

SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE DESIDRATAÇÃO DE GÁS NATURAL UTILIZANDO SISTEMAS MICROEMULSIONADOS COMO LÍQUIDO DESSECANTE

Diego Angelo de Araújo Gomes¹, Geraldine Angélica Silva da Nóbrega², Afonso Avelino Dantas Neto¹, Tereza Neuma de Castro Dantas¹, Osvaldo Chiavone Filho¹, Jeorge Antônio Medrado Ferreira³

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Campus Universitário, S/N. CEP 59072-970. Natal -RN-Brasil.
Fone:(084)3215-3773 – Fax:(084)3215-3756. e-mail: diegoangelo@eq.ufrn.br

² Centro Federal de Educação Tecnológica da Bahia.Unidade Simões Filho. Via Universitária, s/n, Pitanguinha, Simões Filho, Cep:43.700-000 Bahia – Brasil - Fone: (071)3396-8400 - Fax: (071)3396-7326
e-mail: dine@eq.ufrn.br

³Elekeiroz S/A. Rua João Úrsulo, 1261, Pólo industrial de Camaçari. CEP 42810-030. Camaçari – BA- Brasil.
Fone: (071) 3632-7700. e-mail: jeorge_medrado@yahoo.com.br.

Em princípio, todo o gás natural produzido, associado ou não-associado, está saturado com vapor de água, isto é, contém a máxima quantidade possível de água no estado vapor. A água representa um componente crítico tanto para o condicionamento de gás natural como para o processamento. Sua remoção do fluxo de gás reduz o potencial de corrosão e de formação de hidrato. A formação de hidrato é um problema inerente ao processamento do gás natural. Com base nesta problemática, este trabalho teve como objetivo a aplicação de uma nova formulação de líquido dessecante, sua utilização na desidratação do gás natural e a simulação do processo de absorção através da plataforma do Hysys Software. O líquido dessecante formulado é composto por aguarás e tensoativos não-iônicos (RDG 60, RDG 60/AMD 60). Os experimentos de transferência de massa foram conduzidos em coluna de absorção operada com as fases líquida e gasosa no modo contracorrente. A alimentação da fase gasosa teve uma concentração inicial de água em cerca de 15000 ppm. Esta concentração de água inicial foi gerada no gás devido ao sistema de umidificação construído com base na ASTM-4178/82 (revisada em 1999). Os experimentos foram realizados a pressão e temperatura constantes com aproximadamente 86% de eficiência na desidratação. A simulação do processo de absorção em estudo foi descrita através do cálculo de solubilidade de gás, usando a abordagem de coeficiente de atividade para a fase líquida. O modelo UNIFAC de contribuição de grupos foi aplicado para a caracterização dos constituintes como aguarás e tensoativos, bem como para a correção das não idealidades da fase líquida. A fase vapor foi considerada ideal por se tratar de pressões atmosféricas. A análise dos resultados obtidos usando o método de cálculo com UNIFAC, demonstrou confiabilidade suficiente para fins de dimensionamento e simulação do processo de absorção da água do gás natural com sistemas microemulsionados.

Tensoativos, microemulsão, gel de fraturamento

1. INTRODUÇÃO

Geralmente explorado juntamente com petróleo, o gás natural produzido contém quantidades significantes de contaminantes como: CO₂, N₂, H₂S e H₂O. Pelo aspecto ambiental, ele é o combustível fóssil de queima mais limpa e por isso representa uma alternativa para a ampliação da matriz energética. Para ser utilizado como fonte de energia, o gás natural precisa ser tratado e processado em Unidades de Tratamento de Gás (UTG). No processamento deste gás, a remoção da água é uma etapa fundamental, visto que a combinação de moléculas de água com moléculas de hidrocarbonetos, propicia a formação de meio corrosivo e de hidratos. Os hidratos são compostos cristalinos formados por ponte de hidrogênio, que bloqueiam linhas, válvulas e equipamentos. Uma vez que o rendimento das colunas de adsorção de água apresenta uma dificuldade em atingir baixa concentração de água, o gás na jusante possui traços de concentração de água, provocando paradas operacionais na UTG. Com base nesta problemática, este trabalho visa o estudo da desidratação do gás natural através da formulação de um líquido dessecante e de sua utilização do processo de absorção, utilizando os princípios de transferência de massa para sua aplicação no processo de purificação do gás natural, assim como a validação dos resultados em uma ferramenta de simulação.

