

ANTONIO RODOLFO PAULINO PESSOA
JARDEL DANTAS DA CUNHA
ORGANIZADORES

ANAIS

III SIMPÓSIO DE PETRÓLEO E GÁS DO ONSHORE BRASILEIRO

ANTONIO RODOLFO PAULINO PESSOA
JARDEL DANTAS DA CUNHA
ORGANIZADORES

**ANAIS DO III SIMPÓSIO DE PETRÓLEO E GÁS DO ONSHORE
BRASILEIRO**



2025



Esta obra foi coeditada pela Biblioteca Orlando Teixeira da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) e está protegida pela Licença *Creative Commons* (CC BY-SA 4.0).

Comissão Organizadora

Antonio Rodolfo Paulino Pessoa (UFERSA)
Jardel Dantas da Cunha (UFERSA)

Comissão Científica

Antonio Rodolfo Paulino Pessoa
André Luís Novaes Mota (UFERSA)
Andréa Francisca Fernandes Barbosa (UFERSA)
Normalização bibliográfica e Catalogação na
Antônio Robson Gurgel (UFERSA) Fonte
Antônio Rodolfo Paulino Pessoa (UFERSA) Nome
Fernanda Alves Ribeiro (UFERSA)
Jardel Dantas da Cunha (UFERSA) Revisão
ortográfica
Keila Regina Santana Fagundes (UFERSA) Natasha
Yohanna Oliveira Mendes
Regina Celia de Oliveira Brasil Delgado
(UFERSA) Conselho Editorial da EdUFERSA
Ricardo Henrique Rocha de Carvalho (UFERSA)

Rodrigo César Santiago (UFRN)

Projeto Gráfico

Antônio Rodolfo Paulino Pessoa

Diagramação

Antônio Rodolfo Paulino Pessoa

Revisão ortográfica

Natasha Yohanna Oliveira Mendes

Normalização bibliográfica

Os autores.

Catalogação na Fonte

Daniele Belmont de Farias Cavalcanti

Editoração

Daniele Belmont de Farias Cavalcanti

Direção do Sistema de Bibliotecas da UFERSA

Keina Cristina Santos Sousa e Silva

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S613 Simpósio de Petróleo e Gás do Onshore Brasileiro (3. : 2022 : Mossoró, Brasil).
III Simpósio de Petróleo e Gás do Onshore Brasileiro, 05 a 07 de jul. de 2022
[recurso eletrônico] / organizado por Antônio Rodolfo Paulino Pessoa e Jardel
Dantas da Cunha. - Mossoró: BOT; EdUFERSA, 2025.
179 f.

E-ISBN: 978-65-87108-84-1

Evento realizado pelo curso de Engenharia de Petróleo da Universidade
Federal Rural do Semi-Árido, de 05 a 07 de julho de 2022, na cidade de Mossoró,
RN.

1. Petróleo. 2. Gás Natural. 3. Engenharia de Petróleo. I. Pessoa, Antônio
Rodolfo Paulino. II. Cunha, Jardel Dantas. III. Título.

CDD: 665.5

Daniele Belmont de Farias Cavalcanti (CRB-15/652)
Bibliotecária

Editora Afiliada



SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	6
ENGENHARIA DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.....	7
AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA MASSA ESPECÍFICA NO CÁLCULO DA VISCOSIDADE PELO MODELO LBC	8
EQUAÇÕES DE ESTADO CÚBICAS E CORRELAÇÕES DE TRANSLAÇÃO DE VOLUME PARA A PREDIÇÃO DE MASSA ESPECÍFICA DE ÉSTERES CÍCLICOS EM VARIADAS TEMPERATURAS E PRESSÕES.....	12
FATORES QUE INCLUENCIAM NA PRODUÇÃO DE BIODIESEL DE ALGODÃO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA.....	16
MÉTODOS DE PRÉ-TRATAMENTO DE BIOMASSA PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO....	20
PIRÓLISE FLASH DA SCENEDESMUS SP. COMO ALTERNATIVA PARA A PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS	24
EXPLORAÇÃO	28
AVALIAÇÃO DA PERMEABILIDADE DE PASTAS DE CIMENTOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO RESÍDUO DE ARGAMASSA	29
AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA À COMPRESSÃO DE PASTAS DE CIMENTOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO RESÍDUO DE ARGAMASSA	33
AVALIAÇÃO DE ESTUDOS REALIZADOS COM DIFERENTES FORMULAÇÕES DE FLUIDOS BASE ÁGUA VISANDO OBSERVAR SEUS EFEITOS NA INIBIÇÃO DE ARGILAS E NOS PARÂMETROS REOLÓGICOS DO FLUIDO	37
ESTUDO COMPARATIVO DAS PROPRIEDADES DE ARGILAS ORGANOFÍLICAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS	44
ESTUDO DA MOLHABILIDADE E DA ADSORÇÃO DE TENSOATIVOS ANIÔNICOS EM ROCHA CALCÁRIA.....	48
ESTUDO DE FLUXO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO EM AMBIENTES MULTIFÁSICOS	52
GEOCIÊNCIAS.....	64
ANÁLISE DO IMPACTO DO REFINO CARTESIANO NA SIMULAÇÃO DE MODELOS SINTÉTICOS DE RESERVATÓRIOS COMPOSICIONAIS.....	65

MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL.....	77
CARACTERIZAÇÃO DO CASCALHO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS ONSHORE DA BACIA POTIGUAR E SISTEMATIZAÇÃO DOS RISCOS AMBIENTAIS.....	78
CARVÃO DA CASCA DA CASTANHA DE CAJU COMO BIOADSORVENTE NA REMOÇÃO DE Pb ²⁺ E Cr ³⁺	82
COMPOSIÇÃO E PRINCIPAIS TÉCNICAS DE TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO.....	86
DESENVOLVIMENTO VEGETATIVO DA MORINGA IRRIGADA COM ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO SINTÉTICA	92
ESTUDO DA ADSORÇÃO EM EFLUENTE OLEOSO UTILIZANDO CASCA DE MELANCIA....	96
ESTUDO TEÓRICO SOBRE A CONSTRUÇÃO DE REATORES PARA TRATAMENTO DE MATÉRIA ORGÂNICA PROVENIENTE DA ÁGUA PRODUZIDA SINTÉTICA UTILIZANDO PROCESSOS OXIDATIVOS AVANÇADOS	100
GERMINAÇÃO DE GIRASSOL SOB DIFERENTES CONCENTRAÇÕES DE ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO.....	104
NOVA TECNOLOGIA DE PRODUÇÃO DE MATERIAIS HÍBRIDOS À BASE DE GRAFENO COM POTENCIAL DE APLICAÇÃO EM MEMBRANAS DE DESSALINAÇÃO PARA A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	108
PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMA MICROEMULSIONADO CONTENDO OCS	112
PROPOSTA DE VALORES PARA VARIÁVEIS LEGAIS DE ESTUDOS AMBIENTAIS APROVADOS NO LICENCIAMENTO PARA A PERFURAÇÃO PETROLÍFERA ONSHORE NA BACIA POTIGUAR/RN	116
 PRODUÇÃO	 120
ACIDIFICAÇÃO DE MATRIZ EM ROCHAS CARBONÁTICAS: IMPORTÂNCIA E APLICAÇÕES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	121
AJUSTE NUMÉRICO DOS PARÂMETROS DA EQUAÇÃO DE ESTADO DE PENG-ROBINSON PENELOUX (T) UTILIZANDO DADOS EXPERIMENTAIS DE UM ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES ÀS DA BACIA POTIGUAR DO NORDESTE BRASILEIRO....	125
ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS PARA CÁLCULO DA FORÇA DE ATRITO AXIAL NA PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS	129
AVALIAÇÃO DE CORRELAÇÕES <i>BLACK-OIL</i> PARA O CÁLCULO DA VISCOSIDADE DE ÓLEO MORTO	133
DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE BOMBEIO MECÂNICO	137

ELEMENTOS TRANSITÓRIOS DO CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS E O GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS DURANTE INTERVENÇÕES NO AMBIENTE ONSHORE.....	141
ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SISTEMAS MICROEMULSIONADOS COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO.....	145
ESTUDO PARA OBTENÇÃO DE NANOEMULSÕES POR DILUIÇÃO DE MICROEMULSÃO.	149
INCREMENTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS MADUROS ONSHORE: UM ESTUDO DE CASO	153
POTENCIAL DE APLICAÇÃO DE GÉIS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO À BASE DE GLICERINA.....	157
REFINO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO	162
ESTUDO CINÉTICO POR TERMOGRAVIMÉTRIA DA DEGRADAÇÃO DE PETRÓLEO COM DIFERENTES COMPOSIÇÕES SARA (SATURADOS AROMÁTICOS RESINAS E ASFALTENOS)	163
ESTUDO SOBRE O ARRANJO DAS PLANTAS DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DO PETRÓLEO DE FPSO DO PRÉ-SAL BRASILEIRO	167
ESTUDO SOBRE O INVESTIMENTO EM PROCESSOS DE CONVERSÕES NAS REFINARIAS DE PETRÓLEO DO BRASIL: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA	171
O USO DE MEMBRANAS POLIMÉRICAS NA REMOÇÃO DO ÓLEO EMULSIONADO NA ÁGUA PRODUZIDA.....	175
SOBRE OS ORGANIZADORES	179

APRESENTAÇÃO

Jardel Dantas da Cunha

Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

Antonio Rodolfo Paulino Pessoa

Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

O aumento das reservas provadas, prováveis e possíveis em 19,8% em 2021, segundo o Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), coloca o Brasil em posição favorável no cenário internacional, criando um panorama positivo de crescimento de sua capacidade de produção para os próximos anos. Paralelo à situação, a produção nos campos onshore vem passando por inúmeras mudanças após 40 anos de exploração. A Petrobras encerrou suas atividades com a assinatura dos contratos com a Potiguar E&P em 2019 e a 3R Petroleum em 2022.

Os investimentos na bacia Potiguar somam cerca de R\$10 bilhões para os próximos anos e prevê uma expectativa no aumento da produção em 30%, podendo chegar a 70 mil barris/dia atrelados à geração de emprego, royalties e renda.

A chegada dos “novos players” no Rio Grande do Norte favorece a retomada de novos negócios e o desenvolvimento de pesquisas, dada a particularidade da exploração em campos maduros. O crescimento nas reservas é resultado da parceria entre instituições de ensino e empresas exploradoras, promovendo a criação de estratégias e a resolução de problemas de ordem técnica, científica e política.

Diante deste cenário, a Universidade Federal Rural do Semi-Árido, em parceria com a Redepetro e o Sebrae, tem o prazer em apresentar o III SIMPÓSIO DE PETRÓLEO E GÁS DO ONSHORE BRASILEIRO, cujo objetivo é reunir profissionais, estudantes e pesquisadores da área de petróleo e gás com ênfase em exploração onshore. E assim promover interação entre as empresas e a academia, de forma a fomentar o desenvolvimento técnico-científico nas diversas cadeias do segmento petrolífero.



ENGENHARIA DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA MASSA ESPECÍFICA NO CÁLCULO DA VISCOSIDADE PELO MODELO LBC

Antonio D. C. Oliveira¹, Paulo R. C. Filho¹, Vitor P. K. P. Ferreira¹, Frederico R. Do Carmo¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

A viscosidade é uma propriedade importante para simulação e projeto de sistemas de subsuperfície, poços, linhas de transporte e reservatórios. No entanto, devido à forte influência de variáveis como composição, temperatura, pressão e estado da matéria, a obtenção de dados experimentais de viscosidade de fluidos petrolíferos em amplos intervalos de composição, temperatura e pressão é uma tarefa bastante onerosa e complicada. Neste sentido, o uso de modelos preditivos para o cálculo desta propriedade em simulação e projetos torna-se essencial. A partir desse problema, neste trabalho foi avaliado o comportamento do modelo preditivo composicional de Lohrenz, Bray e Clark (LBC), de 1964, com o uso de diferentes equações de estado para a predição da viscosidade. As equações de estado foram a equação de Alani e Kennedy (1960); a de Soave, Redlich e Kwong (1972); e a de Peng e Robinson (1976). Para a análise, 3.145 dados experimentais de hidrocarbonetos puros e dióxido de carbono foram avaliados.

Palavras-chave: viscosidade; modelos composicionais; equações de estado.

INTRODUÇÃO

A viscosidade é uma propriedade importante no projeto de poços e dimensionamento de tubulações, devido a isso dados dessa propriedade são frequentemente necessários em variadas situações. Entretanto, a obtenção experimental dessa propriedade para fluidos de reservatórios – em amplas faixas de temperatura, pressão e composição – é demorada e onerosa (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2015).

Considerando que a viscosidade é uma propriedade bastante requerida em cálculos de engenharia de reservatórios, a utilização de modelos preditivos é a forma convencional de obtenção desses valores em simuladores de reservatórios.

Por conta de sua versatilidade e simplicidade, o modelo proposto por Lohrenz, Bray e Clark (1964), apresentado na Equação 1, é um dos mais utilizados em simuladores de reservatórios composicionais. Esse modelo apresenta como característica ser fortemente

dependente do valor de massa específica do fluido, o qual é geralmente obtido por equações de estado.

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}] = 0,1023 + 0,023364\rho_r + 0,0585338\rho_r^2 - 0,040758\rho_r^3 + 0,0093324\rho_r^4 \quad (1)$$

Neste trabalho, avaliou-se a influência da massa específica do fluido no cálculo da viscosidade de hidrocarbonetos puros e dióxido de carbono utilizando o modelo proposto por Lohrenz, Bray e Clark (1964), aqui denominado LBC. As equações de estado testadas para a predição da massa específica foram: AK (ALANI; KENNEDY, 1960), SRK (REDLICH; KWONG, 1949; SOAVE, 1972) e PR (PENG; ROBINSON, 1976).

METODOLOGIA

O trabalho foi desenvolvido em três etapas, a saber: construção do banco de dados experimentais, implementação dos modelos em um código computacional e análise dos resultados obtidos.

A construção do banco de dados ocorreu com a transferência de dados disponíveis na literatura para planilhas de MS Excel, em que os dados de cada artigo ou livro foram armazenados em planilhas diferentes, uma para cada artigo.

A estruturação do código computacional foi realizada em Python, por conta de sua baixa exigência computacional, ser de livre acesso e apresentar bibliotecas numéricas e gráficas consolidadas. O código foi separado em diferentes arquivos com extensão .py com cada equação de estado possuindo um arquivo, assim como o modelo composicional.

A análise estatística do comportamento do modelo foi realizada baseando-se no cálculo dos desvios absolutos relativos percentuais, DAR%, e o desvio médio absoluto relativos percentuais, DMAR%.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 1 apresenta o banco de dados construído e utilizado para avaliar o comportamento do modelo LBC para as diferentes equações de estado.

Tabela 1- Banco de dados experimentais.

Componente	Referência	N. Pontos	T/K	P/bar
CO ₂	1	111	100	220-303
C ₂	2,3	677	300-520	1-700
C ₃	2	631	175-750	1-350
C ₃	4	99	278-478	1-350
C ₄	5,6	212	277-443	1-690
i-C ₄	7	155	310-510	1-550
C ₅	6-9	217	318-443	2-450
C ₆	6,8	112	313-448	75-693
C ₈	6,8	94	323-448	80-665
C ₉	2	280	300-470	1-500
C ₁₀	8,10-13	257	277-510	4-1000

¹HERREMAN, W.; GREVENDONK, W.; DE BOCK, A. Shear viscosity measurements of liquid carbon dioxide. *The Journal of Chemical Physics*, v. 53, n. 1, p. 185–189, 1970. ²STEPHAN, K. *et al.* Numerical Data on Viscosity. *Viscosity of Dense Fluids*, p. 35–264, 1979. ³SWIFT, G. W.; LOHRENZ, J.; KURATA, F. Liquid viscosities above the normal boiling point for methane, ethane, propane, and n-butane. *AIChE Journal*, v. 6, n. 3, p. 415–419, 1960. ⁴CARMICHAEL, L. T.; BERRY, V. M.; SAGE, B. H. Viscosity of Hydrocarbons. Propane. *Journal of Chemical and Engineering Data*, v. 9, n. 3, p. 411–415, 1964. ⁵CARMICHAEL, L. T.; SAGE, B. H. Viscosity of Hydrocarbons, n-Butane. *Journal of Chemical and Engineering Data*, v. 8, n. 4, p. 612–616, 1963. ⁶KIRAN, E.; SEN, Y. L. High-pressure viscosity and density of n-alkanes. *International Journal of Thermophysics*, v. 13, n. 3, p. 411–442, 1992. ⁷KIRAN, E.; SEN, Y. L. High-pressure viscosity and density of n-alkanes. *International Journal of Thermophysics*, v. 13, n. 3, p. 411–442, 1992. ⁸REAMER, H. H.; COKELET, G.; SAGE, B. H. Viscosity of Fluids at High Pressures. *Chemical Engineering Laboratory*, v. 31, p. 1422–1428, 1959. ⁹CARMICHAEL, L. T.; BERRY, V. M.; SAGE, B. H. Viscosity of hydrocarbons n-decane. *Journal of Chemical and Engineering Data*, v. 14, n. 1, p. 27–31, 1969. ¹⁰DUCOULOMBIER, D. *et al.* Pressure (1-1000 bars) and temperature (20-100°C) dependence of the viscosity of liquid hydrocarbons. *Journal of Physical Chemistry*, v. 90, n. 8, p. 1692–1700, 1986. ¹¹KRAHN, U. G.; LUFT, G. Viscosity of Mixtures of Liquid Hydrocarbons with Ethene in the Temperature Range 298-453 K at Pressures up to 200 MPa. *Journal of Chemical and Engineering Data*, v. 39, n. 4, p. 673–678, 1994. ¹²KRAHN, U. G.; LUFT, G. Viscosity of Mixtures of Liquid Hydrocarbons with Ethene in the Temperature Range 298-453 K at Pressures up to 200 MPa. *Journal of Chemical and Engineering Data*, v. 39, n. 4, p. 673–678, 1994.

