+MEG

Massa* de MEG (g)	Massa de água (g)	[MEG]´ (%, m/m)	[NaCl] (110°C) (%, m/m)	$\sigma_{[NaCl]}$ (%, m/m)
		0	28,140	0,149
3,4882	66,0289	5,02	27,116	0,427
7,0163	63,2610	9,98	26,054	0,008
14,0575	56,0086	20,06	23,909	0,021
21,2327	49,0268	30,22	21,528	0,004
28,0046	42,0064	40,00	19,170	0,051
35,1920	35,0230	50,12	16,808	0,035
42,2532	28,2232	59,95	14,530	0,033
49,0005	21,0000	70,00	12,243	0,017
66,2985	16,5723	80,00	10,011	0,020
63,0568	7,0243	89,98	8,245	0,049
66,9743	3,5246	95,00	7,048	0,038
		100,00	6,222	0,111

Tabela 7 - Tabela 6 - Resultados de solubilidade do NaCl a 130 °C em misturas de H₂O+MEG

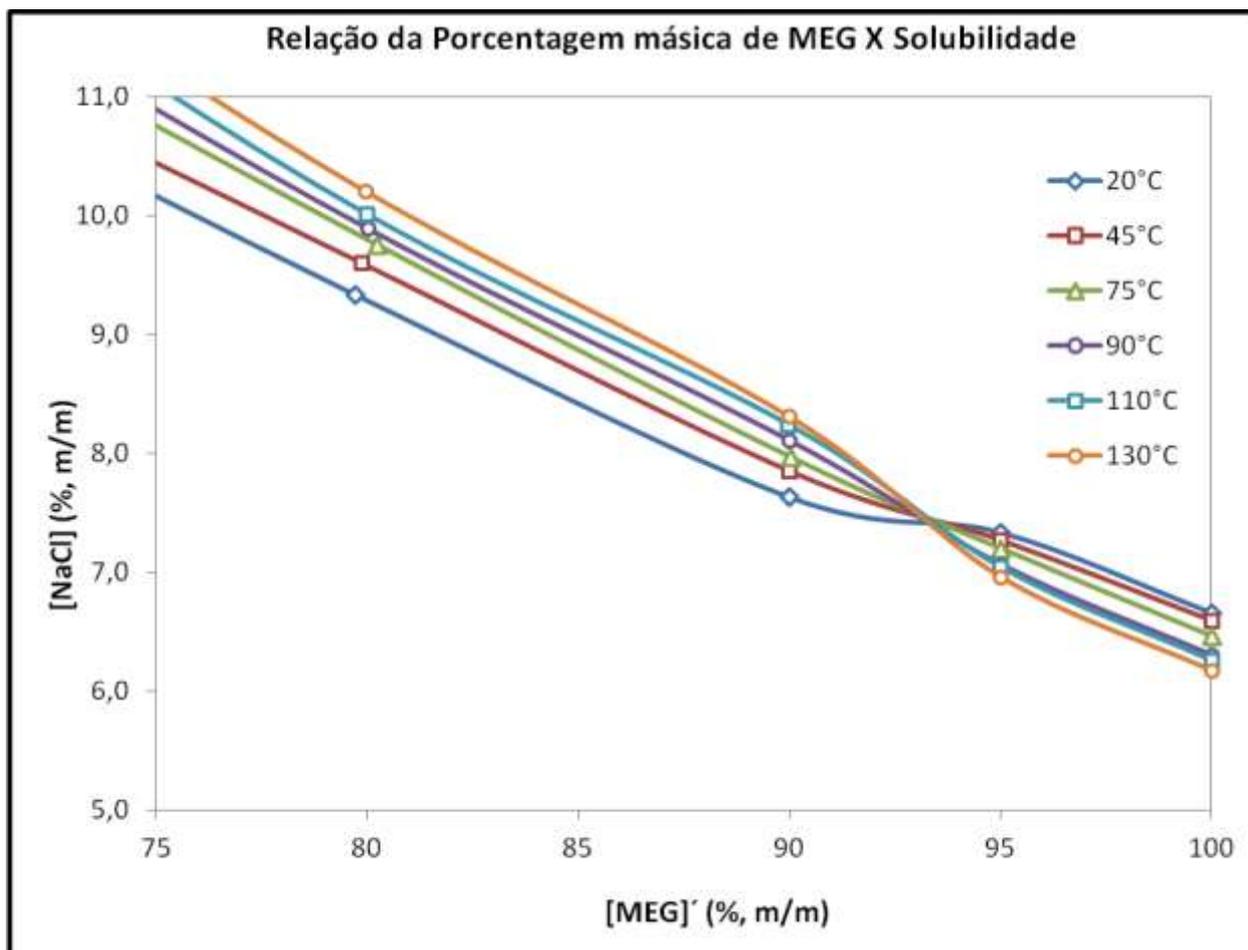
[MEG]´(% , m/m)	NaCl] (130°C)(% , m/m)
0	28,751
5,07	27,601
10,05	26,519
20,13	24,243
30,02	22,034
40,02	19,490
50,00	17,177
60,08	14,734
70,14	12,414
79,97	10,207
89,99	8,315
95,00	6,967
100,00	6,178

Na Figura 12 estão reunidos os valores obtidos da solubilidade do NaCl em misturas de MEG em água para cada temperatura estudada (20, 45, 75, 110 e 130 °C). Como esperado, há um aumento da solubilidade do NaCl na mistura MEG-H₂O com o aumento da temperatura. Contudo, para a condição em que o MEG é puro (100 % de MEG) e nas frações próximas dessa região, ricas em MEG (acima de 90 % de MEG), ocorrem uma inversão no comportamento da solubilidade em relação à temperatura. Este comportamento inverso pode ser mais facilmente visualizado na Figura 13, a qual enfoca a região de maior concentração de MEG.

Figura 11 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em misturas de H₂O+MEG a 20, 45, 75, 90, 110 e 130 °C.

Fonte: Próprio autor

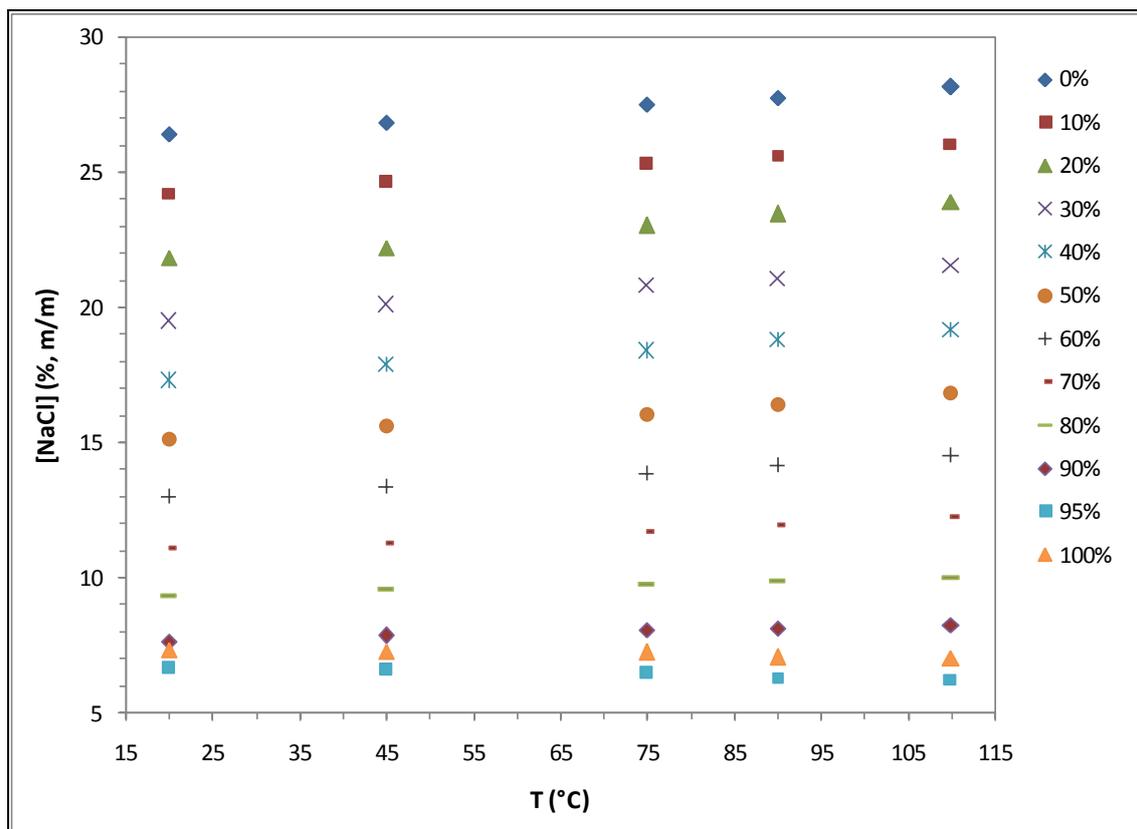
Figura 12 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em misturas de H₂O+MEG a 20, 45, 75, 90, 110 e 130 °C, na região mais rica em MEG; efeito inverso da temperatura sobre a solubilidade