Desta forma, este trabalho torna-se relevante não só pela disponibilidade de dados experimentais que viabilizam a redução da concentração de H₂O do gás natural, mas também pela sua contribuição no desenvolvimento da área em estudo.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Gás Natural

2.2. Água no gás natural

O gás natural é definido como sendo uma mistura de compostos inorgânicos, hidrocarbonetos e alguns contaminantes. Na natureza, ele é encontrado acumulado em rochas porosas no subsolo, freqüentemente acompanhado por petróleo, constituindo um reservatório. A composição do gás natural bruto é função de uma série de fatores naturais que determinam seu processo de formação e as condições de acumulação do seu reservatório de origem (Haselden, 1989).

Em reservatórios subterrâneos, nos diversos poços de produção tanto em terra quanto no mar, o gás natural é classificado em associado, sendo este dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás e não-associado, que está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo (Paiva, 2000). Em princípio, todo o gás natural produzido, associado ou não-associado, está saturado com vapor de água, isto é, contém a máxima quantidade possível de água no estado vapor. Quantidades adicionais que tendem se vaporizar voltarão a condensar, exceto se houver alterações nas condições de pressão e/ou temperatura do gás.

O teor de saturação de água é função de três parâmetros: pressão, temperatura e presença de contaminantes, como os gases ácidos, que têm a propriedade de elevar este teor. Quanto menor a pressão e temperatura, maior a capacidade do gás de reter água no estado vapor.

A água contida em uma corrente gasosa deve ser parcial ou totalmente removida com os seguintes objetivos:

- Manter a eficiência dos dutos de transporte, uma vez que a água condensa nas tubulações, causando redução na área de passagem com aumento da perda de carga e redução da vazão de gás;
- Evitar formação de meio ácido corrosivo, decorrente da presença de água livre em contato com gases ácidos, que podem estar presentes no gás;
- Impedir a formação de hidratos.

3. METODOLOGIA

3.1. Formulação do líquido dessecante

O líquido dessecante deve ser formado por uma mistura de tensoativo e composto apolar. A escolha do composto apolar pode ser determinada pelo teste de miscibilidade, que corresponde a um fator importante na preparação de sistemas microemulsionados. Os testes qualitativos de miscibilidade são feitos através de titulação volumétrica do tensoativo no composto apolar. O ponto de viragem (delimitação da região de miscibilidade) é determinado pelo aspecto translúcido e homogêneo que sucede ao aspecto turvo, sob agitação, ou vice versa (Castro Dantas, 2003). Para a formulação foram utilizados os tensoativos RDG 60 e a mistura 1:1 de RDG 60 e AMD 60. E como composto apolar (GMR-PETROBRAS).

3.2. Sistema experimental

O sistema experimental adequado ao processo de desidratação do gás natural é composto por duas unidades, sendo: sistema de umidificação do gás natural e um sistema de absorção.

3.2.1. Sistema de umidificação

A fim de simular as condições operacionais das UTGs, é necessário umidificar o gás natural para que ele tenha alto teor de água em sua composição (aproximadamente 150000 ppm). O processo de umidificação do gás natural segue o procedimento descrito na ASTM-4178/82 (revisada em 1999) que visa à calibração de analisadores de umidade, baseado em padrões de quantidade de água conhecida. Esta norma segue o princípio de que o gelo tem uma pressão de vapor manométrica de 0,611 kPa ($8,66 \cdot 10^{-2}$ psig) a uma temperatura de 0°C. Para o procedimento de saturação do gás natural é utilizado sistema composto por dois vasos de adsorção recheados com peneira molecular (tipo 4ª de 8 a 12 mesh), sendo um de desidratação e outro de umidificação.