Fonte: Autoria própria.

No Gráfico 1, observa-se que o modelo LBC-AK apresentou os melhores resultados, apresentando valores de DMAR% entre 4,91% (para o n-octano) e 21,86% (para o decano).

Gráfico 1- Desvios médios absolutos relativos percentual para componentes puros.

Fonte: Autoria própria.



O Gráfico 1 mostra também que o modelo IBCSRK apresentou boas predições para os componentes comuns de 5 carbonos (DMAR% menores que 20% para C₁ a C₅), mas para o dióxido de carbono e para os hidrocarbonetos com maiores cadeias carbônicas este modelo apresentou DMAR% entre 35,04% (para o CO₂) e 72,21% para o decano. O modelo IBCPR mostrou resultados menores que 28% de DMAR% com cadeia carbônica de até 8 carbonos, inclusive para o CO₂.

CONCLUSÃO

A partir dos resultados obtidos, observouse que o modelo de Ichrenz, Bray e Clark (1964) apresentou os melhores resultados quando a equação de Alari e Kennedy (1960) foi utilizada como modelo para a massa específica. No entanto, essa equação de estado apresenta coeficientes específicos para cada componente, o que pode ser um problema em sistemas envolvendo fluidos reais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP/Gestão RH-EP) pelo financiamento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

ALARI, G. H.; KENNEDY, H. T. Volumes of liquid hydrocarbons at high temperatures and pressures. Transactions of the AIME, [s. l.], v. 219, n. 01, p. 288-292, 1960.

ICHRENZ, J.; BRAY, B. G.; CLARK, C. R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. Journal of Petroleum Technology, [s. l.], v. 16, n. 10, p. 1171-1176, 1964.

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L.; SHUKH, J. A. Phase behavior reservoir fluids of petroleum 2 ed. Boca Raton: CRC Press, 2015.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals, [s. l.], v. 15, n. 1, p. 59-64, 1976.

REDLICH, O.; KWONG, J. N. S. On the thermodynamics of solutions. Chemical Review, [s. l.], v. 44, p. 233-244, 1959.

SOAVE, G. Equilibrium Constants from a modified Redlich-Kwong EOS. Chemical Engineering Science, [s. l.], v. 27, n. 6, p. 1197-1203, 1972.

EQUAÇÕES DE ESTADO CÚBICAS E CORRELAÇÕES DE TRANSLAÇÃO DE VOLUME PARA A PREDIÇÃO DE MASSA ESPECÍFICA DE ÉSTERES CÍCLICOS EM VARIADAS TEMPERATURAS E PRESSÕES

Vitor P. K. P. Ferreira¹, Maxwell R. L. Da Silva², Alanderson A. A. Alves³ Frederico R. Carmo¹, Paulo R. C. Filho¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), ²Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), ³Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Para melhorar a qualidade do combustível o uso de aditivos é uma alternativa atrativa, e uma classe de compostos que vêm sendo frequentemente estudada na literatura é a de ésteres cíclicos, que por se tratar de compostos oxigenados, possuem uma queima ambientalmente mais favorável e eficiente. Tendo em mente as vantagens mencionadas da utilização de aditivos oxigenados, faz-se necessária a caracterização e modelagem de propriedades físico-químicas – como a massa específica destas substâncias – para verificar suas potencialidades na aplicação em motores à combustão interna. O presente trabalho avaliou a capacidade preditiva de duas Equações Cúbicas de Estado (EDECs) historicamente estabelecidas, a saber: Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK), utilizando correlações de translação de volume (CTV) para melhorar a estimativa da massa específica em fase líquida de três ésteres cíclicos, em condições diversas de temperatura (T) e pressão (P), são eles: Acetado de Fufurila, Propionato de Fufurila e Butirato de Fufurila. Resultados preliminares sugerem que a EDEC de PR seja mais indicada em pressões ambientes e a de SRK para pressões mais elevadas.

Palavras-chave: ésteres cíclicos; massa específica; equações de estado.

INTRODUÇÃO

Devido às emissões geradas pelo uso de combustíveis fósseis e à escassez proveniente da superexploração, fontes alternativas como os biocombustíveis vêm sendo desenvolvidas (Antón *et al.*, 2017). A principal razão que justifica a utilização de combustíveis alternativos é a busca por substâncias com a queima ambientalmente mais favorável sem perda significativa de eficiência (Ferreira *et al.*, 2018).

Ademais, no que cerne à mistura de biocombustível/combustível fóssil, Antón *et al.* (2017) afirmam a importância do desenvolvimento de novas misturas que otimizem os processos de combustão do ponto de vista energético e ambiental, concluindo que ésteres cíclicos derivados de furanos são aditivos em potencial, devido às suas propriedades físico-químicas.

Neste trabalho, teve-se como objetivo a avaliação de cinco CTV acopladas às EdECs de PR e SRK para predição da massa específica de três ésteres derivados de furanos, a saber: Acetato de Fufurila, Propionato de Fufurila e o Butirato de Fufurila.

METODOLOGIA

Banco de dados

Inicialmente foi criado um banco de dados com valores de massa específica dos ésteres cíclicos, sendo coletados 576 dados experimentais, em intervalos de T e P de, respectivamente, 283,15 – 338,15 K e 20-650 bar. Todos os dados utilizados foram obtidos em Antón *et al.* (2017).

Translação de volume

Martin (1979) sugeriu o conceito de translação de volume, posteriormente desenvolvido por Péneloux, Rauzy e Fréze (1982), podendo ser evidenciado na Equação 5.

$$V_{cor} = V_{EdEC} - c \quad (5)$$

V_{cor} denota o volume molar corrigido, V_{EdEC} o volume molar calculado pela equação de estado e c o fator de correção.

Avaliação das correlações

As Equações de Estado Cúbicas e as correlações de translação de volume avaliadas neste trabalho estão detalhadas na Tabela 1. Para a realização dos cálculos, utilizou-se a linguagem de programação Python e o MS-Excel®.

Tabela 1 – Representação das EdECs e correlações de translação de volume avaliadas neste trabalho.

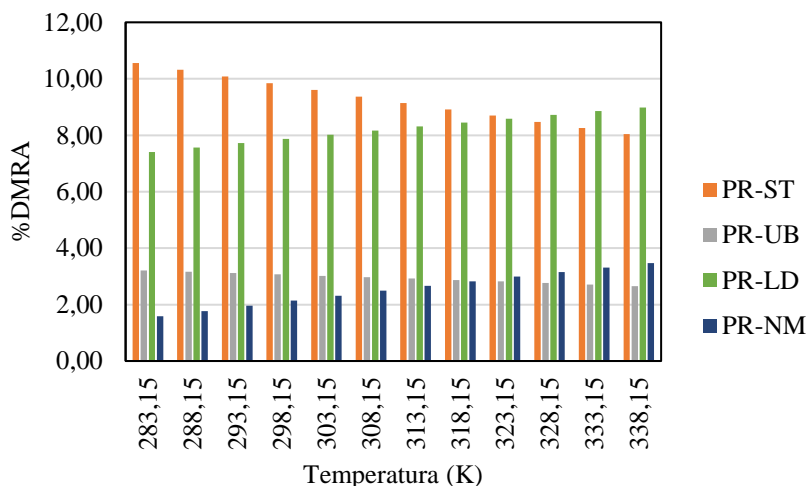
Modelo	EdEC	Correlação de translação de volume
SRK – ST	SRK (Soave, 1972)	Sem translação
SRK – PX	SRK (Soave, 1972)	Péneloux (Péneloux <i>et al.</i> , 1982)
PR – ST	PR (Peng & Robinson, 1976)	Sem translação
PR – UB	PR (Peng & Robinson, 1976)	Ungerer-Batut (Ungerer & Batut, 1997)
PR – FV	PR (Peng & Robinson, 1976)	Forero-Velásquez (Forero & Velásquez, 2016)
PR – LD	PR (Peng & Robinson, 1976)	Lin-Duan (Lin & Duan, 2005)
PR – NM	PR (Peng & Robinson, 1976)	Nazarzadeh-Moshfeghian (Nazarzadeh & Moshfeghian, 2013)

Fonte: Autoria própria.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos pelos métodos preditivos avaliados no trabalho estão descritos nas Figuras 2 a 3.

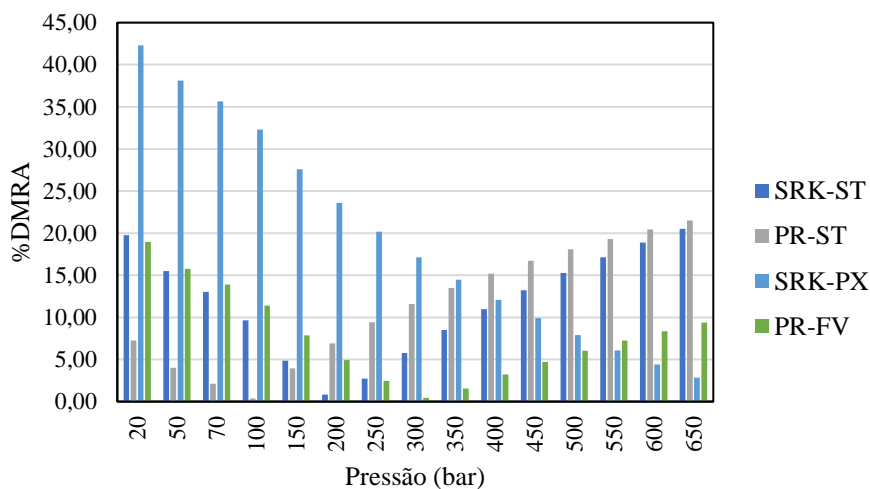
Figura 2 – Gráfico dos desvios da massa específica para os ésteres estudados à pressão ambiente



Fonte: Autoria própria

Na Figura 2 foram apresentados os resultados obtidos pelos modelos à pressão ambiente, sendo descartados os modelos que apresentaram altos desvios (superiores a 20%). Com isso, tem-se o seguinte *ranking* das correlações para pressão ambiente, avaliando seus desvios: PR-NM (%DMRA = 2,55%) < PR-UB (%DMRA = 2,94%) < PR-LD (%DMRA = 8,22%) < PR-ST (%DMRA = 9,27%).

Figura 3 – Gráfico dos desvios da massa específica para os ésteres estudados à pressão ambiente



Fonte: Autoria própria.

A Figura 3 mostra os resultados dos desvios da massa específica para os ésteres cíclicos em pressões elevadas. Foram descartados os modelos que apresentaram os maiores desvios (superiores a 50%). Com isso, tem-se o seguinte *ranking* das correlações para variadas pressões, avaliando seus desvios: SRK-PX (%DMRA = 8,72%) < SRK-ST (%DMRA = 11,82%) < PR (%DMRA = 21,57%) < PR-FV (%DMRA = 28,00%).

2. CONCLUSÃO

No presente trabalho foram avaliadas duas equações de estado (PR e SRK), e nestas foram acopladas cinco correlações de translação de volume. Como esperado, as EDECs obtiveram melhores resultados a baixas pressões. À pressão ambiente, os melhores resultados, considerando os três ésteres cíclicos, foi o PR, com a CTR de NM, apresentando %DMRA = 2,55%. Para altas pressões, também considerando os três ésteres, a EDEC de SRK com a CTR de PX obteve os melhores resultados, apresentando %DMRA = 8,72%.

REFERÊNCIAS

- ANTÓN, V.; MUÑOZ-EMBED, J.; GASCÓN, I.; ARTAL, M.; LAFUENTE, C. Thermophysical characterization of furfuryl esters: experimental and modeling. *Energy and Fuels*, [s. l.], v. 31, ed. 4, p. 4143-4154, 2017. DOI: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.7b00304>.
- FERREIRA, L. R. A.; OTTO, R. B.; SILVA, F. P.; SOUZA, S. N. M. de; SOUZA, S. S. de; ANDO JUNIOR, O. H. Review of the energy potential of the residual biomass for the distributed generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [s. l.], v. 94, p. 440-455, Oct. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.034>.
- FORERO, G. L. A.; VELÁSQUEZ, J. J. A. A generalized cubic equation of state for non-polar and polar substances. *Fluid Phase Equilibria*, [s. l.], v. 418, p. 74-87, 25 jun. 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.045>.
- LIN, Hong.; DUAN, Yuan-Yuan. Empirical correction to the Peng-Robinson equation of state for the saturated region. *Fluid Phase Equilibria*, [s. l.], v. 233, ed. 2, p. 194-203, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2005.05.008>.
- NAZARZADEH, M.; MOSHFEGHIAN, M. New volume translated PR equation of state for pure compounds and gas condensate systems. *Fluid Phase Equilibria*, [s. l.], v. 337, p. 214-223, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.10.003>.
- PÉNELOUX, A.; RAUZY, E.; FRÉZE, R. A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, [s. l.], v. 8, ed. 1, p. 7-23, 1982. DOI: [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)
- PENG, Ding-Yu; ROBINSON, D. B. A new two-constant equation of state. *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, [s. l.], v. 15, n. 1, p. 59-64, 1976. DOI: <https://doi.org/10.1021/i160057a011>.
- SOAVE, G. Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong equation of state. *Chemical Engineering Science*, [s. l.], v. 27, p. 1197-1203, 1972.

FATORES QUE INFLUENCIAM NA PRODUÇÃO DE BIODIESEL DE ALGODÃO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA

João Paulo S. Pereira¹, Kytéria S. L. de Figueredo¹
¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

O algodão é umas das matérias-primas mais utilizadas na produção de biodiesel no Brasil, devido à extração de seu óleo poder atingir de 30 a 38% de rendimento. Assim, com o intuito de identificar os principais fatores que influenciam na síntese de seu biodiesel, realizou-se uma revisão sistemática da literatura, com uma abordagem quali-quantitativa, entendendo que o controle das condições reacionais (matéria-prima, catalisador, álcool, tempo e temperatura de reação) é de fundamental importância durante o processo de sua produção.

Palavras-chave: biocombustíveis; síntese; óleo de algodão.

INTRODUÇÃO

Conforme o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas – SEBRAE (2019), o Brasil apresenta condições favoráveis para a produção de biocombustível (etanol e biodiesel), pelo fato de possuir tecnologias de campo e industriais competitivas. Vale salientar que dentre os biocombustíveis produzidos a partir de fontes renováveis, destaca-se o biodiesel, que pode ser utilizado como fonte de energia, gerando um menor grau de poluição e impacto no processo de aquecimento da Terra.

O algodão é uma das matérias-primas mais utilizadas na produção de biodiesel no Brasil, por ser uma matéria-prima que não apresenta competição alimentícia e devido à extração do seu óleo atingir de 30 a 38% de rendimento (CARVALHO *et al.*, 2018).

Portanto, com o objetivo de identificar os fatores que influenciam na produção de biodiesel de algodão, realizou-se uma revisão sistemática da literatura visando discutir as principais rotas tecnológicas utilizadas no processo de sua produção.

METODOLOGIA

Trata-se de uma revisão sistemática da literatura, tendo como base estudos bibliográficos, coleta de dados nas bases Google Acadêmico, CAPES, SCIELO e *ScienceDirect*, e em sites oficiais (ANP, ABRAPA, AMIPA, CGEE, CONAB, MAPA, MDA, SEBRAE), com uma abordagem quali-quantitativa. Os descritores utilizados durante as pesquisas foram: produção/síntese de biodiesel de algodão, biodiesel de algodão, *cotton biodiesel production/synthesis* e *cotton biodiesel*, sendo encontrados em torno de 60 trabalhos acadêmicos referentes ao tema “Análise e Produção Científica de Biodiesel de óleo de Algodão”. Dentre estes trabalhos, 12 foram selecionados para a realização das análises de seus resultados, sendo utilizados como critérios de inclusão os trabalhos publicados em inglês ou português nos últimos dezesseis anos (2006 - 2021).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A metodologia mais empregada no processo de produção de biodiesel de algodão, entre os trabalhos selecionados, foi a transesterificação (92%). A transesterificação é o processo de reação em que as moléculas de triglicerídeos presentes em gorduras animais ou óleos vegetais reagem com um álcool na presença de um catalisador, produzindo ésteres e glicerol. O álcool é adicionado em excesso na reação, objetivando a formação de uma fase separada de glicerol, com a reação podendo ser catalisada por bases (NaOH, KOH, carbonatos ou alcóxidos), ácidos (HCl, H₂SO₄ e HSO₃-R) ou enzimas (lipases) (BORGES; DÍAZ, 2012; ENCARNAÇÃO, 2008).

No entanto, deve-se haver uma preparação da matéria-prima antes do processo, pois se a acidez do óleo for elevada, grande parte do catalisador irá reagir com os ácidos graxos livres, havendo a formação de sabão, reduzindo o rendimento do biodiesel formado. Assim, é necessária uma lavagem com solução alcalina de hidróxido de sódio (NaOH) ou de potássio (KOH) para a correção dessa acidez. Outro fato importante é em relação ao teor de água presente no óleo, que, caso também seja elevado, é necessário realizar uma secagem ou desumidificação, pois a presença de umidade promove a desativação do catalisador e, conseqüentemente, a formação de ácidos graxos livres (FERNANDES; ALEXANDRE; ARAÚJO, 2016; SILVA et al., 2019; JACOBINA; FRANGA; NETO, 2016).

Além disso, identificar o tipo de catalisador utilizado na síntese do biodiesel também é importante na conversão de triglicerídeos em ésteres. A utilização de catalisadores – sejam estes homogêneos (básico/alcalino e ácido) ou heterogêneos (básico/alcalino, ácido e enzimático) – é essencial para aumentar a velocidade de reação. Os catalisadores mais utilizados são homogêneos, devido à sua rapidez e eficiência. O excesso ou a insuficiência do catalisador também pode provocar a formação de sabão, elevando a viscosidade do biodiesel ou formando géis que interferem na reação e na separação da glicerina (CASTRO, 2017).