Fonte: Próprio autor

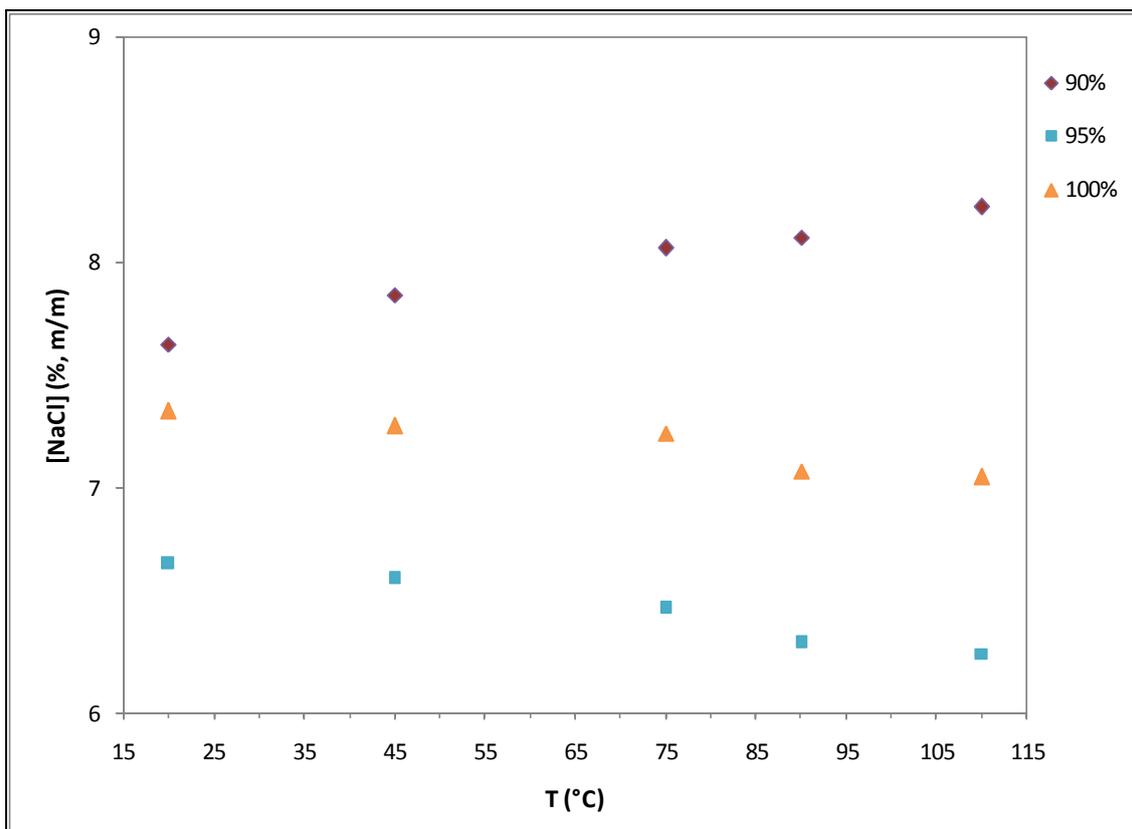
A Figura 14 mostra a solubilidade de NaCl em função da temperatura para cada concentração de MEG em água estudada. A influência da concentração de MEG em água é bem evidente nesta figura, com a solubilidade do NaCl diminuindo à medida que é aumentada a concentração de MEG. Para frações de MEG próxima à condição de 100 % (componente puro), a influência negativa da temperatura pode ser observada, ou seja, com o aumento da temperatura, há uma diminuição na solubilidade do NaCl. Essa inversão do comportamento da solubilidade em relação à temperatura foi observada para percentuais de MEG acima de 90 % em relação à água, conforme pode ser mais facilmente visualizado na Figura 15.

Figura 13 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em função da temperatura para as diferentes concentrações de MEG em



Fonte: Próprio autor

Figura 14 - Solubilidade do NaCl (% m/m) em função da temperatura para concentrações elevadas de MEG em água



Fonte: Próprio autor

6.3. Condutividade para o sistema H₂O/MEG/NaCl

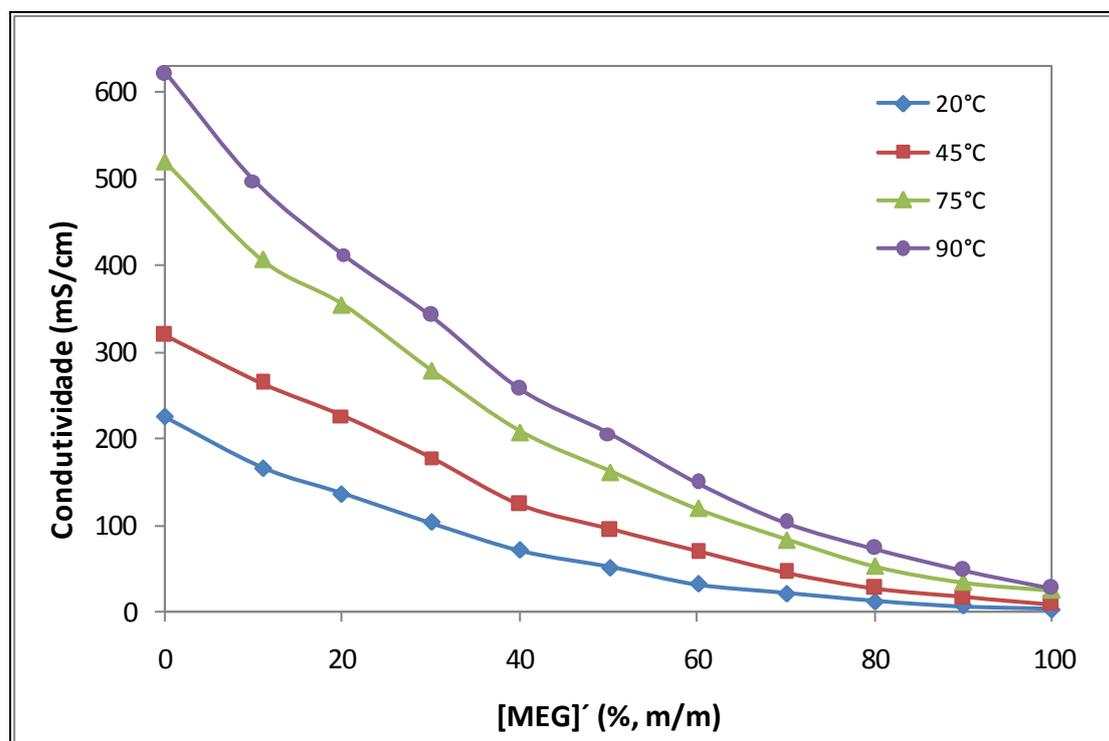
Leituras de condutividade também foram realizadas após os experimentos de solubilidade determinando assim os valores na saturação de sal, concentrações que podem ser coletadas nas Tabelas 2, 3, 4 e 5, respectivamente nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C. Os valores de condutividade de soluções saturadas de NaCl em H₂O+MEG estão reportados na Tabela 7 e ilustrados na Figura 16. Cabe observar que todas as medidas na saturação foram realizadas com o sensor de condutividade $K = 10 \text{ cm}^{-1}$ do condutivímetro, que mesmo em MEG puro o valor de concentração de sal e de condutividade é relativamente elevado. A condutividade na saturação de sal para a temperatura de 110°C não pode ser realizada devido a não abranger a faixa de operação do eletrodo do condutivímetro.

Tabela 8 - Resultados de condutividade de soluções saturadas* de NaCl em H₂O+MEG nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C

20°C		45°C		75°C		90 °C	
mS/cm	[MEG]	mS/cm	[MEG]	mS/cm	[MEG]	mS/cm	[MEG]
224,5	0	318,5	0	519,2	0	621	0,00
166,080	10,993	264,1	10,993	406,1	10,993	497,6	9,99
136,44	20,00	226,5	20,00	354,2	20,00	412,7	20,02
103,03	30,00	177,82	30,00	278,9	30,00	342,1	30,03
70,45	40,07	123,92	40,07	207,3	40,07	256,9	40,01
51,31	50,18	94,67	50,18	161,02	50,18	205,8	49,99
32,06	60,05	69,28	60,05	119,01	60,05	148,71	60,01
21,35	69,97	45,51	69,97	83,96	69,97	103,34	69,98
11,899	80,02	27,33	80,02	52,19	80,02	73,32	80,01
6,577	90,00	16,518	90,01	33,41	90,01	48,14	90,00
3,260	100,00	8,989	100,00	24,49	100,00	27,61	100,00

*Valores das solubilidades [NaCl] estão reportados nas Tabelas 2,3,4 e 5.

Figura 15 - Condutividade das soluções saturadas de NaCl em H₂O+MEG nas temperaturas de 20, 45, 75 e 90 °C



Fonte: Próprio autor

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

7. CONCLUSÕES

Novas descobertas que trarão benefícios e alternativas para o que vem sendo utilizado e ficando escasso, é a solução para os problemas que surgem ao longo do tempo.

Neste projeto foi levantado dados suficientes e condizentes com a literatura, sobre pelo menos um dos sais contido na água de produção, o NaCl, que causa as incrustações e paralisações das unidades produtoras. Observou-se durante este estudo, que a dependência da temperatura com a solubilidade do cloreto de sódio é relativamente fraca. As medições feitas no laboratório apresentaram concordâncias com os dados da literatura. Além desta observação, verificou-se um comportamento inverso da tendência da solubilidade de cloreto de sódio com o aumento da temperatura, em MEG puro e em misturas com teor muito elevado de MEG. Isso pode ter ocorrido devido as próprias propriedades do solvente (MEG), como por exemplo a sua constante dielétrica.

Na condutividade, o efeito segue a mesma tendência de decréscimo. Porém o mesmo não é tão linear quanto na solubilidade.

Então, pode-se confiar no procedimento utilizado em nosso laboratório, que foi baseado na literatura (Chiavone-Filho e Rasmussen, 1993; Chiavone-Filho, 1993; Senna *et al.*, 2008).

Isto irá trazer grandes benefícios aos estudos feitos na bacia do Mexilhão, que encontrarão inicialmente determinados obstáculos na execução do projeto.