O vaso de adsorção úmido deve ser recheado com aproximadamente 100 mg de peneira molecular úmida. Para promover a umidade da peneira molecular, este volume deve ser colocadas em contato com água e deixado em repouso por 12 horas. Em seguida deve-se escoar toda a água em excesso. No vaso de adsorção de desidratação, são adicionados aproximadamente 300 mg de peneira molecular. Misturando volumes diferentes do gás úmido com gás seco, padrões de gás de concentrações conhecidas podem ser preparados. A Figura 1 ilustra o sistema de umidificação do gás.

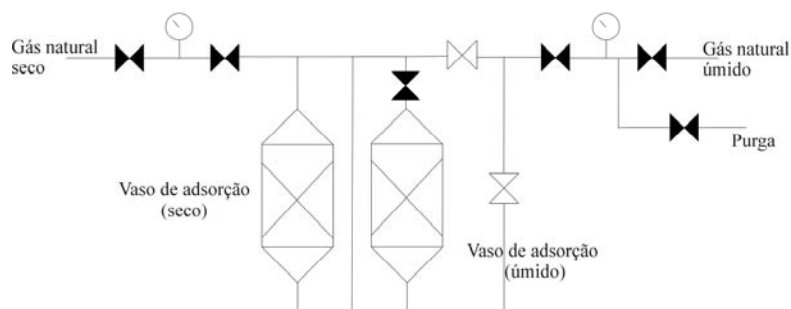


Figura 1. Sistema experimental para umidificação do gás.

3.2.2. Absorção da água do gás natural

A absorção é uma operação que visa a separação de um ou vários componentes de uma mistura gasosa por dissolução em um líquido. Logo, o experimento de remoção da água do gás natural visa o transporte da água presente na fase gasosa para a fase líquida, através do contato em contracorrente.

O experimento de absorção consiste em fazer fluir gás úmido pelo leito recheado mergulhado no líquido dessecante a fim de absorver a água presente no gás.

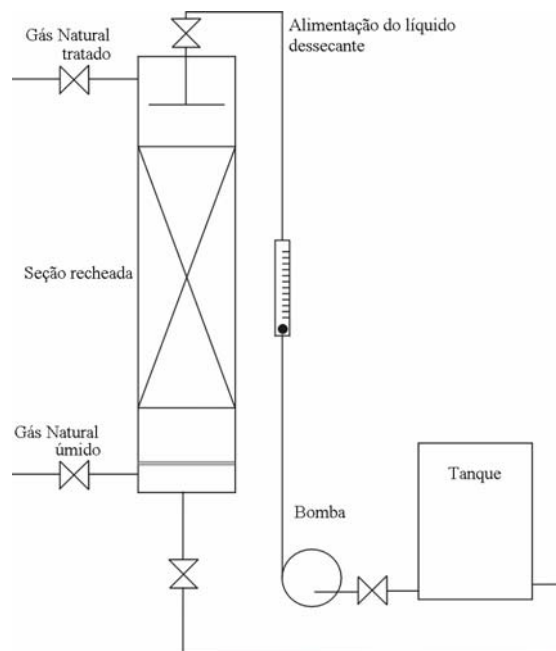


Figura 2. Esquema experimental da coluna de absorção.

3.3. Método de análise

As análises de água tanto para a fase gasosa como a fase líquida, foram realizadas através do método de Karl Fischer com o equipamento da Mettler Toledo DL39. A titulação realizada pelo método Karl Fischer utiliza um solvente (metanol secado – 0,005% de água). Este equipamento fornece resposta rápida com tempo de análise de 1 a 2 minutos.

3.4. Simulação do Processo de Desidratação

A simulação do processo de absorção foi realizada através da plataforma do Hysys Software. O fluid Package UNIFAC foi utilizado para a caracterização dos constituintes como o composto apolar e tensoativos, bem como para a correção das não idealidades da fase líquida (Langston, 2004). A fase vapor foi considerada ideal por se tratar de pressões atmosféricas.