A razão molar entre o óleo e o álcool utilizado, quando elevada, resulta em grandes produções de ésteres em um curto período de tempo. Além disso, o tempo de reação está diretamente ligado com a taxa de conversão, que, com o aumento do tempo reacional, também tende a aumentar. Já a temperatura é dada com base no tipo de óleo e álcool empregados, em que a sua faixa deve estar abaixo do ponto de ebulição do álcool, isto é, de 65°C para o metanol e 78°C para o etanol. E, assim como o tempo, tem-se que o aumento da temperatura deveria favorecer a cinética da reação, porém para alguns autores, com a temperatura de 30 ou 40°C já é possível obter os maiores rendimentos de ésteres. Outro aspecto importante que se deve ter cuidado é com a elevação da temperatura em processos como este, pois o seu aumento pode favorecer também a cinética de reações como a hidrólise (RAMOS *et al.*, 2011; RAMOS *et al.*, 2017; SANTOS, 2016).

CONCLUSÃO

Dessa forma, foi possível identificar quais fatores influenciam na síntese do biodiesel de algodão, entendendo que o controle das condições reacionais é de fundamental importância, como o tipo de óleo a ser utilizado, álcool, razão molar (óleo:álcool), tipo e quantidade de catalisador, temperatura e tempo de reação.

REFERÊNCIAS

BORGES, M. E.; DÍAZ, L. Recent developments on heterogeneous catalysts for biodiesel production by oil esterification and transesterification reactions: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [s. l.] v. 16, n. 5, p. 2839 – 2849, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.071>.

CARVALHO, A.; LAURINDO, G. M.; GARCIA, B. D. O.; GIAROLA, T. Caracterização físico-química do biodiesel de algodão. *Journal of Agronomic Sciences*, [s. l.], v. 7, n. 2, p. 61-77, 2018.

CASTRO, Luciene da Silva. **Produção de biodiesel de óleo de algodão utilizando catalisador heterogêneo sintetizado a partir da casca de ovo**. 2017. 77 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Espírito Santo, Alegre, 2017.

ENCARNAÇÃO, Ana Paula Gama. **Geração de biodiesel pelos processos de transesterificação e hidroesterificação, uma avaliação econômica**. 2008. 164 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

FERNANDES, T. F.; ALEXANDRE, G. B.; ARAUJO, G. T. Estudo da síntese do biodiesel a partir do óleo de algodão pré-tratado. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA DIVERSIDADE DO SEMIÁRIDO, 1., 2016, Campina Grande. **Anais [...]**. Campina Grande: UFCG, 2016. p. 1-14.

JACOBINA, M. C. M.; FRAGA, I. M.; CUNHA NETO, F. V. Influência da incorporação do óleo de algodão na estabilidade à oxidação do biodiesel produzido a partir de blendas de algodão e soja. **Acta Tecnológica**, São Luís, v. 11, n. 1, p. 21-31, 2017.

PARENTE, Expedito José de Sá. **Biodiesel: uma aventura tecnológica num país engraçado**. Unigráfica: Fortaleza, 2003.

RAMOS, L. P. *et al.* Tecnologias de produção de biodiesel. **Revista Virtual de Química**, Curitiba, v. 3, n. 5, p. 385-405, nov. 2011.

RAMOS, L. P. *et al.* Biodiesel: matérias-primas, tecnologias de produção e propriedades combustíveis. **Revista Virtual de Química**, Curitiba, v. 9, n. 1, p. 317-369, jan./fev. 2017. DOI: <https://doi.org/10.21577/1984-6835.20170020>.

SANTOS, Maria Fernanda Vicente dos. **Produção de Biodiesel por Transesterificação Utilizando Catalisador Heterogêneo (KOH/Al₂O₃)**. 2016. 95f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Química do Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS (SEBRAE). **Biodiesel**. Brasília, DF: SEBRAE, 2019.

SILVA, F. S. G. *et al.* Análise comparativa do biodiesel produzido a partir de óleo de algodão não refinado e refinado via rotas metílica e etílica. **Bioenergia em Revista: diálogos**, Piracicaba, v. 9, n. 2, 2019.

MÉTODOS DE PRÉ-TRATAMENTO DE BIOMASSA PARA PRODUÇÃO DE BIOMETANO

Sérgio L. S. S. Júnior¹, Marcos G. Bezerra¹, Lindemberg J. N. Duarte¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Os biocombustíveis são produzidos através da matéria orgânica e desempenham o papel de amenizar o impacto ambiental, sendo uma alternativa para substituir os combustíveis fósseis. Nesse cenário, o biogás se apresenta como um biocombustível de alto valor agregado para a indústria e para a academia, com isso, diversos métodos de pré-tratamento de biomassa para sua produção são abordados na literatura no intuito de maximizar esses processos, e, por meio da sua purificação, obter como produto final o biometano.

Palavras-chave: biogás; biomassa; biometano; pré-tratamento.

INTRODUÇÃO

O biogás é um biocombustível oriundo do processo de digestão anaeróbica, onde micro-organismos atuam degradando a matéria orgânica (MO) ou biomassa em componentes de menor massa molecular. A produção anual de biogás no mundo é aproximadamente 60,3 bilhões m³, a partir de diferentes tipos de MO, como estrume animal, resíduos de alimentos, resíduos de plantação, lodo de esgoto, entre outros resíduos orgânicos (KAMUSOKO *et al.*, 2019).

Esse gás renovável é composto por metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), sulfeto de hidrogênio (H₂S), água (H₂O) e compostos nitrogenados (NO_x) (SUMARDIONO *et al.*, 2022). O biometano é extraído por meio de processos de purificação, no intuito de remover os contaminantes que atuam diminuindo o poder calorífico do biocombustível (H₂O e NO_x), e os que atuam como agentes corrosivos (CO₂ e H₂S).

Os resíduos de colheita agrícola se caracterizam como um grande recurso para a produção de biogás devido ao volume produzido em todo o globo anualmente, entretanto, possuem um baixo potencial para produção de metano devido à presença da lignocelulose, que atua limitando o processo de digestão anaeróbica (ACHINAS *et al.*, 2017). Dessa forma, diversos tipos de pré-tratamentos podem ser empregados na MO visando uma maior eficiência na produção de biometano. Esses processos podem ser classificados em métodos químicos, físicos, biológicos e combinados.

O objetivo deste trabalho é fazer uma revisão bibliográfica no que tange aos processos de pré-tratamento de MO agrícola para a produção de biogás, traçando um comparativo entre os diferentes métodos e seus respectivos efeitos no aumento do potencial de produção de metano.

METODOLOGIA

A metodologia do trabalho em questão se fundamenta em uma revisão bibliográfica acerca do tema de métodos de pré-tratamento de biomassa de origem vegetal para a produção de biometano, abordando no primeiro momento os fundamentos da digestão anaeróbica, seguido pelos processos empregados no pré-tratamento de MO para a produção de biogás. Por fim, são discutidos os efeitos dos métodos empregados em função da eficiência de produção de metano e do custo benefício agregado a estes.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O processo de formação do biogás é composto por quatro etapas essenciais, sendo elas a hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. Na hidrólise ocorre a quebra de macromoléculas da MO, transformando-as em monômeros, que serão transformados em H_2 , CO_2 e amônia na acidogênese, além dos ácidos acético e propiônico, em condições ácidas. Na acetogênese, os ácidos de cadeia longa são transformados em ácidos com apenas um ou dois átomos de carbono (fórmico e acético), em coexistência com a produção de hidrogênio e dióxido de carbono. Por fim, na metanogênese, o carbono presente na MO é convertido em dióxido de carbono e metano (CH_4), em condições estritamente anaeróbias (ATELGE et al., 2020).

Um dos parâmetros utilizados na estimativa do potencial da MO em produzir biogás é o *biochemical methane potential* (BMP) ou o potencial bioquímico de metano (KAMUSOKO et al., 2019). O BMP é o volume máximo de CH_4 que pode ser produzido por grama de sólidos voláteis na MO, fornecendo um indicativo acerca da biodegradabilidade da biomassa e seu potencial em produzir CH_4 por meio da digestão anaeróbica.



Os métodos de pré-tratamento da MO têm o objetivo de aumentar o BMP da biomassa, aumentando assim o potencial daquela MO em produzir CH₄. Os métodos físicos, como a moagem e a extrusão, têm o objetivo de diminuir o tamanho das partículas, tornando-as mais acessíveis para o processo de digestão anaeróbica. Entretanto, os métodos físicos são caracterizados, em sua maioria, pelo alto custo energético, associado aos processos em alta temperatura e alta pressão (LUO et al., 2015).

Os métodos químicos atuam aumentando a biodegradação de compostos complexos, contudo, podem gerar compostos tóxicos que atuam inibindo o processo de formação de CH₄ (KAMUSOKO et al., 2019). Os métodos biológicos se baseiam na utilização de bactérias e fungos para aumentar o potencial de formação de biogás, porém a tecnologia não está completamente desenvolvida, demandando o uso de outras técnicas combinadas (THOMSEN et al., 2016).

O gasto de energia elétrica para a redução do tamanho das partículas de MO vegetal por meios mecânicos corresponde a um terço da energia elétrica demandada em todo o processo de formação do biogás, tornando esses métodos de pré-tratamento inviáveis para a aplicação em larga escala (KAMUSOKO et al., 2019). PERENDECI et al. (2018) reportaram um aumento de 72% da BMP de resíduos vegetais por meio do uso de água oxigenada (H₂O₂) alcalina. Foi observado que o uso de fungos como *Pleurotus ostreatus* e *Trichoderma reesei* aumentaram a produção de metano a partir da palha de arroz em 120% (WAGNER et al., 2018).

CONCLUSÃO

Pode ser concluído que o biometano é um biocombustível de grande potencial, pois pode transformar resíduos orgânicos em energia, transformando um passivo industrial em ativo econômico. Os métodos de pré-tratamento da MO atuam aumentando o potencial de geração de metano, tornando o processo de digestão anaeróbica mais eficiente. Os métodos físicos se caracterizam pelo alto custo energético agregado, tornando-os inviáveis para a aplicação em larga escala. Os métodos químicos e biológicos e as combinações de métodos se apresentam como alternativas de interesse para uma maior eficiência de geração de biometano.



AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), pelo auxílio financeiro concedido, e ao Laboratório de Análise de Petróleo, Gás Natural e Água Produzida do Complexo Tecnológico da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LAPGAP-CTEC/UFRN) pela estrutura fornecida.

REFERÊNCIAS

ACHINAS, S; ACHINAS, V; EUVERINK, G. J. W. A technological overview of biogas production from biowaste. *Engineering*, [s. l.], v. 3, p. 299-307, 2017.

ATELGE, M. R. et al. Biogas production from organic waste: recent progress and perspectives. *Waste and Biomass Valorization*, [s. l.], v. 1, p. 1019-1040, 2020.

WAGNER, A. O. et al. Biological pretreatment strategies for second-generation lignocellulosic resources to enhance biogas production. *Energies*, [s. l.], v. 11, p. 1797, 2018.

KAMUSOKO, R; JINGURA, R. M; PARAWIRA, W; SANYIKA, W. T. Comparison of pretreatment methods that enhance biomethane production from crop residues: a systematic review. *Biofuel Research Journal*, [s.l.], v. 24 p. 1080-1089, 2019.

LUO, T. et al. Performance of a novel downward plug-flow anaerobic digester for methane production from chopped straw. *BioResources*, [s. l.], v. 10, p. 943-955, 2015.

PERENDECI, N. A.; GOKGOL, S.; ORHON, D. Impact of alkaline H₂O₂ pretreatment on methane generation potential of greenhouse crop waste under anaerobic conditions. *Molecules*, [s. l.], v. 23, 2018.

SUMARDIONO, S. et al. Biogas production from corn stalk as agricultural waste containing high cellulose material by anaerobic process. *Materials Today: proceedings*, [s. l.], v. 63, p. 477-483, 2022. Supl. 1.

THOMSEN, S. T. et al. Combination of ensiling and fungal delignification as effective wheat straw pretreatment. *Biotechnology for Biofuels*, [s. l.], v. 9, n. 16, 2016.



PIRÓLISE FLASH DA SCENEDESMUS SP COMO ALTERNATIVA PARA PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Júlio de A. O. Marques¹, Widna S. P. dos Anjos¹, Gislane P. de Oliveira¹, Edla F. de Melo.¹, Renata M. Braga¹

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Devido às suas características como elevada produtividade, capacidade de captura de CO₂ e remediação ambiental, as microalgas são biomassas promissoras para se obter bioprodutos e biocombustíveis. Para avaliar o potencial energético da *Scenedesmus* sp. realizou-se caracterização e pirólise *flash* da biomassa. Observou-se diferença significativa no teor de cinzas entre amostras (18,94% e 11,72%) e os compostos gerados na pirólise *flash* foram majoritariamente oxigenados e nitrogenados. As microalgas apresentam potencial como biomassa para geração de biocombustíveis.

Palavras-chave: *Scenedesmus* sp; pirólise *flash*; biocombustíveis.

INTRODUÇÃO

O aumento na demanda mundial de energia devido ao crescimento populacional, aliado à futura escassez do petróleo, tem motivado pesquisas para o uso de recursos renováveis.

A *Scenedesmus* sp. é um gênero comum de microalgas, e possui características desejáveis para biocombustíveis através de rotas de conversão. Inclusive já foi explorada como fonte renovável de combustível através da pirólise *flash* (Harman-Ware *et al*, 2013).

A pirólise é um processo de conversão termoquímico alternativo para atender à demanda energética global. Assim, o objetivo deste trabalho foi avaliar os compostos de pirólise *flash* da *Scenedesmus* sp. para aplicação como biocombustíveis.

METODOLOGIA

Selecionou-se duas biomassas de *Scenedesmus* sp., de cultivos *outdoor* na Planta Piloto da UFRN (Extremoz/RN). Os cultivos são de períodos e tanques diferentes, mas com as mesmas características do meio nutricional, cepa e intervalo médio de cultivo. Foram nomeadas como Scen 1 e Scen 2 e colocadas em tubos falcons para o processo de liofilização a -43°C/72h.

A matéria seca foi determinada utilizando 1 g da microalga fresca, seca em

estufa a 60°C/18h. Pesou-se 1 g da amostra seca e aqueceu em mufla até 575°C para obtenção do teor de cinzas. As metodologias utilizadas foram baseadas em métodos analíticos do National Renewable Energy Laboratory (NREL), Determination of Total Solids and Ash in Algal Biomass.

Para a determinação do teor de lipídeos foi utilizado o método Schmid Bondzynski-Ratzlaff (SBR) com adaptação, utilizando 0,5g da amostra liofilizada. A pirólise flash foi realizada a 500°C, utilizando 1 mg da amostra inserida em tubo e levada ao pirolisador acoplado a um cromatógrafo a gás, com detecção por espectrometria de massa (Py GC/MS). Os gases foram arrastados sob um fluxo de 50 mL.min⁻¹ de N₂ (99,999%) e armazenados em um *trap* de Tenax, onde foram dessorvidos e injetados no GC. A detecção no MS foi realizada sob ionização eletrônica. A identificação do pico foi realizada sob pesquisa na biblioteca NIST, considerando uma similaridade de 85%.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com a Tabela 1, o teor de matéria seca (MS%) entre as amostras foi semelhante. Baseado nos valores de MS obteve-se os valores de umidade final de 5,02% (Scen 1) e 5,38% (Scen 2). Estes valores se diferem quando comparados aos trabalhos de outros autores como 2,9% (Harman-Ware *et al*, 2013), 8,3% (Bordoloi *et al*, 2016) e 6,41% (Wanga *et al*, 2019). O teor de cinzas (TC%) foi distinto entre as amostras (Tabela 1). Comparado aos valores de cinzas obtidos de outros autores, percebe-se uma variação, 35,2% (Harman-Ware *et al*, 2013), 17,33% (Bordoloi *et al*, 2016), 10,22% (Wanga *et al*, 2019). Essa variação está relacionada ao tipo de cultivo, em cultivo aberto é comum maior teor de cinzas, devido a interferências externas.

Tabela 1. Caracterização das amostras de *Scenedesmus* sp.

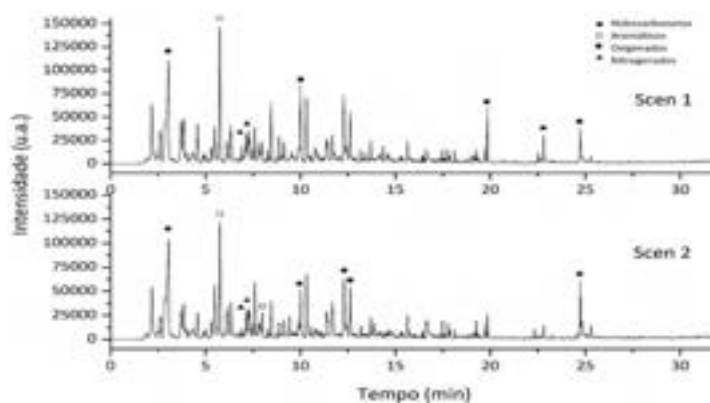
Amostras	MS Fresca (%)	MS Final (%)	TC (%)	TL (%)	TLa (%)
Scen 1	13,70 ± 0,50	94,98 ± 0,02	18,94 ± 0,49	10,44 ± 0,79	11,13 ± 0,89
Scen 2	12,68 ± 1,26	94,62 ± 0,31	11,72 ± 0,11	8,83 ± 0,13	10,00 ± 0,15

Fonte: Autoria própria.

Os teores de lipídeos (TL%) disponíveis na Tabela 1 não apresentaram diferença significativa entre si, sendo consistentes com outros resultados apresentados na literaturas, 11,5% (Harman-Ware *et al*, 2013) e 10,23% (Bordoloi *et al*, 2016). Além

disso, o teor de lipídeos livre de cinzas (TLa%) é um parâmetro que avalia o acúmulo de lipídeos por matéria orgânica dependendo da época do cultivo. De um modo geral, esses resultados reforçam que os valores encontrados na caracterização são influenciados pelo meio de cultivo, cepa e método de determinação adotado.