CAPÍTULO 8

REFERÊNCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Abrams, D.S.; Prausnitz, J.M. Statistical Thermodynamics of mixtures: A new expression for the Gibbs energy of partly or completely miscible systems. *AIChE J.* 21(1), 116-128, 1975.
- [2].Antonin Chapoy; Saeid Mazloum; Rod Burgass; Hooman Haghghi; Bahman Tohidi. Clathrate hydrate equilibria in mixed monoethylene glycol and electrolyte aqueous solutions.
- [3]. Baldwin, W,H.; Raridon, R,J.; Kraus, K,A., Properties of Organic-Water Mixtures, X, Activity Coefficients of Sodium Chloride at Saturation in Water Mixtures of Polyglycols and Polyglycol Ethers at 50°, *The Journal of Physical Chemistry*, 73(10), 3417-3420 (1965).
- [4].Camila Senna Figueiredo, André Luís Novais Mota, João R.P. Ciambelli, Jailton F. Nascimento, Rony O. Santana and Osvaldo Chiavone-Filho. Salt solubility data for sodium chloride and mono ethylene glycol aqueous.
- [5].COUTO, W.F. et al. Avaliação de parâmetros físico-químicos em formulações de sabonetes líquidos com diferentes concentrações salinas. Goiania, 2007.
- [6].Cardoso, M.J.E.M. Calculation of Phase and Chemical Equilibria in Electrolyte Systems. Ph.D.Thesis, Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole, Bygning 229, DK-2800 Lyngby, Denmark, 1988.
- [7]. Chiavone-Filho, O.; Rasmussen, P. "Salt Solubilities in Mixed Solvents", *Journal of Chemical Engineering Data*, 38, 367-369, 1993.
- [8].Chiavone-Filho. Phase Behavior of Aqueous Glycol Ether Mixtures: (1) Vapor-Liquid Equilibria (2) Salt Solubility. Institut for Kemiteknik, Danmarks tekniske Højskole, 1993.
- [9].E. Sloan, C. Koh. Clatrato Hidratos de gases naturais. CRC Press, Boca Raton, FL (2008) pp 13-14.
- [10].Houghen, O.A.; Watson, K.M.; Ragatz, R;A. Princípios dos processos químicos. Porto: Livraria Lopes da Silva – Editora, V.1, 1972.
- [11].José Benedito Ortiz Neto; Armando João Dalla Costa. A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário, 2007.
- [12].História (2005). História do petróleo no Brasil.
- [13].Lorimer, J.W.. "Thermodynamics of Solubility in Mixed Solvents Systems". *PURE & APPL. CHEM.*, 65: 183-191, 1993.

- [14]. Linke, W.F.; Seidell, A. Solubilities of Inorganic and Metal Organic Compounds, AM. CHEM. SOCIETY, Volume II, 1965.
- [15]. Masoudi, R.; Tohidi, B.; Anderson, R.; Burgass, R.W.; Yang, J., Experimental measurement and thermodynamic modeling of clathrate hydrate equilibria and salt solubility in aqueous ethylene glycol and electrolyte solutions, Fluid Phase Equilibria, 219, 157–163 (2004).
- [16]. Muhammad Riaz, Georgios M. Kontogeorgis, Erling H. Stenby, Wei Yan, Toril Haugum, Kjersti O. Christensen, Even Solbraa, Torbjørn V. Løkken. Mutual solubility of MEG, water and reservoir fluid: Experimental measurements and modeling using the CPA equation of state, 2010.
- [17]. Nývlt J.; Phase Equilibria solid – liquid, 1977.
- [18]. OGP, 2005. The International Association of Oil & Gas Producers. Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on marine environment. Report 364. February 2005, 36p.
- [19]. Oliveira, Humberto Neves Maia. Determinação de dados de equilíbrio de fases para sistemas aquosos com eletrólitos. Orientador: Osvaldo Chiavone Filho; Co-Orientador: Carlson Pereira de Souza; Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química; 11 de junho de 1999.
- [20]. Oliveira, José Augusto Furtado de. Desenvolvimento de programas para o cálculo de propriedades termodinâmicas Orientadora: Dra. Márcia Maria Lima Duarte; Co-Orientador: Osvaldo Chiavone Filho Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, 30 de agosto de 1996.
- [21]. Prausnitz, J.M.; Lichtenthaler, R.N.; Azevêdo, E.G. Molecular Thermodynamics of Fluid-Phase Equilibria, Prentice-Hall, Inc., 3rd edition, 1999.
- [22]. Poling, B.E.; Thomson, G.H.; Friend, D.G.; Rowley, R.L.; Wilding, W.V., Perry's Handbook Chemical Engineering, chapter 2, 8th edition, 2008.
- [23]. Patrick G. Lafond, Kyle A. Olcott, E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh, Amadeu K. Sum. Measurements of methane hydrate equilibrium in systems inhibited with NaCl and methanol.
- [24]. Ray, J. P. & Engelhardt, F. R. 1992. Produced Water: Technological Environmental Issues and Solutions. James P. Ray & F. Rainer Engelhardt Eds.,

- Plenum Press, New York, 616 p.
- [25]. R.L. Pearce, C.R. Sivals, Fundamentals of gas dehydration, design and operation with glycol solutions, in: Proceedings of the Gas Conditioning Conference, University of Oklahoma, Norman, OK, 1984.
- [26]. Hunt, J.M. 1995. Petroleum geochemistry and geology. Ed. W.H. Freeman and Company. 2nd. Ed., New York, 743p.
- [27]. Sandengen, Kristian; Kaasa, Baard. Estimation of Monoethylene Glycol (MEG) Content in Water + MEG + NaCl + NaHCO₃ Solutions. Journal of Chemical and Engineering Data, Vol. 51, No. 2, 2006.
- [28]. Sandler, S.I. Chemical, Biochemical, and Engineering Thermodynamics, John Wiley & Sons, 3rd edition, 2006.
- [29]. Smith, J.M., Van Ness, H.C., Abbott, M.M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics. 5a. ed., New York: McGraw-Hill, 1996.
- [30]. Senna, C.; Carrijo, D.; Nascimento, J.; Grava, W.; Lemos, A, A.; Andrade, W, V.; Chiavone-Filho, O.; Amorim, J, A, Estudo de pH e condutividade elétrica em sistemas água + MEG + sal em unidades de recuperação de MEG no processamento de gás natural, Anais do Rio, OilandGas, IBP1882_08, 1-6 (2008).
- [31]. Trimble, H.M., Solubilities of Salts in Ethylene Glycol and in Its Mixtures with Water, Ind, Eng, Chem., 23, 165 (1931).
- [32]. Tavares, Edilson Cosme. Determinação de dados de equilíbrio sólido-sólido para sistemas aquosos com eletrólitos utilizando a técnica termométrica quasiisotérmica automatizada. Orientador: Carlson Pereira de Souza; Co-Orientador: Osvaldo Chiavone Filho; Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química; 20 de janeiro de 1999.

ANEXOS

ANEXOS

Anexo I - Equipamentos e bancadas experimentais

Equipamentos e bancadas experimentais: (a) Bancada experimental, (b) células de equilíbrio ou solubilidade, (c) Densímetro Anton Paar DMA 4500 M e (d) Balança analítica Shimadzu ($\pm 10^{-5}$ g)



(a)



(b)



(c)

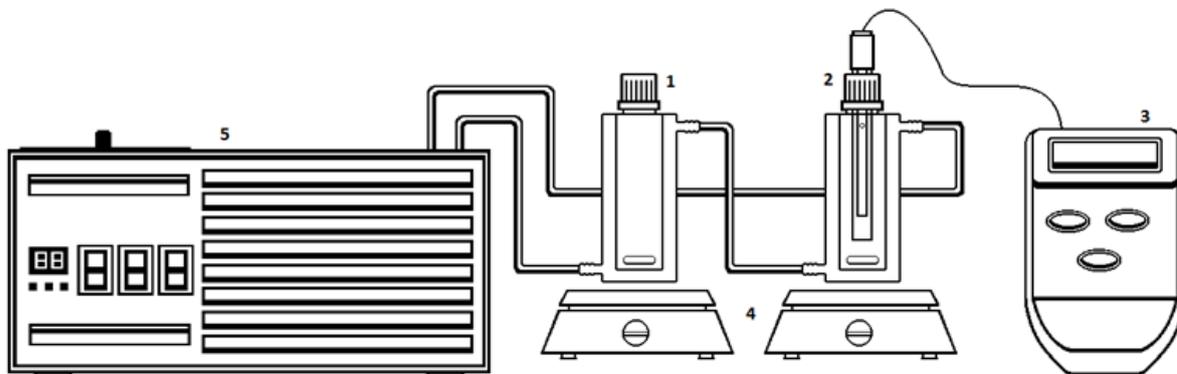


(d)

Fonte: Próprio autor

Anexo II - Aparelhos para medição da solubilidade de sal em solventes misturados

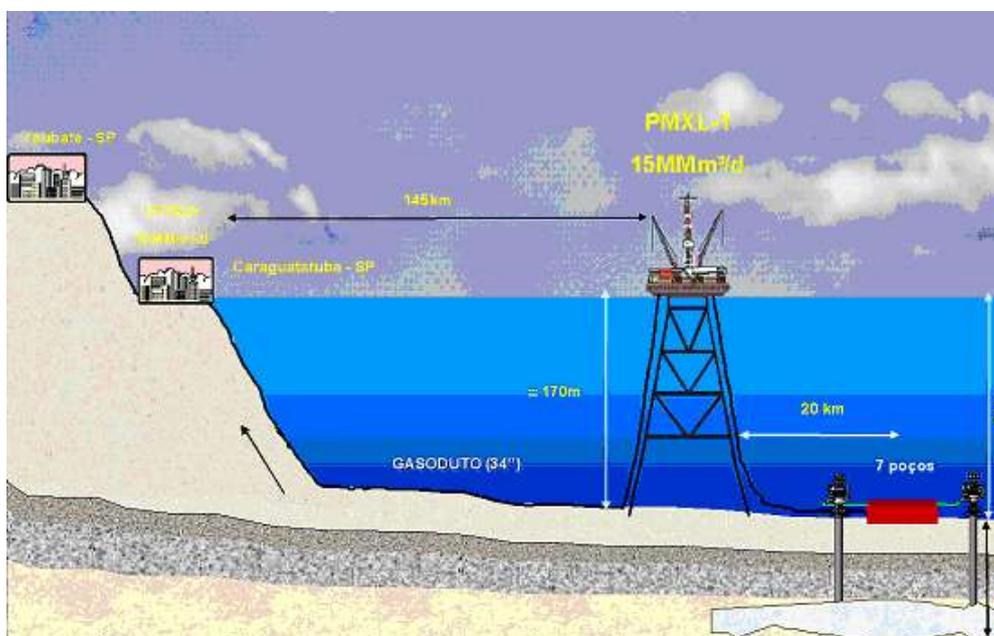
Aparelhos para medição da solubilidade de sal em solventes misturados: (1) de células de vidro encamisado, (2) célula de vidro revestido; (3) sensores de temperatura e condutividade; (4) agitadores magnéticos; (5) banho termostático.