3.4.1. Dados da simulação

Os dados de entrada para a simulação estão dispostos na tabela 1. As vazões de alimentação foram estabelecidas pelo estudo de hidrodinâmica (Hold-up e perda de carga), enquanto que a composição de água na

fase gasosa foi obtida através do sistema de umidificação. Os dados experimentais utilizados na validação da simulação foram extraídos de experimentos realizados no sistema de desidratação, em nível de laboratório.

Tabela 1. Dados de entrada para a simulação.

Parâmetro da simulação	Líquido dessecante	Gás contaminado
Temperatura (°C)	28	28
Pressão (kPa)	101,3	300
Vazão mássica (kg/h)	3	0,1071

4. RESULTADOS

4.1. Formulação do líquido dessecante

Com o objetivo de formular o líquido dessecante, dois diagramas de fases foram construídos (Figura 3). Tendo como constituintes: composto apolar: solvente a base de hidrocarbonetos, fase aquosa: água e tensoativos não-iônicos: RDG 60 e RDG 60/AMD 60 (1:1). A região acima da curva representa um sistema miscível e abaixo imiscível.

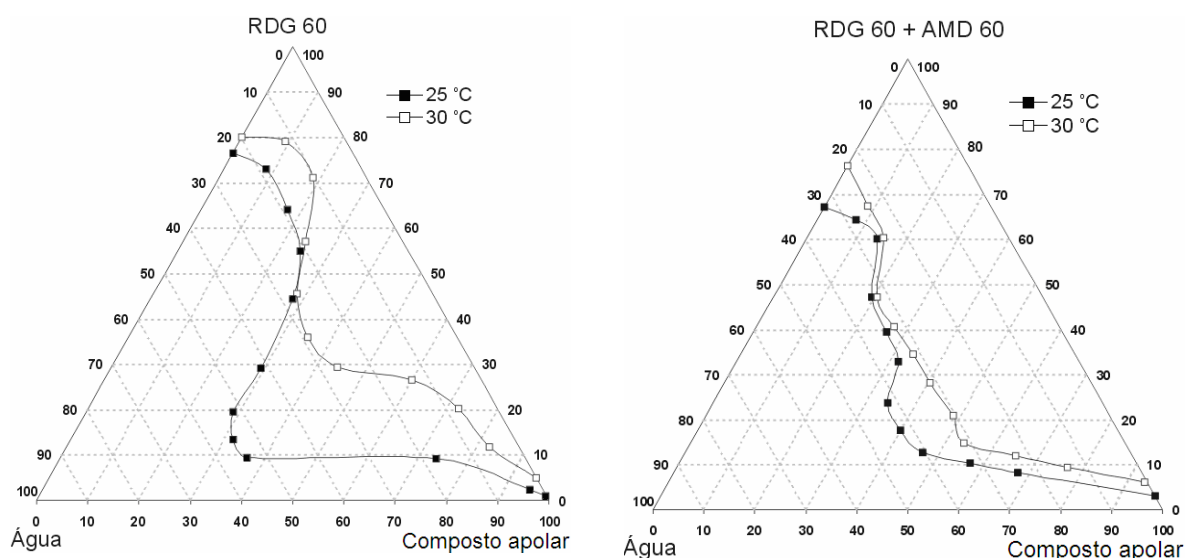


Figura 3. Diagramas de fases para os sistemas RDG 60-Composto apolar-Água e RDG 60/AMD 60-Composto apolar-Água, para as temperaturas de 25 e 30°C.

Com base na Figura 3, pode-se verificar que os tensoativos RDG 60 e a mistura RDG 60/AMD 60 são completamente solúveis na fase orgânica, para ambas as temperaturas estudadas. A interação dos tensoativos RDG 60 e AMD 60 favorecem a solubilização da fase orgânica e aquosa.

O líquido dessecante formulado tem como base a formação de sistemas microemulsionados. E para os estudos de absorção da água do gás foi utilizado 30% de tensoativo e 70% de composto apolar.