Figura 1. Cromatogramas dos produtos da pirólise analítica da microalga *Scenedesmus sp.*

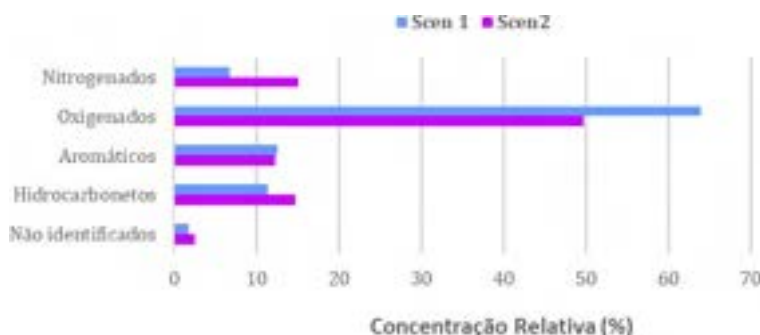


Fonte: Autoria própria.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 1, os produtos obtidos na pirólise foram hidrocarbonetos alifáticos, cíclicos e aromáticos (tolueno, xileno e benzeno), compostos oxigenados (acetona, fenol e aldeído) e nitrogenados (amina, pirrol, pirazina e piridina), comuns nas duas amostras.

Majoritariamente os oxigenados para as duas as amostras, destacaram-se com percentual de 63,93% (Scen 1) e 49,72% (Scen 2). Segundo Harman-Ware *et al* (2013), esses compostos são derivados principalmente dos ácidos graxos e triglicerídeos presentes nas microalgas. Observou-se valores de 6,76% (Scen 1) e 15,08% (Scen 2) relacionados a compostos nitrogenados, sendo estes derivados da decomposição de proteínas.

Figura 2. Concentração relativa dos produtos por classes das pirólises da *Scenedesmus sp.*



Fonte: Autoria própria.

Apesar de a presença de compostos oxigenados e nitrogenados limitar a aplicação direta da biomassa como biocombustível, o uso de catalisadores na pirólise surge como alternativa para melhorar as propriedades e gerar produtos de interesse industrial (Simão, *et al*, 2018).

Entre os hidrocarbonetos têm-se um percentual de 11,38% (Scen 1) e 14,74% (Scen 2) como cadeias insaturadas que podem sofrer reações secundárias. Produtos típicos de proteínas aromáticas podem ser os responsáveis pela presença de aromáticos (Simão, *et al*, 2018) indicados na Figura 2, em torno de 12% para ambos.

CONCLUSÃO

As amostras indicaram em sua composição diferenças significativas no teor de cinzas, que, quando elevado, pode interferir nos produtos da pirólise, reduzindo hidrocarbonetos e gerando maior quantidade de sólidos. Os valores de matéria seca foram semelhantes entre as amostras, e o teor de lipídeos indicou o potencial para uso em pirólise. A pirólise *flash* apresentou em maioria compostos oxigenados e nitrogenados, sugerindo a pirólise catalítica para conversão em produtos de interesse, como bioprodutos e biocombustíveis.

AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional Científico e Tecnológico (CNPq).

REFERÊNCIAS

HARMAN-WARE, A. E. et al. Microalgae as a renewable fuel source: fast pyrolysis of *Scenedesmus* sp. *Renewable Energy*, [s. l.], v. 60, p. 625-632, 2013.

BORDOLOI, N. et al. Characterization of bio-oil and its sub-fractions from pyrolysis of *Scenedesmus dimorphus*. *Renewable Energy*, [s. l.], v. 98, p. 245-253, 2016.

WANGA, S. et al. Microalgae harvest influences the energy recovery: a case study on chemical flocculation of *Scenedesmus obliquus* for biodiesel and crude bio-oil production. *Bioresource Technology*, [s. l.], v. 286, 2019.

SIMÃO, B. L. et al. Pyrolysis of *spirulina maxima*: kinetic modeling and selectivity for aromatic hydrocarbons. *Algal Research*, [s. l.], v. 32, p. 221-232, 2018.

EXPLORAÇÃO

AVALIAÇÃO DA PERMEABILIDADE DE PASTAS DE CIMENTOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO RESÍDUO DE ARGAMASSA

Rodrigo C. Santiago¹, Felipe W. S. Cavalcante¹, Daniel L. S. Medeiros¹, João A. N. A. Lima¹, Júlio C. O. Freitas¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

A indústria do petróleo, assim como as demais indústrias do mundo, estão se adequando às novas regras de sustentabilidade e redução de emissão de gases nocivos para a atmosfera. O CO₂ é um dos gases mais nocivos e mais produzidos na área petrolífera, do *upstream* com a cimentação usada em poços ao *downstream* com o refino do petróleo para a produção de seus derivados. A fabricação de cimento é um dos setores industriais que mais produzem CO₂, então a redução do consumo de cimento mitiga a emissão de CO₂. Este trabalho sugere a reutilização de um resíduo de argamassa para substituir um percentual de cimento sem reduzir suas propriedades drasticamente mantendo a segurança e a vida econômica do poço. E para reforçar a potencialidade deste material foram realizados testes de permeabilidade de formulações variando a concentração em 20, 30 e 35% por peso de cimento (*bwoc*) de resíduo, uma formulação sem o resíduo (pasta padrão) e uma formulação referência com 35% de *sílica flour*. Elas foram submetidas à cura de 28 dias e temperatura de 38°C. Os resultados mostram que as pastas com resíduo cerâmico têm o mesmo comportamento da formulação com a adição de *sílica*, reduzindo em até 98% a permeabilidade em comparação com a pasta pura.

Palavras-chave: cimentação; CO₂; resíduo de argamassa.

INTRODUÇÃO

Na indústria petrolífera uma das operações é a cimentação, cujos objetivos são dar estabilidade ao casing, isolamento de zona, isolamento de água, controle da perda de circulação, e fechamento e abandono de poço (ADJEI *et al.*, 2022; LADVA *et al.*, 2005; VRÅLSTAD *et al.*, 2019; XU; DEVENTER, 2000), e esta operação necessita de grandes quantidades de cimento para ser realizada.

A manufatura do cimento é responsável por 5 a 7% das emissões do gás CO₂, e o gás é responsável por 65% dos gases do efeito estufa no mundo (ALSAIF, 2021). Por tais motivos é imperativo que as indústrias busquem alternativas para redução ou substituição do cimento em algumas aplicações para a redução de emissão de CO₂.

Ao tentar a solução deste problema, a indústria cimentícia busca por materiais alternativos para utilizar em conjunto com o cimento, diminuindo sua quantidade final ou substituindo-o.

De acordo com ALSAIF (2021), os materiais alternativos podem ser pó cerâmico, cimento hidratado de resíduos de construção e demolição, lodo de tratamento de água, pós de mármore, cinzas de bagaço de cana-de-açúcar, microfibras de wollastonita, cinzas de óleo de palma, conchas do mar, resíduos de vidro, cinzas de casca de arroz, pó de casca de ovo, argila cerâmica e pó de resíduo cerâmico.

Este trabalho tem como objetivo apresentar a potencialidade de um outro tipo de material, o resíduo de argamassa.

METODOLOGIA

Neste tópico serão descritos os materiais e a metodologia dos testes realizados.

Os materiais utilizados, suas densidades e seus fornecedores estão listados na Tabela 1 abaixo. E a densidade das formulações foi fixada em $1,87 \text{ g/cm}^3$.

Tabela 1 - Materiais utilizados

Materiais	Densidade	Fornecedor
Cimento	$3,13 \text{ g/cm}^3$	MIZU CIMENTOS
<i>Silifa flour</i> (SF)	$2,72 \text{ g/cm}^3$	HALLIBURTON
Resíduo de Argamassa (RA)	$2,65 \text{ g/cm}^3$	---

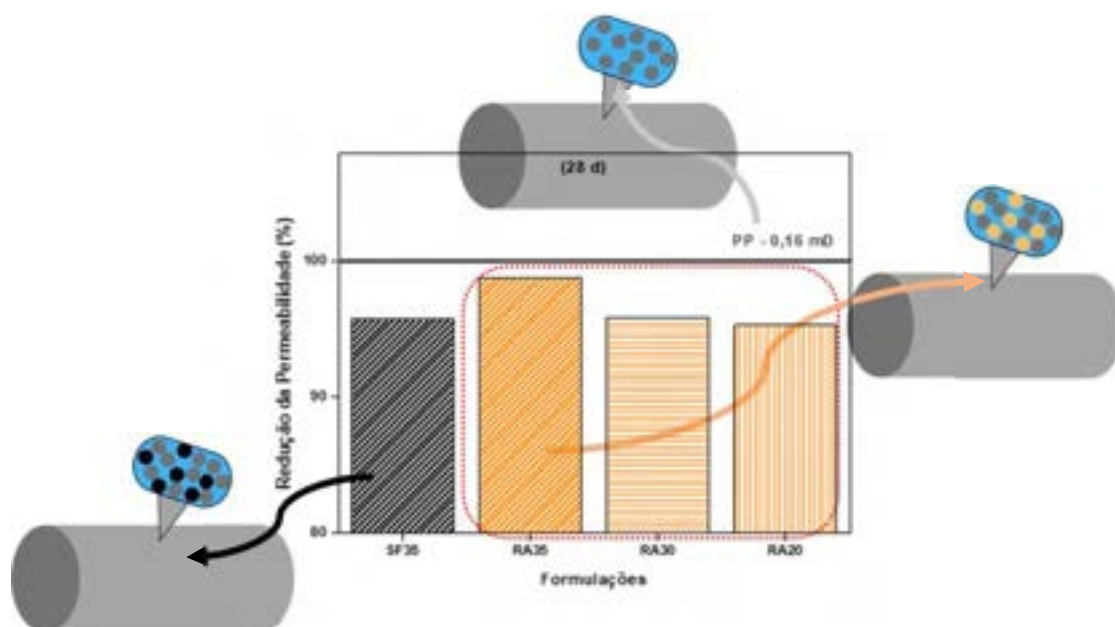
O ensaio de permeabilidade foi realizado com o Coreval 700 da *Vinci Technologie Company* com *corehold* de 2,5 cm de diâmetro, e plugs com 5cm de comprimento, o gás utilizado foi N_2 com pressão de confinamento de 600psi, e os resultados corrigidos pelo método de Klinkenberg (Jones, 1972; Klinkenberg, 1941; Li et al., 2016). As formulações foram preparadas em acordo com a API RP 10B-2 (API, 2013). Os testes foram realizados em corpos de prova preparados e curados em idades de 24h e 28 dias na temperatura de 38°C em banho termostático. Para cada formulação foram confeccionados 3 corpos de prova para se obter a média e o desvio padrão do teste realizado.



RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 mostra os resultados dos testes de permeabilidade realizados em 28 dias e traz imagens esquemáticas que emulam a ocupação de espaços vazios pelo RA utilizado, efeito *filler*. O efeito *filler* é gerado pela ocupação de espaços vazios de um material em menor quantidade ou de menor tamanho em relação à matriz em que este está inserido. O efeito ocorreu em todas as formulações com adição de sólidos e foi responsável pela redução da permeabilidade (FENG *et al.*, 2004; GOMES DA SILVA ARAUJO *et al.*, 2020; JAMIL *et al.*, 2016). Essa redução é muito acentuada com valores na faixa de 95 a 98% de decréscimo na permeabilidade.

Figura 1 – Permeabilidade (28d)



CONCLUSÃO

Pode-se concluir que o resíduo de argamassa tem potencial para aplicação, visto que se comporta de maneira similar à *sílica flour* na diminuição da permeabilidade devido ao efeito *filler*.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Deus em primeiro lugar, ao Laboratório de Cimentos (LABCIM) do Núcleo de Cimentação de Poços de Petróleo (NTCPP) da UFRN pelo suporte oferecido, e ao Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH-22) pelo fomento à pesquisa científica.

REFERÊNCIAS

ADJEL, S. et al. Geopolymer as the future oil-well cement: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 208, pt. B, Jan. 2022.

ALSAIF, A. Utilization of ceramic waste as partially cement substitute: a review. *Construction and building materials*, [s. l.], v. 300, Sept. 2021 .

API, A. Prática recomendada para “ Evaluación de Cementos de Pozos ” (Testing Well Cements) v. 2, 2013.

FENG, Q. et al. Study on the pozzolanic properties of rice husk ash by hydrochloric acid pretreatment. *Cement and Concrete Research*, [s. l.], v. 34, p. 521-526, 2004.

ARAÚJO, R. G. da S. et al. Study of cement blend containing rice husk ash for oil well plug and abandonment operations. *Construction and Building Materials*, [s. l.], v. 254, 2020.

JAMIL, A. et al. Physical and chemical contributions of rice husk ash on the properties of mortar. *Construction and Building Materials*, [s. l.], v. 128, p. 185-198, 2016.

JONES, S. C. A rapid accurate unsteady-state klinkenberg permeameter. *Society of Petroleum Engineers Journal*, [s. l.], v. 12, p. 383-397, 1972.
DOI: <https://doi.org/10.2118/3535-pa>.

KLINKENBERG, L. J. The permeability of porous media to liquids and gases. *Production Practice*, [s. l.], p. 200-213, 1941.

LADVA, H. K. J. et al. The cement-to-formation interface in zonal isolation. *SPE Drilling & Completion*, [s. l.], v. 20, n. 3, p. 186-197, 14 set. 2005.

LI, C.; XU, P.; QIU, S.; ZHOU, Y. The gas effective permeability of porous media with Klinkenberg effect. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, [s. l.], v. 34, p. 534-540, 2016.

]NELSON, E.; GUILLOT, D. (ed.). *Well cementing*. 2. ed. [S. l.]: Schlumberger, 2006.

VRÅLSTAD, T. et al. Plug & abandonment of offshore wells: ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 173, p. 478-491, 2019.

XU, H.; VAN DEVENTER, J. S. J. The geopolymerisation of alumino-silicate minerals. *International Journal of Mineral Processing*, [s. l.], v. 59, n. 3, p. 247-266, 2000.

AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA À COMPRESSÃO DE PASTAS DE CIMENTOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO RESÍDUO DE ARGAMASSA

Rodrigo C. Santiago¹, Daniel L. S. Medeiros¹, Felipe W. S. Cavalcante¹, Júlio C. O. Freitas¹, Willame G. S. Batista¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

A indústria do petróleo, assim como as demais indústrias do mundo, estão se adequando às novas regras de sustentabilidade e redução de emissão de gases nocivos para a atmosfera. O CO₂ é um dos gases mais nocivos e mais produzidos na área petrolífera, do *upstream* com a cimentação usada em poços ao *downstream* com o refino do petróleo para a produção de seus derivados. A fabricação de cimento é um dos setores industriais que mais produzem CO₂, então a redução do consumo de cimento mitiga a emissão de CO₂. Este trabalho sugere a reutilização de um resíduo de argamassa para substituir um percentual de cimento sem reduzir suas propriedades drasticamente, mantendo a segurança e vida econômica do poço. E para reforçar a potencialidade deste material, foram realizados testes de resistência à compressão de formulações, variando a concentração em 20, 30 e 35% por peso de cimento (*bwoc*) de resíduo, uma formulação sem o resíduo (pasta padrão) e uma formulação referência com 35% de *silica flour*. Elas foram submetidas a dois tempos de cura: por 24 e 28 dias à temperatura de 38°C. Os resultados mostram que a pasta com 20% de resíduo cerâmico tem maior resistência à compressão das formulações com a adição de resíduo e *silica*, sendo a formulação mais próxima da pasta padrão nos dois tempos de cura.

Palavras-chave: cimentação; CO₂; resíduo de argamassa.

INTRODUÇÃO

Na indústria petrolífera uma das operações é a cimentação, cujos objetivos são dar estabilidade ao casing, isolamento de zona, isolamento de água, controle da perda de circulação e fechamento e abandono de poço (ADJEI *et al.*, 2022; LADVA *et al.*, 2005; VRÅLSTAD *et al.*, 2019; XU; DEVENTER, 2000), e esta operação necessita de grandes quantidades de cimento para ser realizada.

A manufatura do cimento é responsável por 5 a 7% das emissões do gás CO₂, e o gás é responsável por 65% dos gases do efeito estufa no mundo (ALSAIF, 2021). Por tais motivos é imperativo que as indústrias busquem alternativas para redução ou substituição do cimento em algumas aplicações para a redução de emissão de CO₂.

Ao tentar a solução deste problema, a indústria cimentícia busca por materiais alternativos para utilizar em conjunto com o cimento, diminuindo sua quantidade final ou substituindo-o.

De acordo com Alsaif (2021), os materiais alternativos podem ser pó cerâmico, cimento hidratado de resíduos de construção e demolição, lodo de tratamento de água, pós de mármore, cinzas de bagaço de cana-de-açúcar, microfibras de wollastonita, cinzas de óleo de palma, conchas do mar, resíduos de vidro, cinzas de casca de arroz, pó de casca de ovo, argila cerâmica e pó de resíduo cerâmico.

Este trabalho tem como objetivo apresentar a potencialidade de um outro tipo de material, o resíduo de argamassa.

METODOLOGIA

Neste tópico serão descritos os materiais e a metodologia dos testes realizados.

Os materiais utilizados, suas densidades e seus fornecedores estão listados na Tabela 1 abaixo. E a densidade das formulações foi fixada em 1,87 g/cm³.

Tabela 1 - Materiais utilizados

Materiais	Densidade	Fornecedor
Cimento	3,13 g/cm ³	MIZU CIMENTOS
<i>Silifa flour</i> (SF)	2,72 g/cm ³	HALLIBURTON
Resíduo de Argamassa (RA)	2,65 g/cm ³	---

O ensaio de resistência à compressão foi realizado em Prensa Elétrica Contenco I3025-E 200T com taxas de aplicação que variam de 0,3 MPa/s a 0,8 MPa/s. Os moldes para os corpos de prova tinham formatos cúbicos com arestas de 50 mm, em acordo com a API RP 10B-2 (API, 2013). Os testes foram realizados em corpos de prova preparados e curados em idades de 24h e 28 dias na temperatura de 38°C em banho termostático. Para cada formulação foram confeccionados 3 corpos de prova para se obter a média e o desvio padrão do teste realizado.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 mostra os resultados dos testes de resistência à compressão realizados após 24 horas de cura, por isso a resistência não tem valores tão elevados. A resistência das formulações com adição de SF e RA são menores que da pasta padrão, pois houve diminuição da quantidade de cimento no sistema, então a reação da fase de inicial de hidratação (C_3S) (NELSON; GUILLOT, 2006) ainda não foi completamente realizada por ter menos cimento disponível no meio. A formulação RA20, por ter retirado menos cimento da formulação, possui valor mais próximo da pasta padrão.