Fonte: Relatório 1 e 2 do próprio projeto

Anexo III - Sistema de produção em desenvolvimento no Campo de Mexilhão

Sistema de produção de gás e condensado em desenvolvimento no Campo de Mexilhão



Fonte:

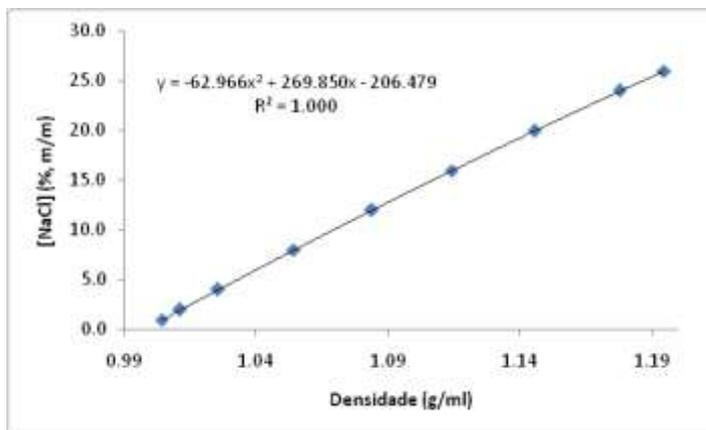
http://www.saosebastiao.sp.gov.br/finaltemp/proj_mexilhao/II.2.4.2%20A_B.pdf –

15/01/2008

Anexo IV – Curvas de calibração de densidade para o sistema Água/MEG/NaCl

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 0%, m/m:

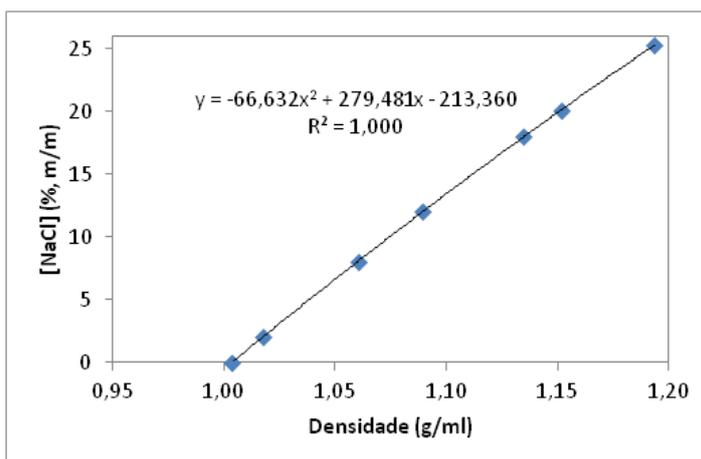
NaCl (% m/m)	Densidades (g/mL) *literatura
1	1,00409
2	1,01112
4	1,02530
8	1,05412
12	1,08365
16	1,11401
20	1,14533
24	1,17776
26	1,19443



Fonte: *Poling *et al*, (2008)

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 5%, m/m:

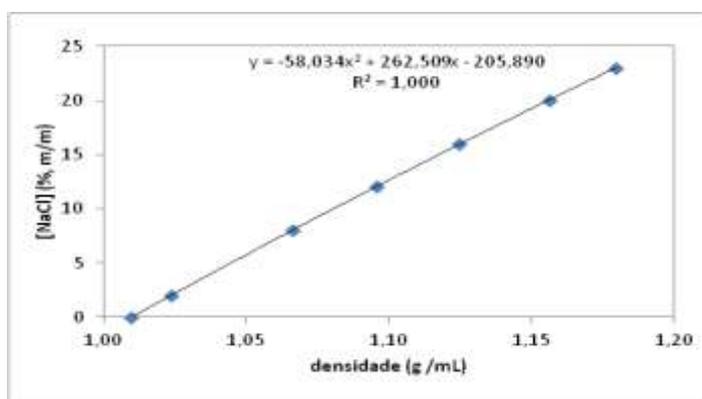
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,00328
2,0068	1,01737
8,0199	1,06041
12,0055	1,08951
18,0578	1,13429
20,0862	1,15160
25,2591	1,19349



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 10%, m/m:

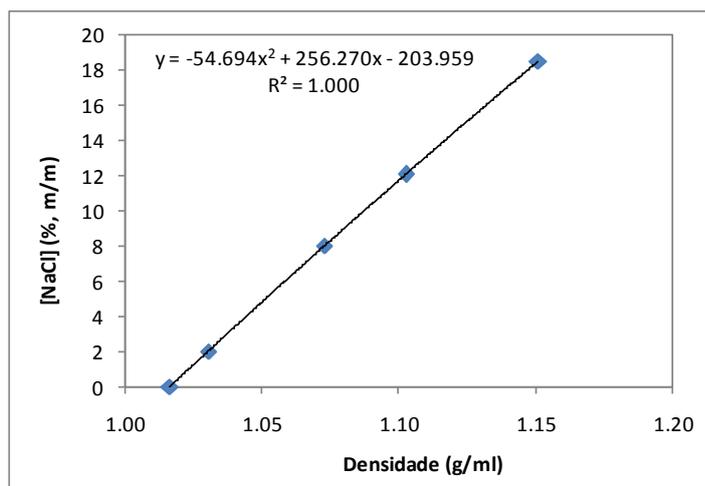
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,00952
2,0063	1,02370
8,0295	1,06648
12,0296	1,09564
16,0095	1,12450
20,0106	1,15623
23,0127	1,17963



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 15%, m/m:

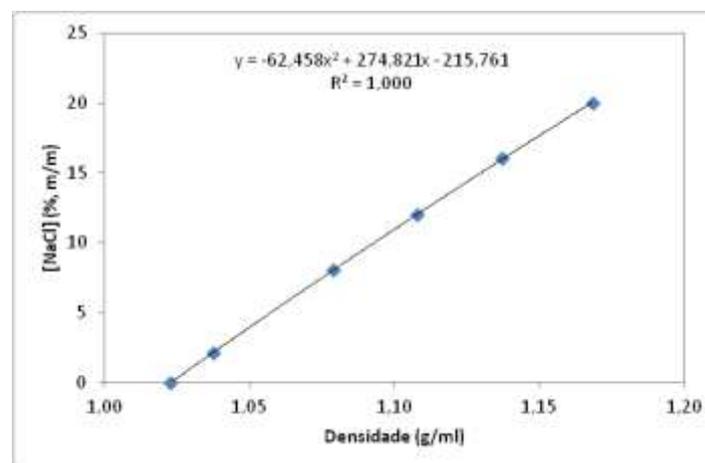
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,01619
1,9917	1,03033
8,0299	1,07277
12,0922	1,10248
18,5327	1,15088



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 20%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,02274
2,1211	1,03746
8,0162	1,07897
12,0031	1,10783
16,0798	1,13705
20,0049	1,16823

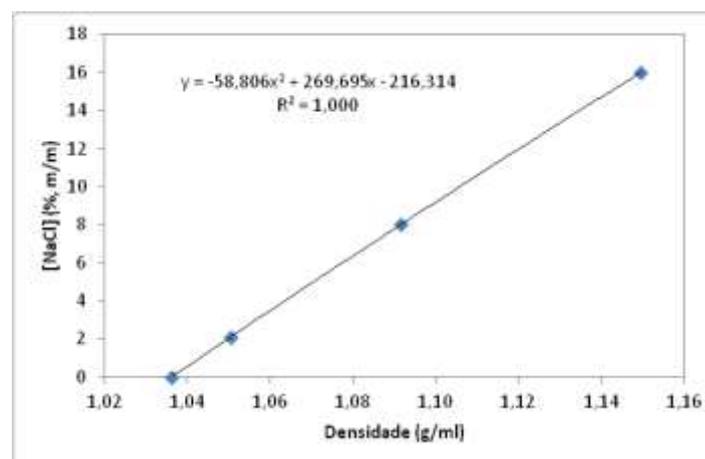


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 30%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,03613
2,1041	1,05058
8,0033	1,09150
16,0024	1,14955

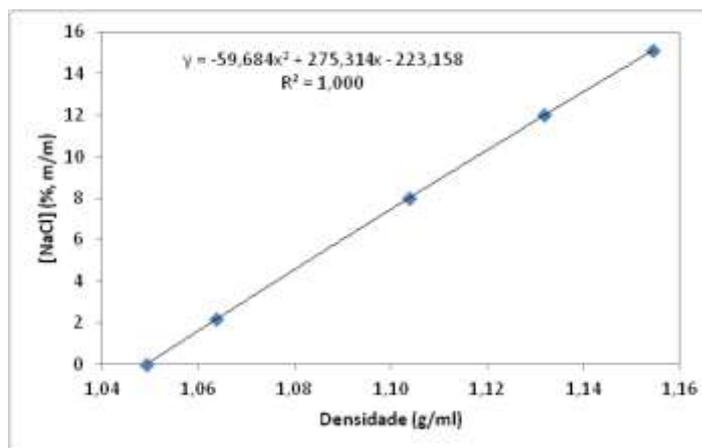


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 40%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,04916
2,1730	1,06380
8,0013	1,10374
12,0034	1,13180
15,1261	1,15444