4.2. Simulação do processo de desidratação

Com base nos dados experimentais, foram feitas simulações do processo de absorção da água do gás natural. Os resultados da simulação estão mostrados nas Figuras 3 e 4.

	desmontar	Gás desidratado	do dessecante híd
Methane	0.0	0.9510	0.0161
Ethane	0.0	0.0474	0.0044
H2O	0.0	0.0009	0.0070
n-Decane	0.0	0.0007	0.8493
RDG 60*	0.0	0.0000	0.1232

Figura 3. Tela da simulação para o sistema com RDG 60.

	desmontar	Gás desidratado	Líquido dessecante hidratado
Methane	0.0	0.9520	0.0160
Ethane	0.0	0.0472	0.0043
H2O	0.0	0.0001	0.0075
n-Decane	0.0	0.0007	0.8108
RDG 60*	0.0	0.0000	0.0588
AMD 60*	0.0	0.0000	0.1025

Figura 4. Tela da simulação para o sistema com RDG 60/AMD 60.

Com base nas Figuras 3 e 4 é possível observar que a fração mássica de água no gás apresentou uma diminuição de 0,0009 para 0,0001 do sistema RDG 60-Composto apolar para o sistema RDG 60/AMD 60-Composto apolar. Enquanto que para a fase líquida houve um aumento, o que já era esperado, pois trata-se de um sistema fechado.

Uma breve análise dos resultados simulados mostra que o sistema com RDG 60/AMD 60-composto apolar apresentou uma maior capacidade de remoção da água, visto que a interação da mistura dos tensoativos favorece a estabilidade das fases orgânica e aquosa. Essa interação permite que o líquido dessecante tenha uma maior eficiência no processo de desidratação do gás natural.

Confrontando os resultados da simulação com os dados experimentais, a partir da Tabela 2, verificamos que os dados gerados apresentaram uma boa reprodutibilidade.

Tabela 2. Validação da simulação frente os resultados experimentais.

Fração mássica de água no gás	RDG 60-Composto Apolar	RDG 60/AMD 60-Composto Apolar
Experimental	0,00104	0,00011
Simulado	0,00090	0,00010

5. CONCLUSÃO

Uma formulação alternativa para líquido dessecante foi proposta através da mistura RDG 60, AMD 60 e composto apolar. Nos diagramas de fases construídos, observou-se a influência da interação da mistura RDG 60 e AMD 60 aumentando a solubilidade da água na fase orgânica.

A análise dos resultados obtidos na simulação do processo de desidratação do gás natural, demonstrou confiabilidade suficiente para fins de dimensionamento e simulação do processo de absorção da água do gás natural com sistemas microemulsionados. O desvio encontrado entre os valores experimental e simulado foram de 13,46% e 9,09% para os sistemas RDG 60-Composto Apolar e RDG60/AMD60-Composto Apolar, respectivamente. Considerados aceitáveis visto que os tensoativos foram caracterizados no simulador por meio de contribuição de grupos.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem FINEP/CTPetro através do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo (PRH-ANP 14) pelo suporte financeiro concedido para a realização deste trabalho e o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química (PPGEQ-UFRN).

7. REFERÊNCIAS

ASTM D-4178/82 (Reapproved 1999). Standard Practice for Calibrating Moisture Analyzers.

CASTRO DANTAS, T. N., SANTANNA, V. C., DANTAS NETO, A. A., BARROS NETO, E. L., ALENCAR MOURA, M. C. P. Rheological properties of a new surfactant-based fracturing gel. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects, 225, 129-135, 2003.

HASELDEN, G. G. Gas separation fundamentals. Gas. Sep. Purif. 1989, 3, 209-215.

LANGSTON, P., HILAL, N., SHINGFIELD, S., WEBB, S. Simulation and optimisation of extractive distillation with water as solvent. Chemical Engineering and Processing, v. 44, 345-351. 2005.

PAIVA, J.W. Condicionamento e Processamento de Gás Natural. Apostila do Curso de Especialização *latu sensu* em Tecnologia do Gás Natural. Centro de Tecnologia do Gás (CTGÁS). Universidade Potiguar (UNP), 2000.