Figura 1- Resistência à compressão (24h)

Já a Figura 2 traz os resultados dos testes realizados em 28 dias e imagens esquemáticas que emulam a ocupação de espaços vazios pelo RA utilizado, efeito *filler*. O efeito *filler* é gerado pela ocupação de espaços vazios de um material em menor quantidade ou de menor tamanho em relação à matriz em que este está inserido. E este feito na formulação RA20 foi responsável pelo incremento da resistência à compressão (FENG et al., 2004; GOMES DA SILVA ARAUJO et al., 2020; JAMIL et al., 2016).

Figura 2 - Resistência à compressão (28d)



CONCLUSÃO

Pode-se concluir que o resíduo de argamassa tem potencial para aplicação, visto que não interfere de forma significativa na resistência à compressão e com um tempo de cura maior, e o efeito *filler* na concentração de 20% aumentam a resistência à compressão.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Deus em primeiro lugar, ao Laboratório de Cimentos (LABCIM) do Núcleo de Cimentação de Poços de Petróleo (NTCPP) da UFRN pelo suporte oferecido, e ao Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH-22) pelo fomento à pesquisa científica.

REFERÊNCIAS

- ADJEI, S. et al. Geopolymer as the future oil-well cement: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 208, pt. B, Jan. 2022.
- ALSAIF, A. Utilization of ceramic waste as partially cement substitute: a review. *Construction and building materials*, [s. l.], v. 300, Sept. 2021.
- API, A. *Practica recomendada para “ Evaluación de Cementos de Pozos ”* (Testing Well Cements). v. 2, 2013.
- FENG, Q. et al. Study on the pozzolanic properties of rice husk ash by hydrochloric acid pretreatment. *Cement and Concrete Research*, [s. l.], v. 34, p. 521-526, 2004.
- ARAUJO, R. G. da S. et al. Study of cement blend containing rice husk ash for oil well plug and abandonment operations. *Construction and Building Materials*, [s. l.], v. 254, 2020.
- JAMIL, M. et al. Physical and chemical contributions of Rice Husk Ash on the properties of mortar. *Construction and Building Materials*, [s. l.], v. 128, p. 185-198, 2016.
- LADVA, H. K. J. et al. The cement-to-formation interface in zonal isolation. *SPE Drilling & Completion*, [s. l.], v. 20, n. 3, p. 186-197, 14 set. 2005.
- NELSON, E.; GUILLOT, D. (ed.). *Well cementing*. 2. ed. [S. l.]: Schlumberger, 2006.
- VRÅLSTAD, T. et al. Plug & abandonment of offshore wells: ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 173, p. 478-491, 2019.
- XU, H.; VAN DEVENTER, J. S. J. The geopolymerisation of alumino-silicate minerals. *International Journal of Mineral Processing*, [s. l.], v. 59, n. 3, p. 247-266, 2000.

AVALIAÇÃO DE ESTUDOS REALIZADOS COM DIFERENTES FORMULAÇÕES DE FLUIDOS BASE ÁGUA VISANDO OBSERVAR SEUS EFEITOS NA INIBIÇÃO DE ARGILAS E NOS PARÂMETROS REOLÓGICOS DO FLUIDO

Aeryslânnia M. da Nóbrega¹, Klismeryane C. de Melo¹

¹Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte – Natal Central (IFRN).

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar estudos desenvolvidos na área de fluido de perfuração base água, nos quais foram utilizados aditivos ainda não empregados na indústria com a finalidade de compor tais formulações. Com a análise dos estudos foram observados, quando possível, os efeitos das formulações na inibição de argilas e nos parâmetros reológicos dos fluidos. Para tanto foi realizado uma revisão minuciosa de quatro estudos nessa temática. O trabalho desenvolvido por Vidal *et al.* (2007) teve como objetivo a avaliação de inibidores químicos (sais de Sódio e de Potássio – NaCl e KCl), em conjunto com Polímeros Catiônicos com o intuito de avaliar seus efeitos na inibição do fluido formulado. Já Corrêa *et al.* (2017) utilizaram a Bioglicerina, proveniente da produção de biodiesel, em formulações de fluido de perfuração. O estudo desenvolvido por Vale (2017) apresentou os efeitos da concentração de NaCl em argilas bentoníticas, a fim de avaliar o comportamento reológico do fluido em função da concentração do sal (NaCl). Na pesquisa de Gonçalves, T. S. S. (2018) investigou-se a utilização de sistemas microemulsionados em formulações de fluidos poliméricos. A avaliação reológica foi realizada.

Palavras-chave: fluido à base de água; parâmetros reológicos; inibição química.

INTRODUÇÃO

O fluido de perfuração, também conhecido como lama de perfuração ou apenas lama, é um elemento considerado indispensável para a operação de perfuração de um poço na indústria de petróleo. Ele é responsável por diversas funções e cada uma tem a sua devida importância para o bom desenvolvimento da operação, tais como: o resfriamento da broca, a remoção dos fragmentos de rocha depositado no interior do poço durante o processo de perfuração, a inibição de argilas, entre outras funções relevantes e necessárias.

Os aditivos empregados nas formulações de fluidos têm como finalidade exercer suas funções de acordo com as necessidades da formação perfurada, otimizando assim seu desempenho na perfuração. Em decorrência da variedade de situações encontradas

durante a perfuração de poços, diversos aditivos costumam ser desenvolvidos com diferentes finalidades. Dentre tais finalidades destacam-se: controladores de pH, inibidores de hidratação de argila, redutores de filtrado, dispersantes, floculantes, controladores de perda de circulação, viscosificantes, lubrificantes, bactericidas e tensoativos.

Os aspectos que determinam as propriedades químicas do fluido de perfuração são os teores de cloretos, bentonita, alcalinidade, cálcio, magnésio, pH, excesso de cal, quando o fluido é tratado por cal hidratado, concentração de H₂S, entre outros.

Foi utilizado como suporte na elaboração desta pesquisa um estudo que utilizou polímeros catiônicos ainda não empregados nas formulações de fluidos atuais, outra que avaliou a influência do tipo e da concentração de eletrólitos nas propriedades dos fluidos, um que utilizou um fluido formulado com bioglicerina e outro com um Sistema Microemulsionado. Com isso pretende-se entender e avaliar o comportamento destes em relação à inibição de argilas e à reologia do fluido.

O presente estudo tem como objetivo fazer uma revisão bibliográfica narrativa com o propósito de identificar na literatura estudos que visem o desenvolvimento das formulações de fluidos base água aplicando aditivos ainda não utilizados na indústria. Dentre as propriedades destes fluidos observou-se, quando possível, o poder de inibição e a influência das formulações propostas nos parâmetros reológicos dos fluidos.

METODOLOGIA

A elaboração deste estudo procedeu-se pela revisão de quatro pesquisas desenvolvidas na área de fluidos, nas quais foram formuladas fluidos base água do tipo inibido. Nestes estudos foram utilizados tanto aditivos já usados na indústria do petróleo como aditivos novos. Dentre os resultados de interesse, será observada a influência destes componentes na reologia do fluido e na capacidade de inibição de argilas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As investigações bibliográficas realizadas para o desenvolvimento desta pesquisa consideraram diversos trabalhos relevantes com objetivos afins à desta análise, voltada

especificamente aos fluidos de perfuração à base de água, sobretudo em suas características químicas.

O trabalho intitulado *Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em fluidos de perfuração à base de água*, de Vidal *et al.* (2007), estudou as características dos inibidores químicos utilizados em fluidos de perfuração à base de água, tais como os sais de sódio (NaCl) e potássio (KCl), para inibição do inchamento de argila e evitar a incorporação de sólidos perfurados ao fluido de perfuração, avaliaram o emprego de polímeros catiônicos, associados aos sais de Cloreto de Sódio e Cloreto de Potássio, como substituintes dos inibidores já bastante conhecidos e utilizados na indústria. Em relação aos parâmetros reológicos, os resultados mostraram que os valores foram aproximados para todas as formulações, sugerindo que a presença de inibidores catiônicos não afetou a reologia dos fluidos considerados. Também foi possível observar que o volume de filtrado diminuiu, especialmente na presença de Cloreto de Sódio (NaCl). Foi observado ainda uma redução pequena na lubricidade, mas os valores adquiridos foram avaliados satisfatórios se comparados ao coeficiente de lubricidade da água, considerando que os fluidos formulados não possuíam lubrificantes.

Corrêa *et al.* (2017) – identificaram problemáticas de caráter químico relacionadas a formulações de fluidos para perfuração de poços de petróleo à base de água com o uso de glicerina (glicerol). Os autores destacam que estas pesquisas têm crescido de acordo com o aumento das complexidades nas perfurações de poços de petróleo, principalmente quando se tornam mais profundos, tais como os cenários do pré-sal. A bioglicerina – glicerina proveniente da produção de biodiesel – possui características químicas que proporcionam menor adição de sólidos, aumento do peso do fluido, evitam a solubilidade de sais e inchamento de argilas, assemelhando-os às bases sintéticas mais adotadas na formulação de fluidos, parafina e oleofina. A conclusão das análises para uso da bioglicerina, resíduos provenientes da produção do biosiesel, foram interessantes e pontuadas como uma alternativa relevante na aplicação de fluidos de perfuração à base de água, apresentando boa estabilidade térmica e oxidativa, ausência de separação de fases em elevadas temperaturas e pouca interação com a argila nos testes de inchamento. Além disso, apresentou vantagens nos aspectos ambientais, sociais e econômicos.

Na pesquisa intitulada Estudo do comportamento reológico de fluidos de perfuração base água: efeito da concentração de NaCl, Vale (2017) fundamentou sua análise nos ensejos que as concentrações de Cloreto de Sódio (NaCl) pudessem causar na reologia dos fluidos de perfuração à base de água. O objetivo do autor foi formulado com base em fatores críticos da contaminação salina nos fluidos de perfuração, que podem provocar aumento na taxa de penetração, na floculação e na viscosidade do fluido. Os resultados obtidos na formulação apontaram o aumento nos parâmetros reológicos estudados, um fluido mais viscoso (viscosidade aparente), alcançando taxas de cisalhamento aumentadas para todas as concentrações de sal, e, conseqüentemente um aumento significativo nas forças géis, ou seja, adquirindo um estado semi-rígido à medida que a concentração do sal foi aumentada e resultando em uma resistência no escoamento do fluido. Com isso, o aumento da concentração de sal pode comprometer o uso do fluido formulado, tornando inoperante devido à alteração das forças géis iniciais e finais e pela viscosidade aparente acrescida (VALE, 2017).

Em Desenvolvimento de fluidos de perfuração poliméricos à base de microemulsões e avaliação de suas propriedades, Gonçalves (2018) realizou uma pesquisa voltada para fluidos à base de água, intencionando desenvolver uma nova tecnologia de fluidos de perfuração poliméricos, empregando microemulsões com quantidades adequadas para uso, e utilizando uma menor quantidade de fase orgânica e tensoativo, de modo menos oneroso e mais sustentável, além da tentativa de identificar um fluido com propriedades reológicas e de filtração semelhantes às de um fluido sintético. Na conclusão dos testes de Gonçalves (2018), os fluidos de perfuração à base de microemulsões continham água e glicerina na fase aquosa e olefina ou parafina na fase orgânica, e, associadas a um tensoativo não iônico, apresentaram resultados satisfatórios com características de boas estabilidades dos sólidos suspensos e menor formação de espumas, caracterizando-os como fluidos otimizados. Ressalta-se ainda que esse fluido se mostrou reologicamente superior quando comparado aos fluidos aquosos e fluidos sintéticos da literatura, mesmo em condições de gradientes térmicos mais elevados.

CONCLUSÃO

Em vista do exposto, é possível concluir que novos aditivos inibidores, como os polímeros catiônicos estudados por Vidal *et al.* (2007), que em um primeiro momento não oferecem valores de mercado atrativos, podem apresentar resultados técnicos desejáveis para aplicação em formulação de fluidos de perfuração base água. Os Polímeros estudados por Vidal *et al.* (2007) apresentaram desempenho satisfatório frente à inibição de argilas, não influenciando nas propriedades reológicas dos fluidos.

Corrêa *et al.* (2017) apontaram a bioglicerina como uma alternativa importante para utilização em formulações de fluidos, apresentando propriedades relevantes no que diz respeito ao poder de inibição, estabilidade etc.

Vale (2017) apontou que o aumento da concentração de sal (NaCl) é diretamente proporcional ao aumento de parâmetros reológicos dos fluidos preparados utilizando bentonita, tornando esse fato relevante na hora de determinar a quantidade ideal em formulações.

Gonçalves (2018) apresentou a possibilidade de otimização de formulações de fluidos base água utilizando sistemas microemulsionados. A autora relatou também que os fluidos otimizados apresentaram propriedades reológicas superiores às apresentadas por fluidos base água e fluidos sintéticos encontrados na literatura, mesmo os primeiros estando submetidos a temperaturas mais elevadas. Não foi encontrado no trabalho observações sobre o poder de inibição dos fluidos desenvolvidos.

Por fim, percebe-se que a revisão dos artigos selecionados proporcionou um aumento no entendimento do assunto estudado, bem como das premissas envolvidas para o desenvolvimento de uma pesquisa, que servirão como base para o desenvolvimento de trabalhos futuros de cunho experimental.

AGRADECIMENTOS

Eu, Aeryslânnia Moreira¹, dedico este trabalho primeiramente a Deus, pois está acima de tudo e todos, inclusive de nossas vontades, por nos permitir a vida e a realização deste estudo, mesmo frente a tantos desafios, principalmente os causados pela pandemia – COVID-19; dedico à Prof.^a Dr.^a Klismeryane Costa de Melo², por aceitar e conduzir a orientação deste trabalho, e a todo o corpo docente do curso Técnico de Petróleo e Gás do IFRN – Natal Central; dedico a Rômulo Brito, por sempre estar ao meu lado, me apoiando em todas as minhas escolhas; dedico também ao meu pai, Antônio Moreira Neto (Moreira Neto), que partiu vítima das complicações causadas pela COVID- 19 e deixa muitas saudades.

REFERÊNCIAS

AMORIM, L. V. et al. Fluido de perfuração à base de água: efeitos de aditivações poliméricas nas propriedades reológicas. *Cerâmica*, São Paulo, v. 51, n. 318, p.128-138, 2005.

API - American Petroleum Institute: Recomend Patrice 13B-1 (RP 13B-1). Disponível em: <https://www.ofite.com/API-RP-13B-1>. Acesso em: 07 de junho de 2021.

CPRM – Serviço Geológico do Brasil (2014). Palácio dos Estados História Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais Serviço Geológico do Brasil. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/CPRM-Divulga/Canal-Escola/Petroleo-1256.html>. Acesso em: 05 de maio de 2021.

CORREA, C. C. *et al.* **Avaliação do Potencial Uso de Bioglicerina Como Base para Formulação de Fluidos de Perfuração Aquosos para Poços de Petróleo e Gás.** Artigo publicado no Química Nova na Escola – QNEsc, v.40, n.4, p.378-387, 2017.

GONÇALVES, Tâmara Suelen da Silva. Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração poliméricos a base de microemulsões e avaliação de suas propriedades. 2018. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

LOMBA, R. **Engenharia de petróleo.** Curso de Engenharia de Petróleo. Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, Brasil, 2007.

MACHADO, J. C. V. **Fluido de perfuração.** Programa Trainees Petrobras UN-BA/ST/EP. 2002.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento dos Fluidos:** ênfase na Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro: Interferência, 2002. 258 p.

MELO, Klismeryane Costa de. Monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluídos de perfuração. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

OLIVEIRA, A. K. C.; ABRAÃO, P. C.; ABRAÃO, R. C. Revisão sobre a formulação de um fluido de perfuração à base de água. In: CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DO IFRN, 9., 2013, Currais Novos. Anais [...]. Currais Novos: IFRN, 2013. p. 1-7.

PETROBRAS. Manual de Fluidos de Perfuração. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

RIBEIRO, Laís Sibaldo. Uso de água produzida na formulação de fluídos de perfuração. 2015. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.



ESTUDO COMPARATIVO DAS PROPRIEDADES DE ARGILAS ORGANOFÍLICAS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS

Isadora C. B. Nascimento¹, Letícia R. A. Sabino¹, Vanessa C. Santanna¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Com o destaque do Brasil na exploração e perfuração de poços de petróleo, há a necessidade de produzir fluidos cada vez mais eficientes no processo. As argilas apresentam propriedades que agregam positivamente os fluidos em suas funções. Nestes casos, as argilas bentonita e atapulgita, usadas como agente viscosificante, não podem ser usadas sem um prévio tratamento orgânico para que suas superfícies se tornem hidrofóbicas e possam ser dispersas em meios orgânicos. Com o uso de tensoativo, esse se adsorve nas argilas, tornando-as organofílicas. Nesse trabalho foi feito um estudo comparativo com duas argilas organofílicas em um fluido de perfuração não aquoso à base de parafina. Os resultados mostraram que a bentonita organofílica apresentou melhor desempenho como viscosificante no fluido não aquoso.

Palavras-chave: fluido de perfuração; bentonita; atapulgita; tensoativo.