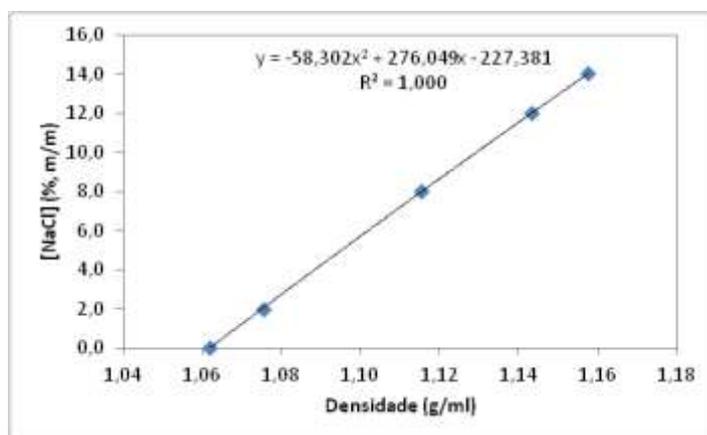


Fonte

e: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 50%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,06173
2,0142	1,07528
8,0104	1,11540
12,0000	1,14332
14,0447	1,15753

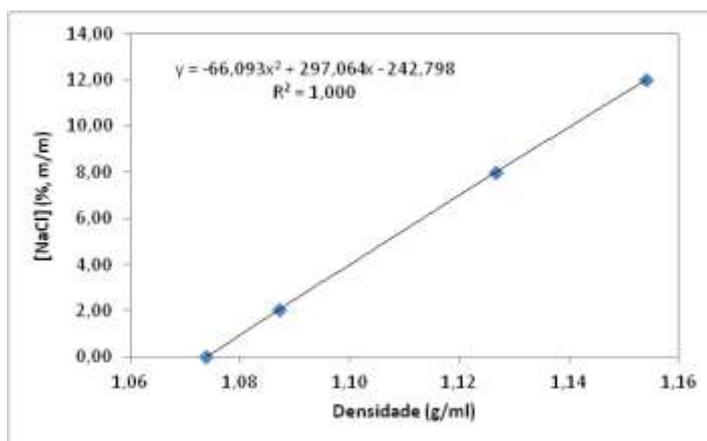


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 60%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,07383
2,0253	1,08720
8,0000	1,12659
12,0024	1,15408

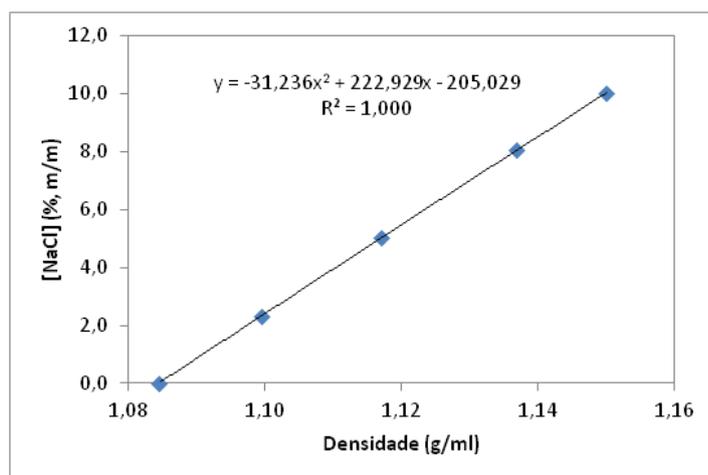


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 70%, m/m:

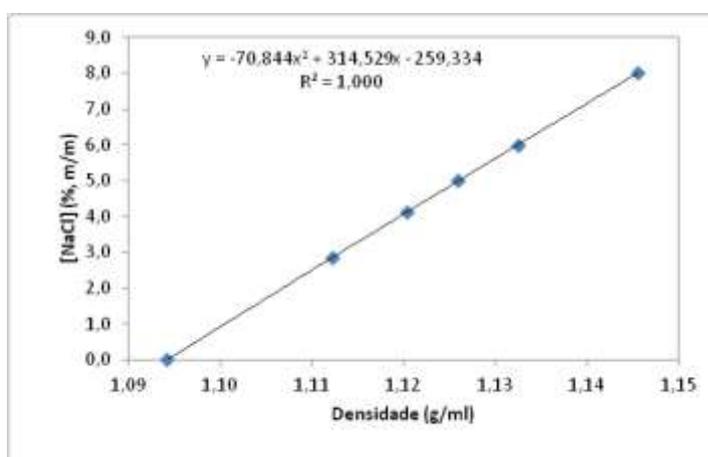
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,08449
2,3307	1,09959
5,0183	1,11710
8,0482	1,13685
10,0168	1,14996



Fonte
: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 80%, m/m:

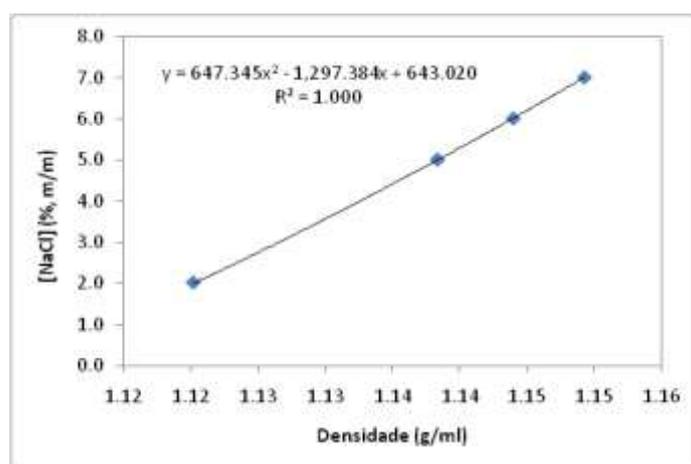
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,09415
2,8449	1,11225
4,1180	1,12029
5,0059	1,12589
6,0011	1,13249
8,0035	1,14554



Fonte
: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 90%, m/m:

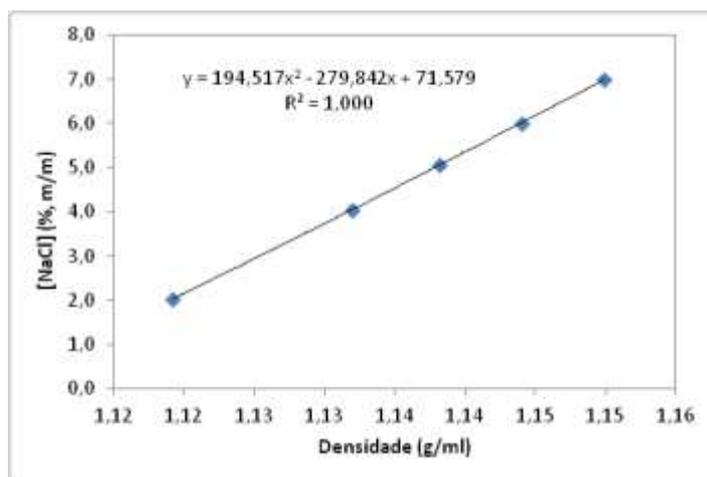
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,0107	1,12021
5,0009	1,13834
6,0014	1,14397
7,0008	1,14925



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 95%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,0334	1,11920
4,0434	1,13198
5,0757	1,13816
6,0017	1,14406
6,9999	1,14991

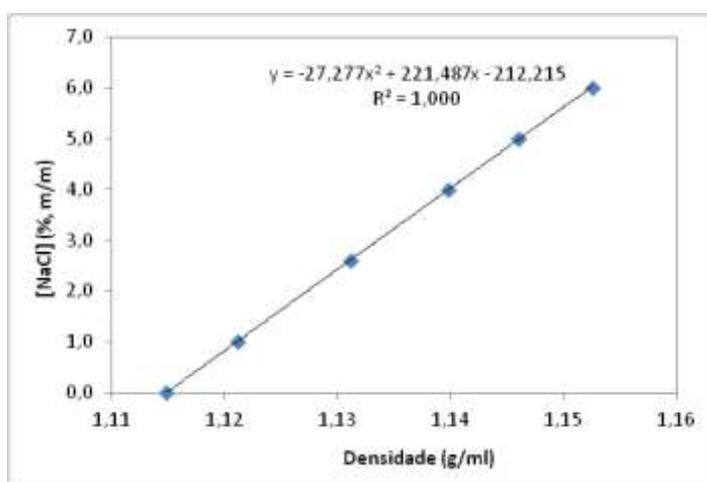


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 25°C e [MEG] = 100%, m/m:

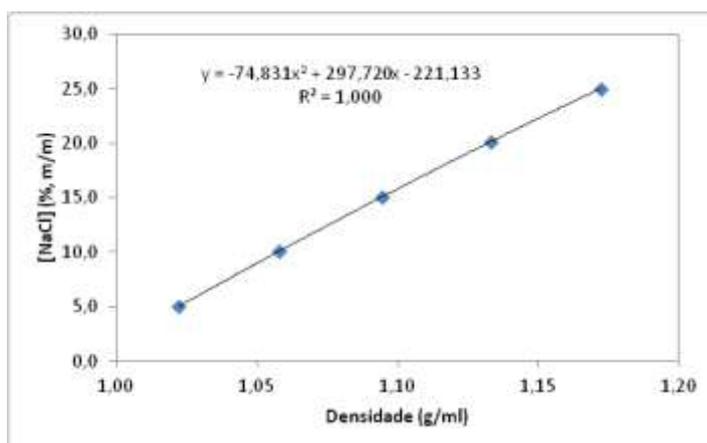
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,10978
1,0068	1,11614
2,5976	1,12609
4,0013	1,13475
5,0097	1,14103
6,0147	1,14751



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 0%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
5,02104	1,02229
10,08709	1,05802
15,09272	1,09453
20,15048	1,13325
25,02398	1,17212

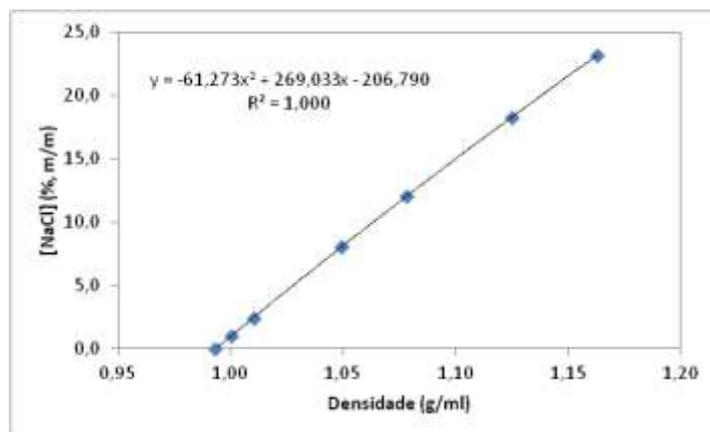


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 5%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	0,99289
1,0004	1,00050
2,4380	1,01043
8,0636	1,04945
12,0806	1,07827
18,3135	1,12487
23,1918	1,16286

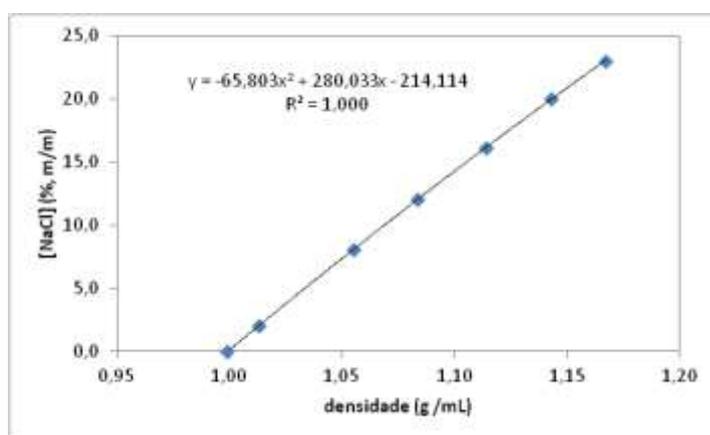


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 10%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	0,99886
2,0147	1,01319
8,0575	1,05501
12,0392	1,08354
16,1729	1,11379
20,0669	1,14293
23,0099	1,16700

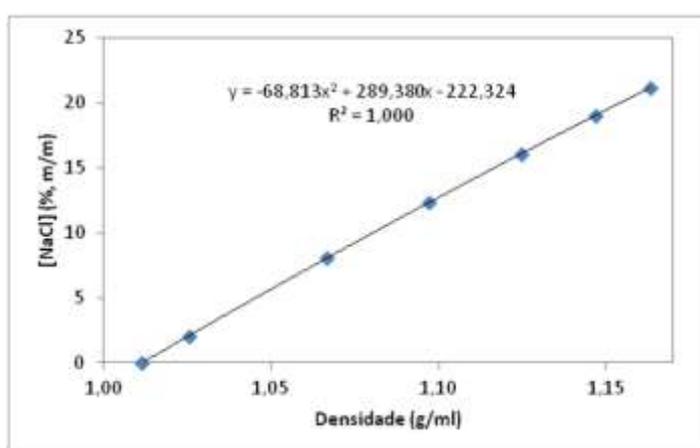


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 20%, m/m:

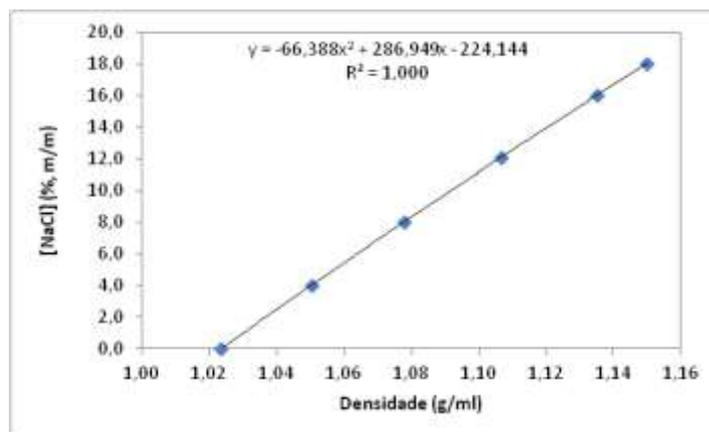
NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,01143
2,0315	1,02555
8,0297	1,06646
12,3586	1,09720
16,0694	1,12453
19,0136	1,14664
21,1551	1,16304



Fonte: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 30%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,02348
4,0323	1,05048
8,0076	1,07782
12,0916	1,10657
16,0487	1,13514
18,0438	1,15001

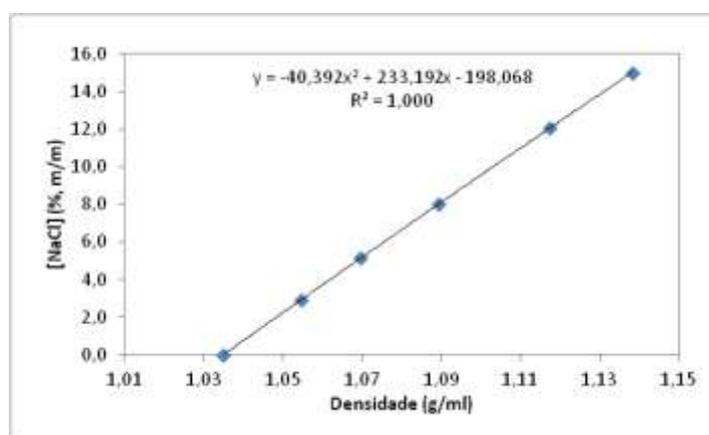


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 40%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,03481
2,8880	1,05447
5,1454	1,06956
8,0196	1,08925
12,0533	1,11727
15,0251	1,13824

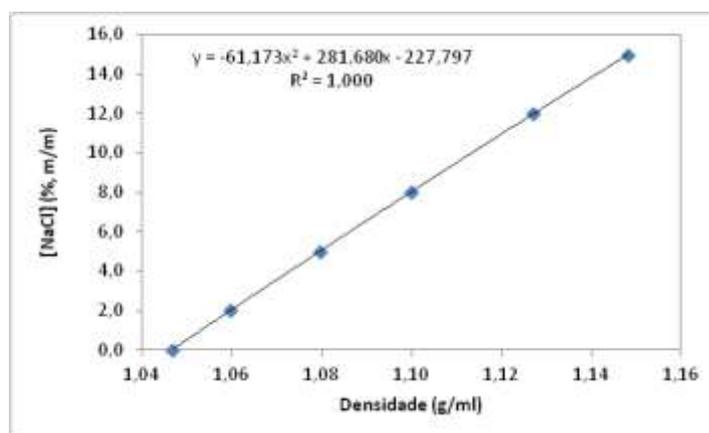


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 50%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,04675
2,0423	1,05954
4,9871	1,07979
8,0218	1,10002
11,9914	1,12696
14,9714	1,14826

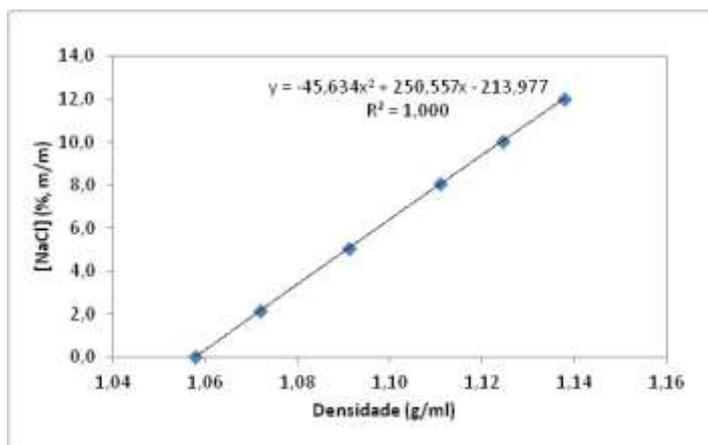


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 60%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,05777
2,1368	1,07179
5,0639	1,09098
8,0560	1,11091
10,0587	1,12446
12,0229	1,13775

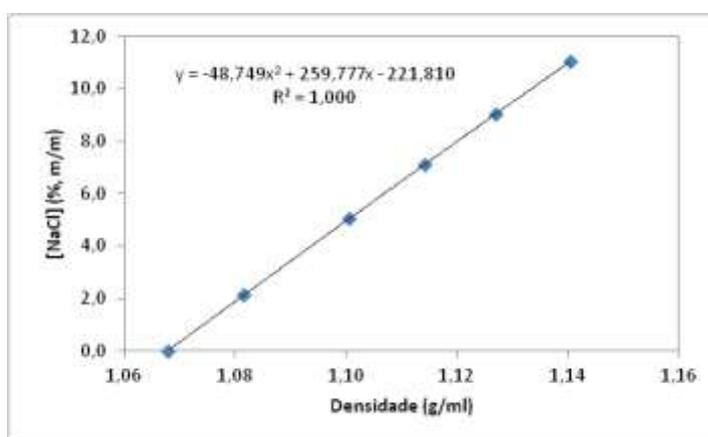


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 70%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,06779
2,1244	1,08160
5,0430	1,10053
7,1204	1,11411
9,0183	1,12700
11,0473	1,14039

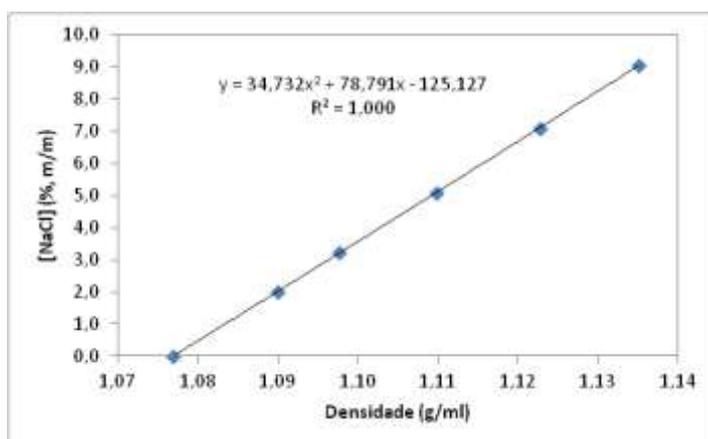


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 80%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,07692
2,0169	1,08990
3,2110	1,09768
5,0918	1,10981
7,0977	1,12267
9,0543	1,13503