INTRODUÇÃO

Por ser destaque na exploração e perfuração de poços em águas profundas, o Brasil garante possibilidade de fazer uso de fluidos de perfuração não aquosos para uma maior eficiência no processo de perfuração. Para que haja a produção deste tipo de fluido, o Brasil importa argilas organofílicas dos EUA, por não apresentar este tipo de argila em seu território. Logo, estudos vêm sendo desenvolvidos com o objetivo de organofilizar argilas a partir do uso de tensoativos (Guimarães e Rossi, 2007; Paiva *et al.*, 2008; Silva *et al.*, 2009).

Com base nisso, este estudo visa realizar a adsorção do tensoativo catiônico CTAB (brometo de hexadeciltrimetil amônio) nas argilas bentonita e atapulgita para usá-las como viscosificantes em um fluido de perfuração não aquoso e comparar suas propriedades.

METODOLOGIA

A princípio foi necessário fazer a organofilização das argilas, para isto foi usado o método desenvolvido por Silva (2022), onde 1,3% da argila natural (bentonita e atapulgita, separadamente) foi adicionada em solução com concentração 6,5 g/L do CTAB. A mistura foi colocada para agitar a 200 rpm por 1h a 25 °C. Após isso, houve o repouso de 24h para que ocorresse a sedimentação da argila. Com as amostras sedimentadas foi realizado o processo de filtração, onde foi retirado o máximo de sobrenadante e o restante filtrado. O sobrenadante foi analisado em espectrofotômetro UV-visível para determinar a quantidade de tensoativo adsorvido na argila. As argilas foram secas em estufa a 60 °C por 24h. A partir disso, com a argila organofilizada, iniciou-se a etapa de formulação do fluido.

Para a preparação do fluido não aquoso seguiu-se o mesmo passo a passo para ambas as argilas estudadas: 1) foram adicionados no misturador Hamilton Beach 111 mL de parafina, como óleo base do fluido, e 4,2 g de emulsificante. Essa mistura foi submetida à agitação por 5 minutos; 2) foi adicionado 7,0 g de argila (bentonita organofílica e atapulgita organofílica). Após adição, a mistura passou 20 minutos sob agitação; 3) e por fim foi adicionado 28 mL de salmoura (solução 34 g/L NaCl), submetido por mais 20 minutos de agitação.

Após todo o procedimento descrito acima, o fluido ficou em repouso por 24 h. Em seguida foi colocado para envelhecimento em estufa Roller Over a 156 °F por 16h, e posteriormente seguiu para caracterização reológica. A análise reológica dos fluidos preparados foi realizada no viscosímetro Ofite modelo 800.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A princípio, o resultado obtido demonstrou, quantitativamente, a adsorção do tensoativo nas argilas. Os resultados são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Adsorção do CTAB nas argilas bentonita e atapulgita para organofilização.

Argilas	CTAB Concentração inicial (mol/L)	CTAB Concentração sobrenadante (mol/L)	Adsorção (m mol/g)
Bentonita	0,0178	0,0073	0,8075
Atapulgita	0,0178	0,0093	0,6601

A partir dos resultados da Tabela 1, é possível verificar que houve maior adsorção do CTAB na bentonita. Isso porque a bentonita possui estrutura lamelar e o tensoativo fica intercalado entre as camadas estruturais ou adsorvido à sua superfície. Além disso, possui maior capacidade de troca de cátion (CTC) do que a atapulgita, facilitando com isso a adsorção do tensoativo.

Os resultados da análise reológica dos fluidos obtidos com a atapulgita organofílica (Figura 1) e com a bentonita organofílica (Figura 2) estão na Tabela 2.

Tabela 2. Análise reológica dos fluidos obtidos.

Argilas	Viscosidade aparente (cP)	Viscosidade plástica (cP)	Limite de escoamento (lbf/100 ft ²)	Força gel (lbf/100 ft ²)
Bentonita	9,8	7,5	4,5	0,0
Atapulgita	6,0	5,0	2,0	3,0

Figura 1. Fluido produzido a partir da argila atapulgita organofilizada.



Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 2. Fluido produzido a partir da argila bentonita organofilizada.



Fonte: Autoria própria (2022).

A partir da Tabela 2, pode-se verificar que o fluido com a bentonita organofílica apresenta propriedades reológicas com valores mais altos, indicando maior afinidade da argila pela fase orgânica do fluido. Fato que pode ser explicado devido à maior adsorção do tensoativo nessa argila (Tabela 1). Isso também é verificado na Figura 2,

onde se observa a homogeneidade do fluido, não ocorrendo o mesmo com o fluido com a atapulgita organofilizada, onde houve sedimentação da argila.

CONCLUSÃO

De acordo com os resultados obtidos, foi verificado que a organofilização das argilas com o tensoativo CTAB foi mais eficiente com a bentonita, resultando na formulação de um fluido não aquoso com propriedades reológicas mais adequadas para uso na perfuração.

REFERÊNCIAS

PAIVA, L. B. de; MORALES, A. R.; DÍAZ, F. R. V. Argilas organofílicas: características, metodologias de preparação, compostos de intercalação e técnicas de caracterização. *Cerâmica*, São Paulo, v. 54, n. 330, p. 213-226, 2008.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. dos S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007, Campinas. Anais [...]. Campinas: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2007. p. 1-8.

SILVA, R. P. da et al. Adsorção de tensoativo catiônico para organofilização de argila atapulgita. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 10., 2009, Campina Grande. Anais [...]. Campina Grande: Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 2009. p. 1-9.

SILVA, Rhaul Phillypi da. Estudo da organofilização da argila paligorsquita para uso em fluido de perfuração não-aquoso. 2022. 96 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2022.

ESTUDO DA MOLHABILIDADE E DA ADSORÇÃO DE TENSOATIVOS ANIÔNICOS EM ROCHA CALCÁRIA

Kidja M. R. Frazão¹, Patrícia M. Pimentel¹, Vanessa C. Santanna², Fábio Pereira¹,
Damilson Ferreira dos Santos¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), ²Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Para obter uma extração mais eficiente de petróleo, é necessário utilizar estratégias para aumentar a eficiência de deslocamento e ampliar o fator de recuperação do petróleo, sendo a molhabilidade uma propriedade relevante dos reservatórios, e que os calcários possuem em sua maioria tendência a ser molhável ao óleo, dificultando a recuperação. Uma das estratégias utilizadas é o método químico, onde ocorre a injeção de um fluido e sua interação com o fluido do reservatório. Sendo assim, esta pesquisa tem como objetivo estudar a capacidade adsorptiva dos tensoativos aniônicos octanoato de sódio e hexadecanoato de sódio, com o intuito de alterar a molhabilidade da rocha calcária tipo magnesiana extraída de solo no Oeste Potiguar, onde há 57% dos blocos exploratórios do Rio Grande do Norte. Os tensoativos foram sintetizados em laboratório à base de ácidos graxos, em seguida determinou-se a concentração micelar crítica. Utilizou-se o método dinâmico de banho finito e as amostras foram submetidas a ensaios de tensão superficial para avaliar a adsorção de tensoativos na rocha e medidas de ângulo de contato para verificar o desempenho dos tensoativos na molhabilidade do calcário. A análise revelou adsorção dos tensoativos com tensão superficial no sobrenadante correspondente a 59,9 dina/cm para o octanoato de sódio e 70,9 dina/cm para o hexadecanoato de sódio. O ângulo de contato do calcário com o octanoato de sódio foi de 44,8°, determinando molhável à água; e com o hexadecanoato de sódio foi considerado molhável ao óleo com 115,6°.

Palavras-chave: molhabilidade; injeção de tensoativo; recuperação avançada de petróleo.

INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem o objetivo de utilizar tensoativos aniônicos sintetizados em laboratório e estudar a influência da adsorção desses tensoativos, visando alterar a molhabilidade da rocha calcária, uma vez que mais de 50% do petróleo descoberto no mundo está em reservatórios carbonáticos (MASALMEH *et al.*, 2014) e segundo Chandrasekhar e Mohanty (2013), nesses reservatórios as superfícies são preferencialmente molháveis ao óleo, resultando em uma produtividade baixa de óleo. Sendo assim, a injeção de tensoativos atua facilitando o escoamento do óleo devido às

características da superfície, e aliado a isso aumenta-se a recuperação de petróleo dos campos maduros.

METODOLOGIA

O calcário magnesiano utilizado para o estudo foi extraído da região oeste potiguar. E os tensoativos utilizados foram sintetizados à base dos ácidos octanoico e palmítico, onde se produziu o octanoato de sódio ($\text{CH}_3(\text{CH}_2)_6\text{COOH}$) e o hexadecanoato de sódio ($\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{14}\text{COOH}$), respectivamente. Os tensoativos foram solubilizados com solução de cloreto de potássio (KCl) a 2%.

Para determinação da concentração micelar crítica (cmc) dos tensoativos, plotou-se o gráfico da concentração *versus* tensão superficial, onde foram inseridas duas linhas de tendência e obtida a interseção, cujo ponto corresponde a cmc. Assim, igualando-se as equações da reta em cada gráfico, encontra-se o valor de x, ou seja, a cmc. As concentrações variaram de 0,1 a 7,0g/L e foram analisadas no tensiômetro SensaDyne QC 6000 - método de pressão máxima de bolha.

A adsorção dos tensoativos ocorreu em sistema de banho finito, onde foram pesados 0,5 g do calcário magnesiano e misturou-se a 50 mL de solução dos tensoativos com concentração abaixo da cmc. As amostras passaram por uma agitação de 1h a 200 rpm e 25°C na mesa agitadora (modelo SL180/DT). Após o banho, repouso por 24h e depois as amostras passaram pelo processo de filtração, em que se separou o sólido em papel filtro e recolheu-se 40mL dos sobrenadantes para análise de tensão superficial. Os sólidos foram levados à estufa por 24h a 60°C, e macerados para elaboração das pastilhas que foram levadas para análise de ângulo de contato no goniômetro (Krüss, modelo DAS100 e *software* DAS3). As pastilhas foram produzidas na prensa hidráulica Shimadzu SSP-10^a, molde: pastilha de $\varnothing 13$ mm.

Para o cálculo da adsorção e da eficiência foram utilizadas as Equações 1 e 2, respectivamente.

$$q = \frac{V(C_i - C_e)}{m} \quad (1)$$

Onde: q = adsorção (g/g) [massa de soluto adsorvida por unidade de massa de adsorvente], v = volume (L) de solução de soluto, C_i = concentração inicial (g/L), C_e = concentração de equilíbrio* (g/L) e m = massa do calcário (g).

* C_e foi calculada a partir da equação linear emitida no gráfico da cmc, substituindo y pelo valor da tensão superficial e x correspondendo ao valor da C_e .

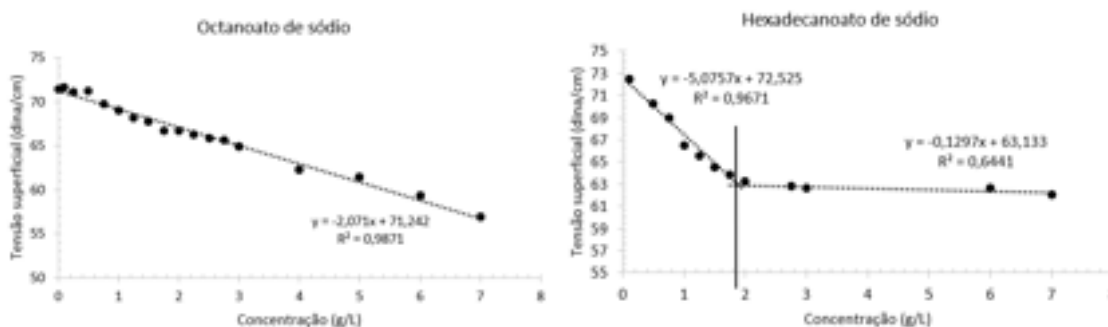
$$Eficiência (\%) = \frac{C_i - C_e}{C_i} * 100 \quad (2)$$

Onde: C_i = concentração inicial (g/L), C_e = concentração de equilíbrio (g/L).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 compreende os gráficos para determinação da cmc dos tensoativos. O gráfico do octanoato de sódio indica que o tensoativo não atingiu a cmc, uma vez que não obteve tensões constantes. E o hexadecanoato de sódio atingiu a cmc em 1,90 g/L.

Figura 1 – Gráficos da tensão superficial x concentração dos tensoativos



Fonte: Autoria própria (2022).

O resultado da análise do sobrenadante após o banho finito indicou que houve adsorção, conforme a Tabela 1. Constatou-se 59,9 dina/cm para o octanoato de sódio e tensão superficial de 70,9 dina/cm para o hexadecanoato de sódio, aproximando-se da tensão superficial de referência (água), que corresponde a 72,4 dina/cm a 30°C.

Tabela 1 – Dados da tensão superficial do sobrenadante

Tensoativo	Tensão superficial (dina/cm)	Concentração de equilíbrio (g/L)	Concentração inicial (g/L)	q (g de tensoativo/g da rocha)	Eficiência (%)
Octanoato de sódio	59,9	5,4766	7,0	0,1523	21,8
Hexadecanoato de sódio	70,9	0,3202	1,75	0,1430	81,7

Fonte: Autoria própria (2022).

O octanoato de sódio teve uma C_e mais alta, indicando que adsorveu pouco no calcário, sendo necessário utilizar concentrações mais altas para melhorar sua eficiência. O hexadecanoato de sódio obteve um maior destaque na adsorção,

correspondendo a 81,7% de eficiência de tensoativo na adsorção e tensão superficial equivalente a 70,9 dina/cm.

O ensaio de molhabilidade do calcário após o banho finito com o tensoativo resultou em um ângulo de contato de 44,8° para o octanoato de sódio, ou seja, molhável à água e 115,6° para o hexadecanoato de sódio, considerando-se molhável ao óleo.

Sabe-se que os calcários são rochas preferencialmente molháveis ao óleo, logo o tensoativo que reverteu a molhabilidade foi o octanoato de sódio.

CONCLUSÃO

A determinação da cmc dos tensoativos para ensaio de banho finito indicou que para o octanoato de sódio será necessário refazer as análises com concentrações maiores que 7g/L. O tensoativo que conferiu melhor adsorção na rocha foi o hexadecanoato de sódio, e o tensoativo que obteve menor ângulo de contato, sendo molhável à água, foi o octanoato de sódio, possivelmente devido à sua menor cadeia carbônica, isso implica num melhor escoamento do óleo na recuperação.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Recursos Humanos (PRH 55.1) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP/Gestão FINEP – juntamente à Universidade Federal Rural do Semi-Árido, pela concessão da bolsa de iniciação científica. Ao Laboratório de Fluidos de Perfuração, Completação e Estimulação (LAFPEC/CTEC/UFRN), na pessoa da Professora Dr.^a Vanessa Cristina Santanna, e ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação (LTT/IQ/UFRN), na pessoa do Professor Dr. Alcides Wanderley Neto, ambos pelo auxílio durante a execução dos experimentos.

REFERÊNCIAS

CHANDRASEKHAR, S.; MOHANTY, K. K. Wettability alteration with brine composition in high temperature carbonate reservoirs. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2013, New Orleans. Anais [...]. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/166280-MS>.

MASALMEH S. K.; WEI L.; BLOM C.; JING X. D. EOR options for heterogeneous carbonate reservoirs currently under waterflooding. In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 2014, Abu Dhabi. Anais [...]. Abu Dhabi: Abu Dhabi National Oil Company, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/171900-MS>.

ESTUDO DE FLUXO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO EM AMBIENTES MULTIFÁSICOS

Moacir F. L. Da Costa¹, Beatriz F. Martins¹, Luis G. Rodrigues¹

¹Univesidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Devido à crescente escassez de reservas de óleo considerado de fácil extração, a onerosidade das operações de produção atingiu valores máximos nos últimos anos. Ainda segundo dados recentes, 40% das reservas provadas de petróleo estão em reservatórios fraturados, o que torna o processo mais incerto. O objetivo deste trabalho consistiu em avaliar as incertezas associadas à simulação de reservatórios de petróleo em reservatórios naturalmente fraturados por meio de modelos de dupla permeabilidade. A metodologia da pesquisa foi de caráter experimental, com objetivos exploratório e descritivo, de abordagem qualitativa e quantitativa. As simulações foram efetuadas com pacote de software comercial de modelagem e simulação de reservatórios de petróleo (Pacote da CMG – *Computer Modelling Group*). Os modelos base de simulação foram baseados em casos da literatura, com características de reservatórios carbonáticos e modelos de fluido *black-oil* e composicional. As análises para caracterização de incertezas e análise de sensibilidade foram baseadas na simulação de Monte-Carlo e na análise de sensibilidade pela análise de Sobol, realizadas no software de inteligência artificial CMOST, também do pacote da CMG. Foram avaliados os perfis de produção sob depleção natural, recuperação por injeção de água e por injeção alternada entre CO₂ e água (WAG). Observou-se grande influência da densidade de fraturas (injeção de água) e das permeabilidades horizontais (depleção natural), enquanto para injeção de gás (ou WAG) o efeito combinado entre permeabilidade vertical (diretamente proporcional) e permeabilidade horizontal (inversamente proporcional) foi mais evidente.

Palavras-chave: reservatórios naturalmente fraturados; acoplamento explícito; análise de sensibilidade.

INTRODUÇÃO

Segundo dados da International Energy Agency (IEA, 2019) a produção de petróleo e gás natural apresentou seu pico em energia equivalente no ano de 2019 (dados a partir de 1990). Devido à escassez do petróleo tido como de fácil extração, a onerosidade do processo também alcançou o pico nos últimos anos.

O pré-sal brasileiro é um reservatório carbonático e naturalmente fraturado, com porções de fraturas de alta conectividade e densidade (MENDES, 2022). Dessa forma, estudos e análises a respeito do reservatório são necessários para reduzir

incertezas e promover o aumento da confiabilidade em resultados obtidos diante deste cenário.

As principais incertezas relativas a reservatórios fraturados podem ser elencadas como (IMEX Manual, CMG - 2020):

- Propriedades intrínsecas das fraturas
- Interação com métodos Enhanced Oil Recovery (EOR)

Nesse contexto, a interação dos métodos de recuperação, bem como as condições mecânicas do reservatório devem ser descritas e avaliadas nos mais diferentes cenários, em ordem de se obter previsões concisas com considerado baixo grau de incerteza. O uso de simuladores comerciais de reservatórios é utilizado para fim o destas devidas análises.

Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo descrever o comportamento da produção de reservatórios de petróleo em ambientes multifísicos, sob condições de recuperação primária e secundária, com o auxílio do software CMG, e através de uma análise de sensibilidade estudar o comportamento das interações entre os modelos apresentados em diversos cenários.

METODOLOGIA

A metodologia adotada foi realizada conforme o fluxograma presente na Figura 1.

Figura 1 – Metodologia adotada para o trabalho



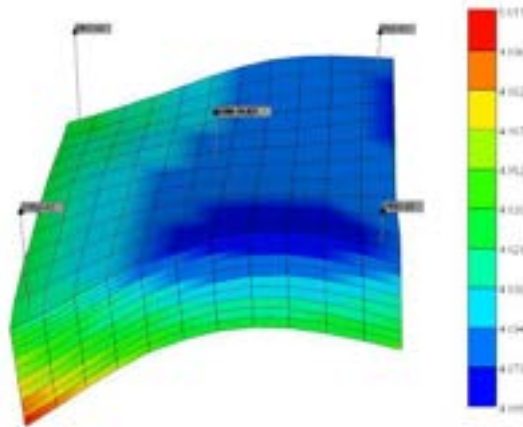
Fonte: Autoria própria.

O modelo, bem como as características do fluxo e propriedades do modelo fraturado são provenientes de trabalhos anteriores (Vasquez, 2018), seus dados são apresentados na Tabela 1 e seu modelo representado na Figura 2.

Tabela 1 – Descrição do modelo de reservatório no caso base

Modelo de fluxo	Five-spot invertido
Tipo de malha	Cornerpoint com espessura variável
Dimensões da malha	11x11x11
Contato água óleo inicial (ft)	16338
Pressão inicial de referência (KPa)	38500
Vazão máxima para os poços produtores (stb/dia)	3145
Bottom Hole Pressure (KPa)	17900 KPa
Modelo do fluido	Composicional
Permeabilidade da rocha matriz (mD)	10 (PermH) e 0,1 (PermV)
Porosidade da rocha matriz	12%
Compressibilidade da rocha matriz (1/KPa)	5,0986E-07
Permeabilidade da fratura (mD)	210 (PermH) e 2,1 (PermV)
Porosidade da fratura	0,5%
Compressibilidade da fratura	Idêntica a da rocha matriz
Tempo de simulação (anos)	11

Os dados de permeabilidade relativa descrevem uma rocha com molhabilidade neutra à molhável ao óleo, descrevendo características tipicamente de rochas carbonáticas.

Figura 2 – Modelo de reservatório com fratura

Fonte: Autoria própria.

Já a análise de incertezas e sensibilidade foi baseada na simulação Monte-Carlo (Mooney, 1997). A metodologia geral para esta análise consistiu na criação de casos baseados nas propriedades descritas das fraturas sob sua consequente distribuição. As propriedades avaliadas foram as seguintes: as permeabilidades horizontais e vertical das fraturas e o espaçamento das fraturas. Devido à condição de baixa porosidade e à modelagem pelo modelo de dupla permeabilidade, a porosidade das fraturas não foi considerada como parâmetro de análise.

Foi criado um grupo de cenários para analisar a influência da recuperação secundária e avançada na produção, bem como a malha geomecânica no grid fraturado. Dentro de cada um desses cenários foram inseridos casos com depleção natural do reservatório, injeção de água e WAG. As distribuições e intervalos avaliados seguem na Tabela 2.

Tabela 2 – Distribuição probabilística e intervalos avaliados para as propriedades de fraturas do modelo

Propriedade	Distribuição	Intervalo
Permeabilidades horizontais (i e j)	Log-normal *	Inferior – 10 mD Superior – 410 mD
Permeabilidade vertical (k)	Log-normal *	Inferior – 2,1 mD Superior – 210 mD
Espaçamento horizontal (Di e Dj)	Uniforme	Inferior – 5 m Superior – 380 m

Fonte: de Zhang *et al.* (2017)

RESULTADOS E DISCUSSÃO

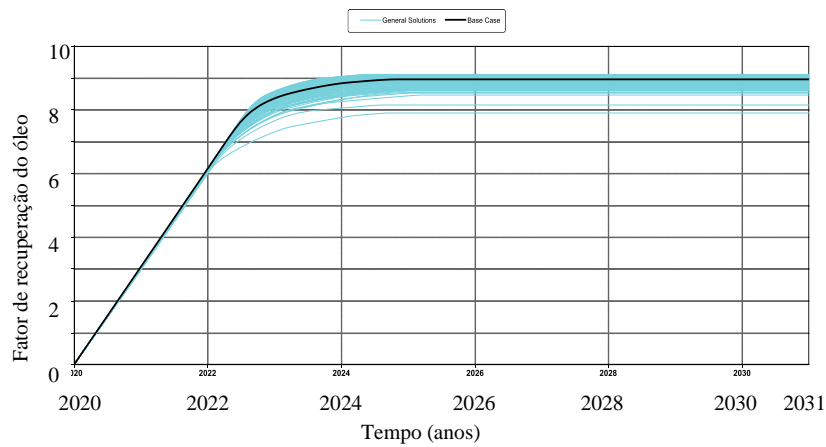
Para melhor entendimento, os resultados de análise de sensibilidade e incertezas serão divididos por método de recuperação utilizado.

a) Depleção natural

De acordo com a Figura 3, podemos observar, de forma geral, os perfis de produção baseados nas propriedades das fraturas como incerteza. O caso com melhor fator de recuperação teve propriedades: DIFRAC (espaçamento de fraturas ortogonal ao eixo x) de 258 m, DJFRAC (espaçamento de fraturas ortogonal ao eixo y) de 330 m, PERMI (permeabilidade vertical em x) de 353 mD, PERMJ (permeabilidade vertical em y) de 224 mD e PERMK (permeabilidade horizontal) de 153 mD. O fator de recuperação teve pouca variação com as alterações do modelo, com diferença entre casos extremos de pouco mais de 1%.

A maior diferença entre os extremos observados foi para a produção de água, com diferença total de pouco mais de 20000 m³ de água. A produção de água tem grande embasamento na mobilidade, que por sua vez tem a permeabilidade como principal agravante (uma vez que os fluidos têm propriedades constantes).

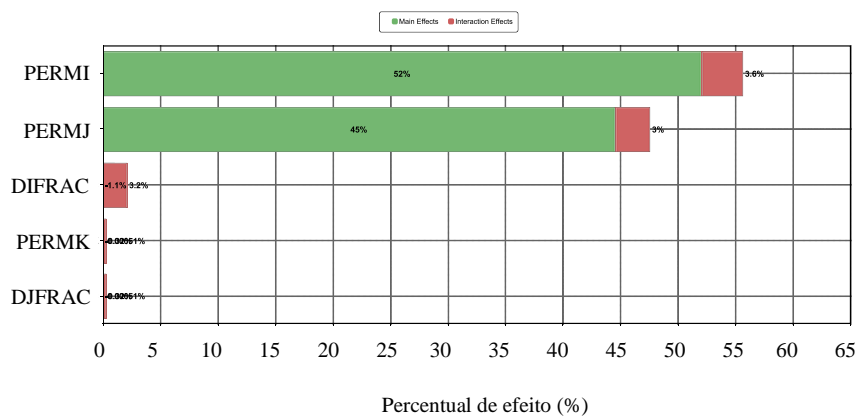
Figura 3 – Análise de fator de recuperação com alteração de parâmetros de reservatórios propostos.



Fonte: Autoria própria.

Como se pode observar pela Figura 4 a partir do gráfico gerado pela análise de Sobol, é mostrado que o espaçamento e a permeabilidade vertical têm pouca influência no fator de recuperação, na produção de gás e na pressão. Apenas o espaçamento tem alguma influência na produção de água. Ocorre pouco ou nenhum impacto nos perfis de produção devido à interação entre parâmetros.

Figura 4 – Análise de Sobol para fator de recuperação do óleo; em verde efeito individual e em vermelho efeitos de interação

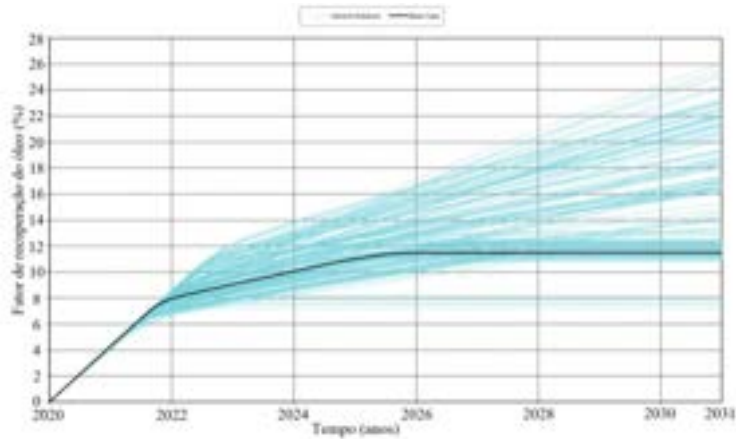


Fonte: Autoria própria.

b) Injeção de água

A Figura 5 representa o resultado geral dos cenários gerados para o fator de recuperação em função do tempo, e o caso base representado pela curva em preto.

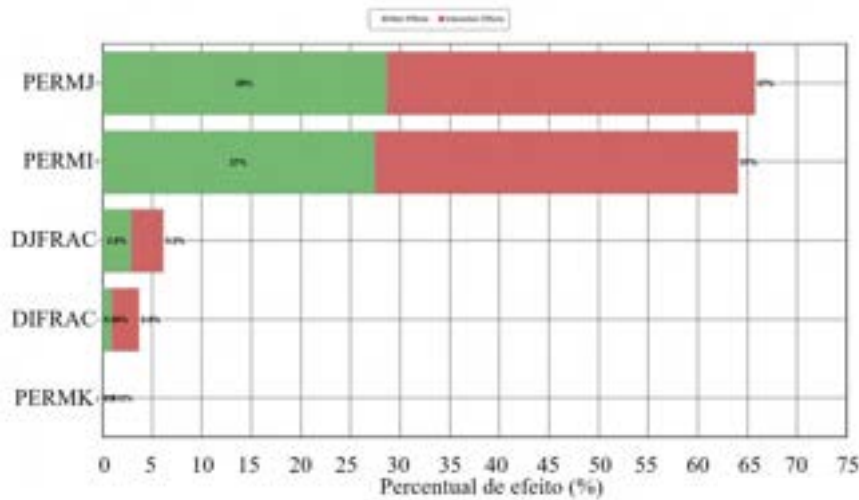
Figura 5 – Fator de recuperação de óleo (FR) para injeção de água



Fonte: Autoria própria.

Como é possível notar, o caso base está pouco otimizado, e apresenta um dos piores cenários. Como descrito para depleção, existe um teto em que os parâmetros têm efeito nas funções objetivos, como o caso base tem distanciamento elevado (190 metros) e permeabilidade horizontal bastante próxima do limite mínimo (200 mD), é observado recuperação menor no caso base. Apenas de forma empírica, já se é possível notar que os parâmetros de espaçamento e permeabilidade tem impacto significativo. A Figura 6 representa a análise de Sobol para o fator de recuperação do óleo.

Figura 6 – Análise de Sobol para o fator de recuperação do óleo apenas com injeção de água; em verde o efeito individual, em vermelho o efeito de interação



Fonte: Autoria própria.

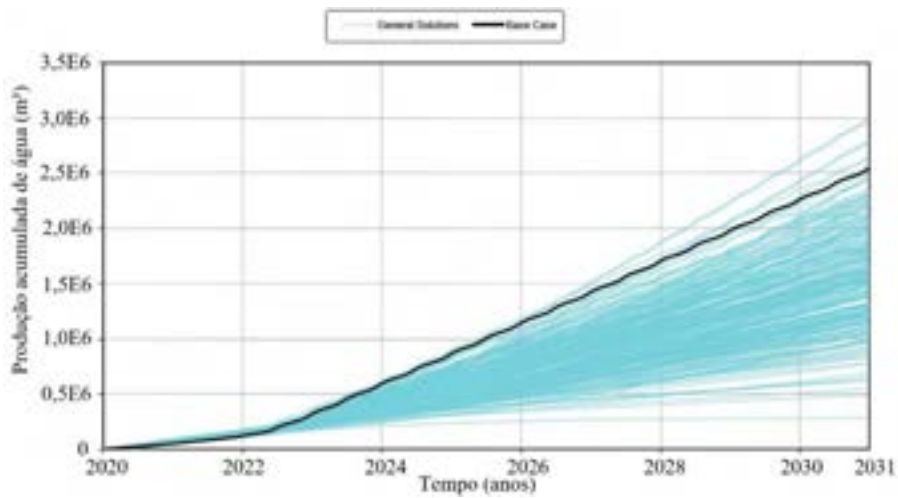
Da análise de Sobol é possível confirmar, apesar do elevado grau de efeitos conjuntos, que as permeabilidades apresentam maior influência na injeção de água, com ambas as direções impactando de forma similar. Os espaçamentos entre as fraturas exercem influência bem menos significativa, enquanto a permeabilidade horizontal é desprezível neste caso.

O resultado pode novamente ser embasado pelo melhor varrido devido ao aumento proporcional da permeabilidade em ambas as direções, o mesmo sendo observado para o espaçamento, uma vez que malhas densas de fraturas tendem a formar caminhos preferenciais de fluxo do fluido com maior mobilidade (neste caso a água injetada) (Agada & Geiger, 2014).

c) Water alternate gas (WAG)

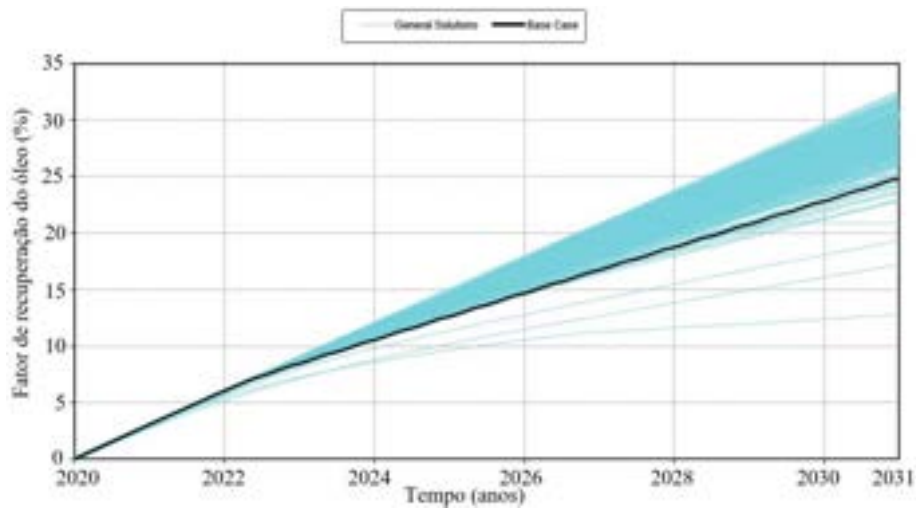
Pelos resultados apresentados na Figura 8, é notório que para recuperação por WAG o grid fraturado tem efeito mais significativo em relação à recuperação primária por injeção de água, com aumento de 6% no fator de recuperação de óleo entre os casos mais otimistas analisados, e o intervalo entre os casos extremos (WAG) é mais de 10%. Para a água produzida, como demonstrado na Figura 7, foi observado percentual de efeito ainda maior, com variação de mais de 2E6 m³ de produção acumulada (um percentual de mais de 100%).

Figura 7 – Produção acumulada de água para modelo de fluxo fraturado



Fonte: Autoria própria.

Figura 8 – Fator de recuperação do óleo para o modelo de fluxo fraturado



Fonte: Autoria própria.

Pelo resultado da análise de Sobol (Figura 9), a permeabilidade vertical teve maior influência individual do modelo, em contrapartida a modelos anteriores, porém devido à injeção de gás, o varrido vertical do reservatório é mais eficiente. Os efeitos combinados foram predominantes nas permeabilidades horizontais, porém o efeito individual não pode ser desconsiderado.

Figura 9 – Análise de Sobol para WAG

Fonte: Autoria própria.

Outro ponto importante: o varrido da rocha matriz também pode ser considerado baixo em ambos os casos. Como disposto por Warren and Root (1963), a função de transferência rocha-matriz depende, primordialmente, do diferencial de pressão entre os meios. Como observado no caso com depleção natural apenas, a energia do reservatório é baixa, e devido ao mecanismo de fluxo ser dominante pelas fraturas (modelo DUALPERM), a transferência rocha matriz deveria ocorrer em ordem de se manter a produção, porém uma vez que o grid fraturado é drenado, a transferência é lenta e o fluxo ocorre basicamente em linha direta do injetor para os produtores.

CONCLUSÃO

O modelo com malha fraturada desenvolvido por Vasquez et al. (2018), se mostrou capaz de reproduzir os resultados esperados, e produzir resultados satisfatórios seguindo os resultados prévios quando comparados aos dados da literatura (Agada & Geiger, 2014; Muralidharam *et al.*, 2005), tendo sido possível descrever o comportamento da produção por meio da variação de propriedades em ambientes multifísicos como o objetivado.

O modelo de fluxo com a malha fraturada apresentou resultados conclusivos. A análise do espaçamento de fraturas no modelo é parâmetro-chave para precisão da simulação, tendo variações diretas nos perfis de produção; em modelos sem nenhum método de recuperação secundária, a densidade de fraturas é um fator negligenciável, embora a permeabilidade das fraturas não seja. Foi observado um teto para a



permeabilidade, ficando em torno de 200 mD, muito próximo do valor do caso base selecionado.