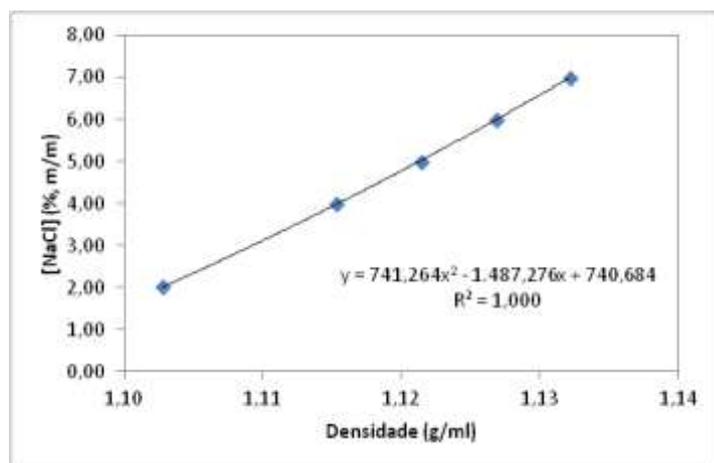


Fonte

: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 90%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,01065	1,10278
4,00530	1,11534
5,00089	1,12142
6,00145	1,12686
7,00083	1,13219

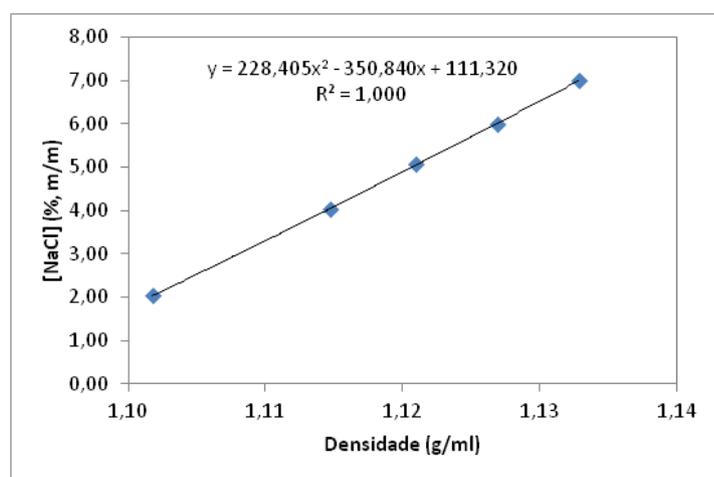


Font

e: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 95%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,0334	1,10175
4,0434	1,11476
5,0757	1,12100
6,0017	1,12696
6,9999	1,13285

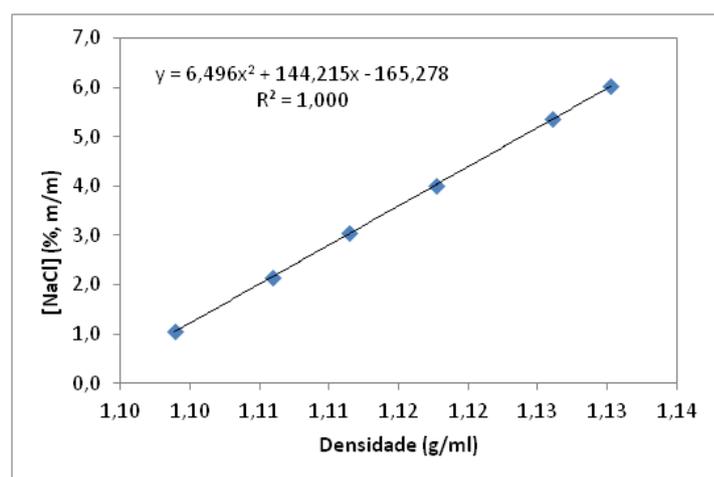


Font

e: Próprio autor

Curva de calibração para T = 50°C e [MEG] = 100%, m/m:

NaCl _{corr} %, m/m	Dens, méd, (g/mL)
1,0475	1,09890
2,1501	1,10592
3,0481	1,11148
4,0163	1,11765
5,3529	1,12604
6,0213	1,13026

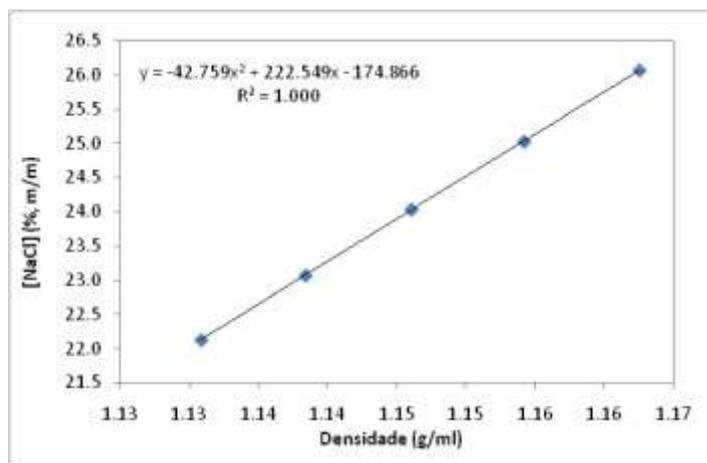


Font

e: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 0%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
22,1194	1,13084
23,0652	1,13838
24,0302	1,14603
25,0241	1,15417
26,0666	1,16251

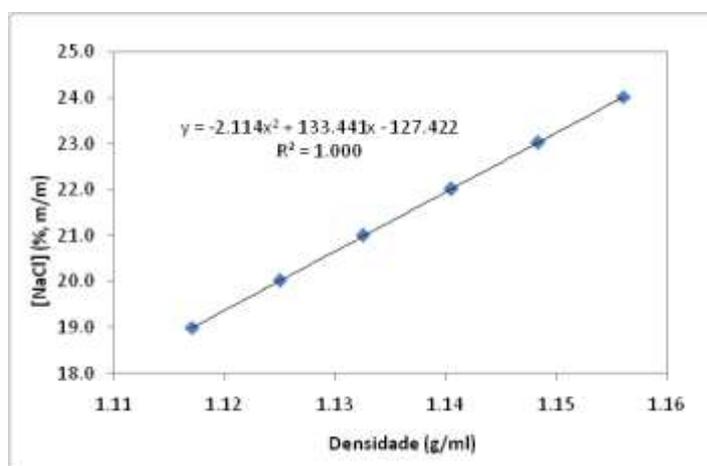


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 10%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
18,9963	1,11704
20,0185	1,12498
20,9997	1,13249
22,0089	1,14050
23,0190	1,14834
24,0203	1,15604

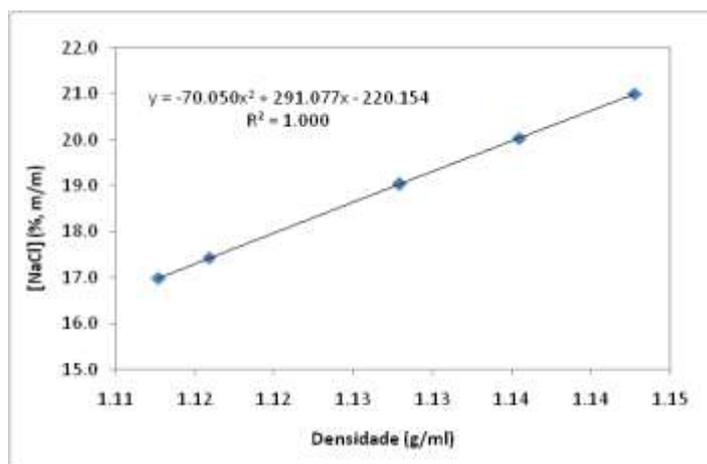


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 20%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
16,9891	1,11268
17,4348	1,11588
19,0437	1,12793
20,0382	1,13552
21,0079	1,14280

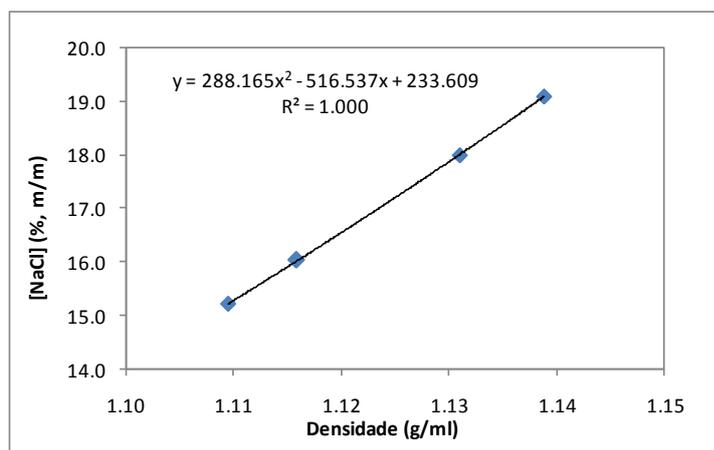


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 30%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
15,2312	1,10947
16,0399	1,11585
16,5152	1,12081
17,9991	1,13094
19,0942	1,13882

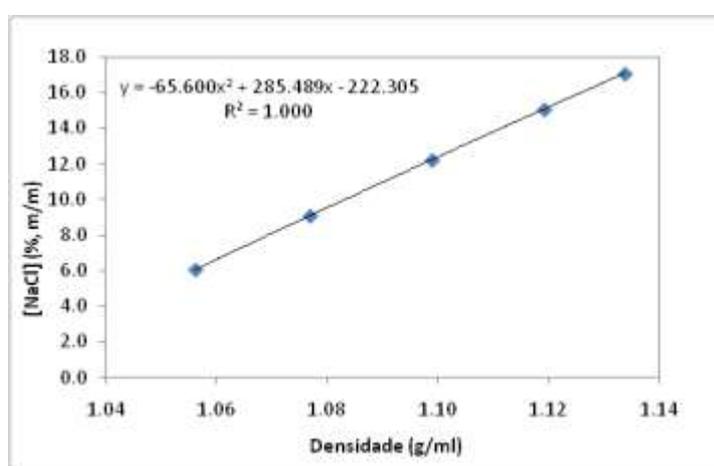


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 40%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
6,0295	1,05610
9,0571	1,07684
12,1999	1,09891
15,0477	1,11926
17,0607	1,13384

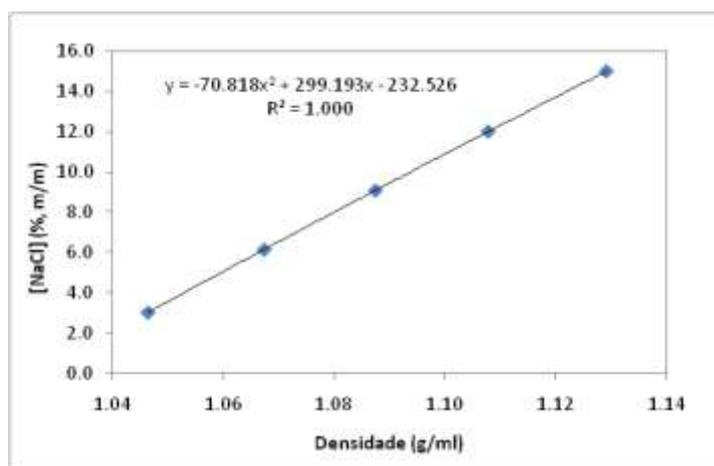


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 50%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
3,0196	1,04647
6,1490	1,06742
9,0921	1,08751
12,0213	1,10783
15,0154	1,12916

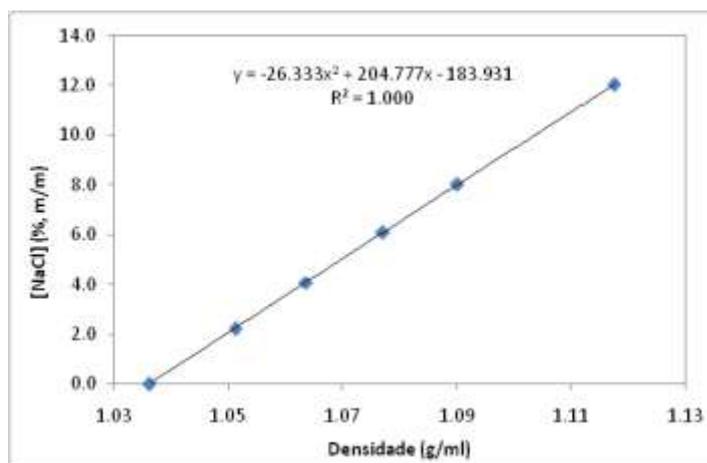


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 60%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,03618
2,2052	1,05119
4,0638	1,06356
6,0808	1,07701
8,0171	1,09006
12,0011	1,11741

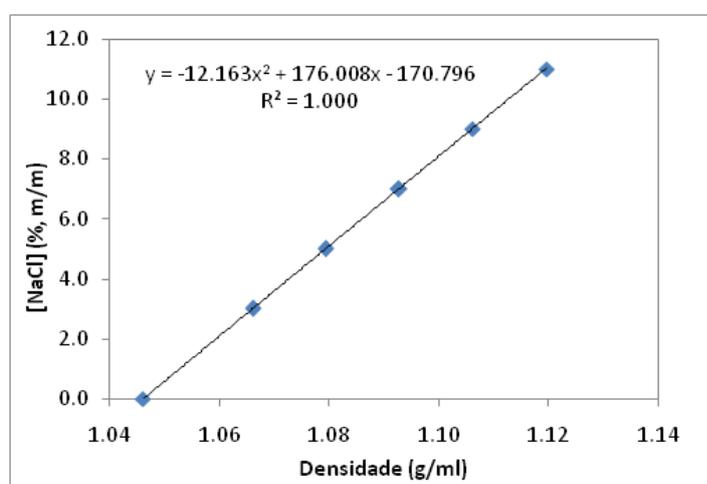


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 70%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,04593
3,0040	1,06611
4,9989	1,07930
7,0074	1,09262
9,0131	1,10607
11,0015	1,11957

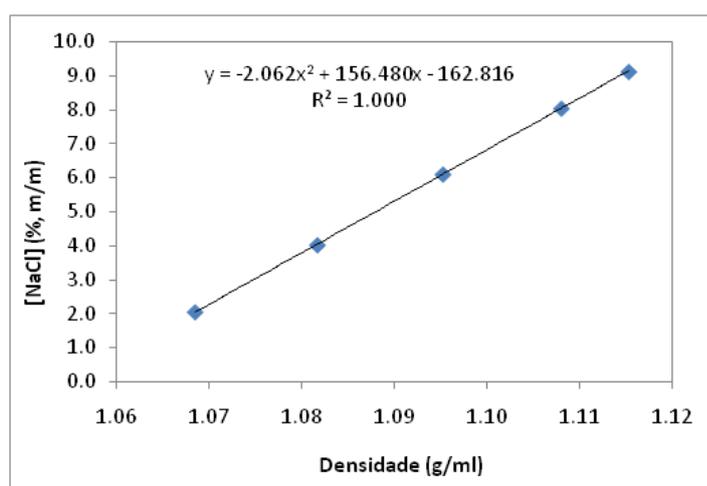


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 80%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,0405	1,06853
4,0178	1,08171
6,0999	1,09523
8,0400	1,10798
9,1227	1,11525

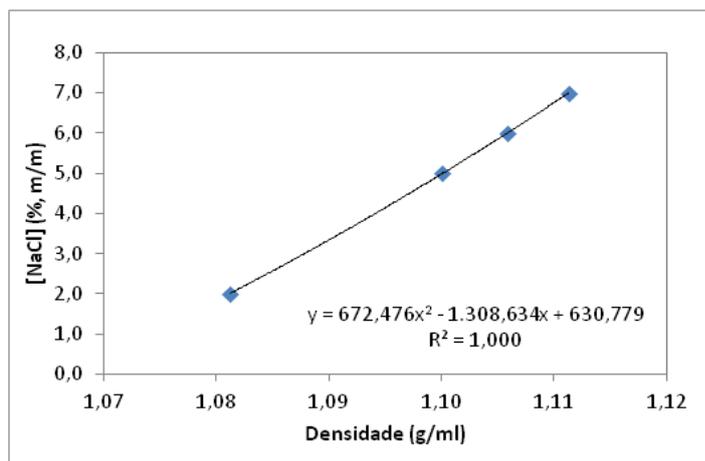


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 90%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,0107	1,08125
5,0009	1,10010
6,0014	1,10591
7,0008	1,11132

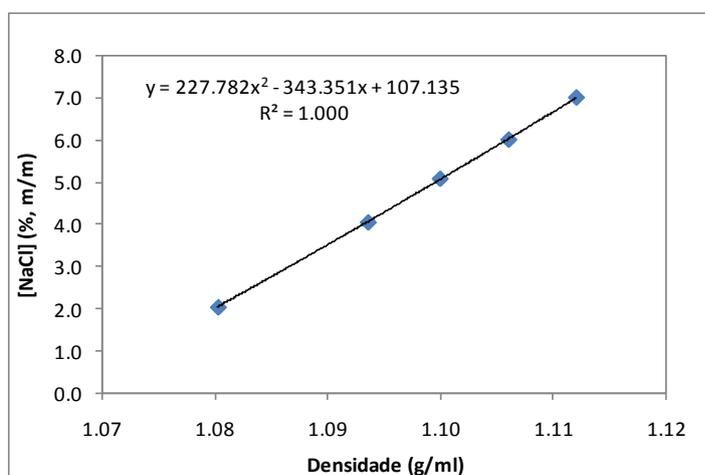


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 95%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
2,03341	1,08022
4,04341	1,09353
5,07566	1,09992
6,00170	1,10601
6,99995	1,11202

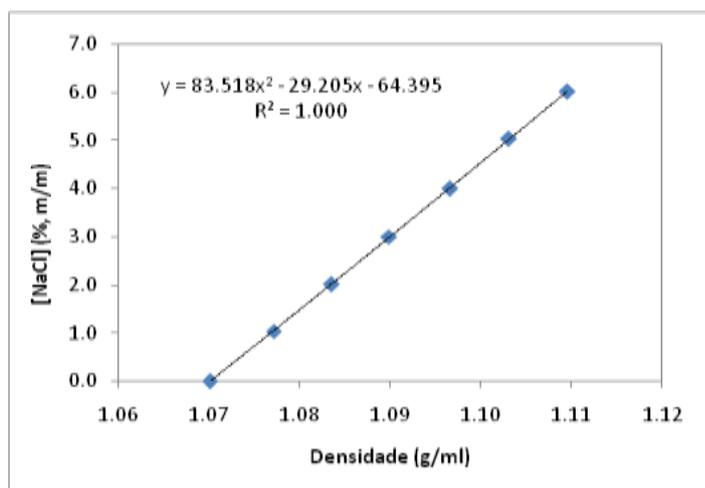


Fon

te: Próprio autor

Curva de calibração para T = 80°C e [MEG] = 100%, m/m:

NaCl _{corr.} , % m/m	Dens, méd, (g/mL)
0,0000	1,07012
1,0405	1,07717
2,0172	1,08358
3,0029	1,08990
3,9961	1,09659
5,0192	1,10307
6,0143	1,10953



Fon

te: Próprio autor