Sendo utilizada injeção de água apenas, fica claro que para o modelo em questão, quanto menor o espaçamento entre as fraturas (maior a densidade e a conectividade entre fraturas), melhor a produtividade do poço, devido ao aumento do varrido de óleo do reservatório. O mesmo é válido para o aumento da permeabilidade das fraturas a um espaçamento constante. Também foi observado que existe um teto em que a variação das propriedades deixa de ser representativa, sendo de 50 metros para o espaçamento, e, tal qual o modelo com depleção natural, 200 mD para a permeabilidade. A permeabilidade vertical das fraturas pode não ter efeito suficiente para injeção de água.

Para simulações em que ocorre injeção de gás (WAG, ou injeção de gás somente), o inverso é observado em relação à injeção de água: quanto menor o espaçamento e quanto maior a permeabilidade, mais pessimistas foram os resultados. O único parâmetro com influência positiva nestes casos foi a permeabilidade vertical, que facilita a dispersão do óleo em todo o volume do reservatório. O efeito combinado das permeabilidades vertical e horizontal também foi de grande influência, devido a maior dispersão do óleo verticalmente antes de chegar ao poço produtor.

REFERÊNCIAS

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Number of EOR projects in operation globally, 1971-2017. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/number-of-eor-projects-in-operation-globally-1971-2017>. Acesso em: 10 de jan. de 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World total energy supply by source, 1971-2019. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-total-energy-supply-by-source-1971-2019>. Acesso em: 10 de jan. de 2022.

CMG. **User's Guide IMEX**. Computer Modeling Group Ltd. Calgary, CAN, 2008.

ZHANG, T. et al. An analytical model for relative permeability in water-wet nanoporous media. *Chemical Engineering Science*, [s. l.], v. 174, p. 1-12, Dec. 2017.

MOONEY, C. Z. **Monte carlo simulation**. [S. l.]: SAGE Publications, 1997.

MENDES, Luiza de C. et al. Topological analysis of fault network in naturally fractured reservoirs: a case study from the pre-salt section of the Santos Basin, Brazil. *Journal of Structural Geology*, [s. l.], v. 159, p. 104-597, 2022.

AGADA, Simeon; GEIGER, Sebastian. Wettability, trapping and fracture-matrix interaction during WAG injection in fractured carbonate reservoirs. In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA. Anais [...]. Tulsa, Oklahoma, USA: Society of Petroleum Engineers, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169054-MS>.

MURALIDHARAM, V. Investigating the changes in matrix and fracture properties and fluid flow under different stress-state conditions. Saudi Aramco Journal of Technology, 2005.

HARO, H. A. V.; GOMES, M. S. de P.; RODRIGUES, L. G. Numerical analysis of carbon dioxide injection into a high permeability layer for CO₂-EOR projects. Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands, v. 171, p. 164-174, Dec. 2018.

WARREN, J. E.; ROOT, P. J. The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, [s. l.], v. 3, n. 3, p. 245-255, Sept. 1963.

GEOCIÊNCIAS

ANÁLISE DO IMPACTO DO REFINO CARTESIANO NA SIMULAÇÃO DE MODELOS SINTÉTICOS DE RESERVATÓRIOS COMPOSICIONAIS

Francisco H. D. L. Neres¹, Beatriz F. Martins¹, Francisco L. D. Silva¹, Luis G. Rodrigues¹

¹Universidade Federal do Ceará (UFC)

RESUMO

A simulação de reservatórios representa um grande avanço tecnológico e econômico na indústria do petróleo. Estudos relacionados à otimização de parâmetros de refino de malha durante a modelagem têm sido desenvolvidos no mundo e continuam a ser ferramentas de análise aplicadas na modelagem e no ajuste de histórico da produção de reservatórios reais. Esse trabalho tem como objetivo realizar uma análise de refino de malha em modelos sintéticos de reservatórios heterogêneos com características similares de reservatórios encontrados no Brasil e disponíveis na literatura. Durante o trabalho foram gerados 6 cenários de simulações com diferentes modelos e arranjos de refino cartesiano de grids. Os resultados apontaram que os modelos refinados podem diferir dos resultados encontrados no modelo original em percentual de produção. Conclui-se que esses resultados estão relacionados à acurácia nos cálculos da simulação em escala menor, onde os resultados refinados conseguem expressar melhor a dinâmica do fluido do interior do reservatório até a sua saída no poço.

Palavras-chave: heterogêneo; malha; refino; reservatório.

INTRODUÇÃO

Com o avanço da tecnologia, metodologias de desenvolvimento de projetos foram elaborados com o intuito de maximizar lucros e minimizar perdas econômicas. A ciência da modelagem e simulação de reservatórios surgiu como uma alternativa para realizar análises com o intuito de auxiliar na tomada de decisões de desenvolvimentos de um campo.

Ainda a respeito da simulação de reservatórios, Aziz (1993) relata que a escolha de um simulador apropriado, bem como a resolução das equações que regem o modelo de fluxo de reservatório é essencial para a boa previsão de comportamento de fluidos. Além disso, ainda relata sobre a importância de as características geológicas serem apresentadas apropriadamente, e que represente, o mais fielmente possível, o mecanismo de transporte de matéria no reservatório.

Carlson (2006) aponta três pilares do cálculo de reservatórios que governam a modelagem e simulação: conservação da massa, lei de transporte e equação de estado. As formulações matemáticas atuam de modo matricial. Das formulações matriciais

surtem os grids de simulação. Os grids são estruturas matriciais que se arranjam conforme a estrutura geológica do reservatório para atuar na discretização dos comportamentos de fluxo, pressão e interação entre os compostos presentes no reservatório (bloco de simulação).

Há diversos modelos de grid que podem ser aplicados nas simulações. O tamanho e o formato das células do grid ditam o passo da complexidade da análise numérica. Cada célula contém características específicas da região em que estão inseridas no reservatório.

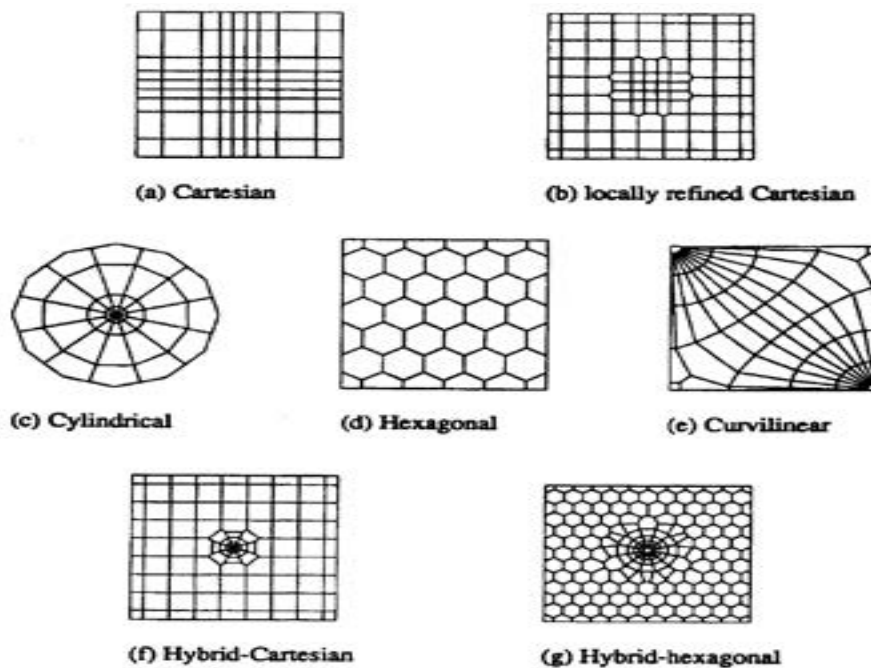
Quanto mais heterogêneo e complexo for a célula de simulação (volume de controle), mais inconsistentes são os resultados gerados deste. Em contrapartida a isso, o refino ou fracionamento dessas células-mãe é uma saída bastante utilizada na academia e na indústria, visando sempre uma maior precisão acerca das possibilidades da vida economicamente útil de um campo de exploração. As técnicas de refinamento utilizadas para uma melhor compreensão do fluxo nos reservatórios são sempre pauta das discussões no meio científico e industrial (NERES, 2019).

As primeiras simulações numéricas foram realizadas empregando a discretização do tipo cartesiana. Esse grid é construído aliando os blocos ao longo das direções ortogonais, podendo existir, em seguida, alguma distorção para o ajuste com a conformidade geológica do reservatório. Entretanto, esse tipo de discretização apresenta desvantagens consideráveis, como dificuldade de aplicação de condições de contorno em reservatórios de fronteiras arbitrárias, acentuado nível de difusão numérica pela dificuldade de alinhamento da malha com as direções de escoamento e a exigência de um significativo refinamento para descrever contornos e superfícies de reservatórios de geometrias irregulares e com presença de heterogeneidades (DA CUNHA, 1996).

Para controlar problemas relativos à geometria e da presença de heterogeneidades, alguns trabalhos foram apresentados utilizando o grid híbrido, onde foi detectado de forma mais efetiva o comportamento dos fluxos que se localizam em regiões de grandes variações de pressão e saturação. Segundo Pedrosa e Aziz (1986), a necessidade de um modo simples e preciso para representar poços nos simuladores de reservatórios conduziu ao desenvolvimento da aproximação da malha híbrida. Nessa técnica, uma malha cartesiana é usada para representar todo o reservatório, porém nas

regiões que possuem poços utiliza-se uma malha curvilínea ortogonal, conforme a Figura 1.

Figura 1: Exemplos de designs de grid empregados na simulação de reservatórios de petróleo.



Fonte: Aziz, Khalid (1993).

A partir dessa perspectiva, o presente trabalho visa averiguar o comportamento de produção de reservatórios heterogêneos a partir de estudos de refinamento de grid, e dessa forma avaliar o cenário de refinamento que melhor represente a dinâmica de produção do reservatório.

METODOLOGIA

A metodologia adotada foi baseada na formação de diferentes cenários de refinamento em blocos distintos.

Em um primeiro momento foi construído um modelo de reservatório montado com base em propriedades mostradas na Tabela 1. O modelo construído com o grid grosseiro será nomeado como modelo 0, e ele será a base para realizar a análise das

características de reservatório inerentes à produção acumulada de óleo, CO₂ e água, como a variação da pressão do reservatório ao longo do tempo de produção.

Tabela 1: Propriedades de reservatório adotadas para simulações

Propriedades	Reservatório 1	Reservatório 2
Células do reservatório	Características 17 x 17 x 8	Características 11 x 11 x 11
Arranjo dos poços	Five-spot invertido	Five-spot invertido
Compressibilidade da rocha(1/KPa)	5.0989E-06	5.0985E-07
Bottom Hole Pressure(KPa)	24816	68646
Range de porosidade	0.019 – 0.405	0.33
Range de permeabilidade (mD)	0.001 – 10000	48

Fonte: Autoria própria

Logo após essa etapa, e com base no modelo 0, foram gerados outros cenários, mostrados na Tabela 2, com arranjos e tipos de refino diferentes entre si, almejando observar as alterações de produção e de comportamento das saturações entre os reservatórios.

Tabela 2: Cenários avaliados de refino de grid

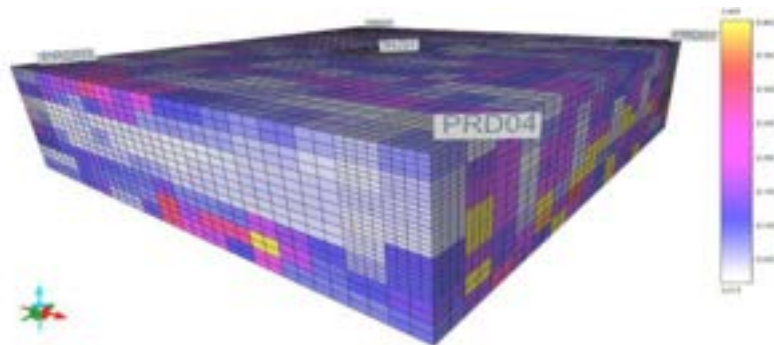
Bloco de simulação	Cenário	Características
I – Refino cartesiano	1	Tipo '4-2'
	2	Tipo '6-4'
	3	Tipo '8-6'

Fonte: Autoria própria.

Onde no “reservatório 1” no refino cartesiano o tipo "4-2" (Figura 2) representa que há um fracionamento em 4 partes das células-mãe no poço e das células imediatamente vizinhas às células dos poços; o restante do reservatório sofre um fracionamento em 2 partes nas células-mãe do reservatório. O refino "6-4" (Figura 3)

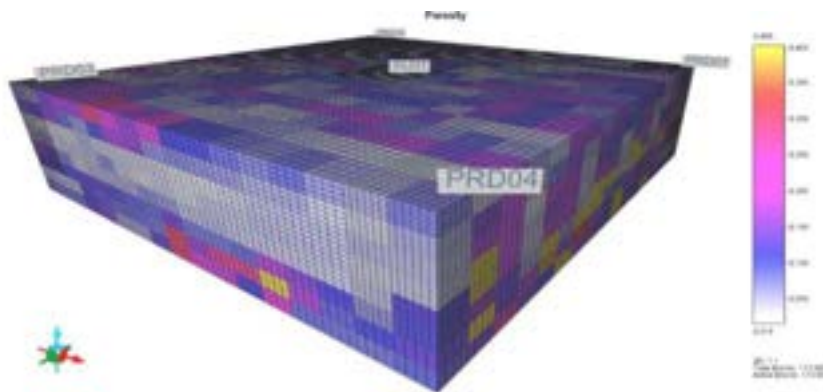
representa um fracionamento em 6 partes das células-mãe no poço e das células imediatamente vizinhas às células dos poços; o restante do reservatório sofre um fracionamento em 4 partes nas células-mãe do reservatório. E o refino "8-6" (Figura 4) representa que há um fracionamento em 8 partes das células-mãe no poço e das células imediatamente vizinhas às células dos poços; o restante do reservatório sofre um fracionamento em 6 partes nas células-mãe do reservatório.

Figura 2: Reservatório 1 sob o refino "4-2"



Fonte: Autoria própria.

Figura 3: Reservatório 1 sob o refino "6-4"



Fonte: Autoria própria.

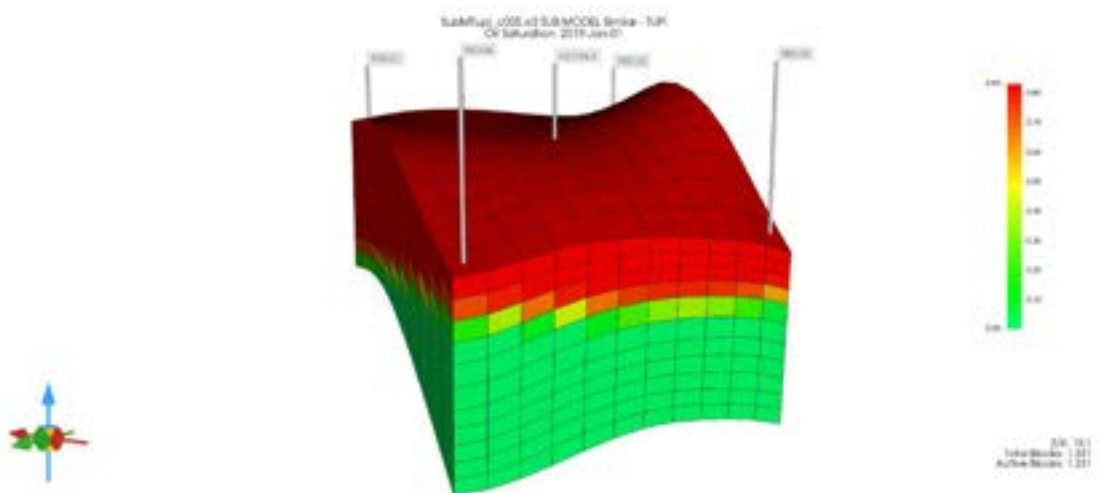
Figura 4: Reservatório 1 sob o refino "8-6"



Fonte: Autoria própria.

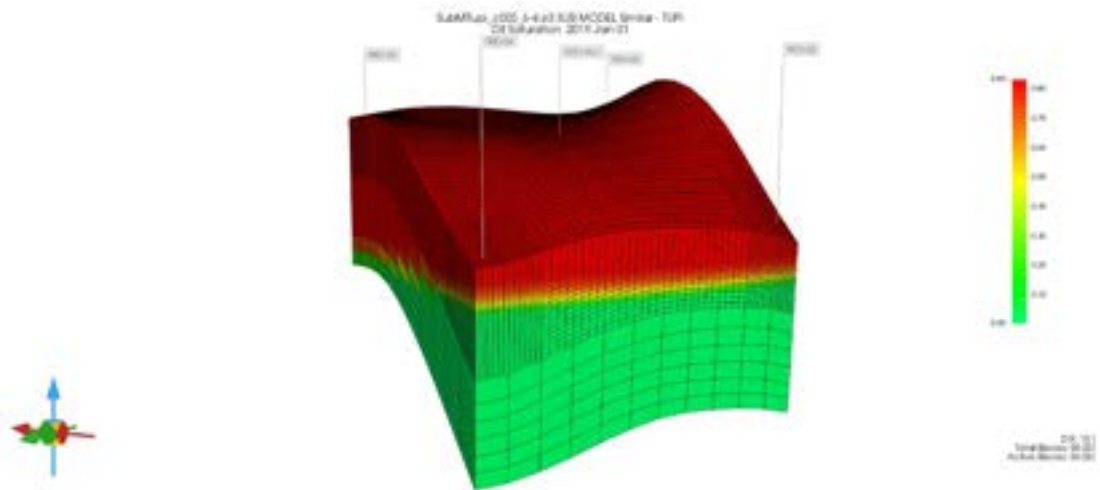
Procedimento similar de refino também é aplicado no “reservatório 2”, contudo a geometria geral do modelo passa a ser do tipo *coner point*, o que evidencia a diferença de malha entre os modelos. As figuras a seguir, ilustram o refinamento seguindo o método proposto.

Figura 5: Reservatório 2 sob o refino "4-2"



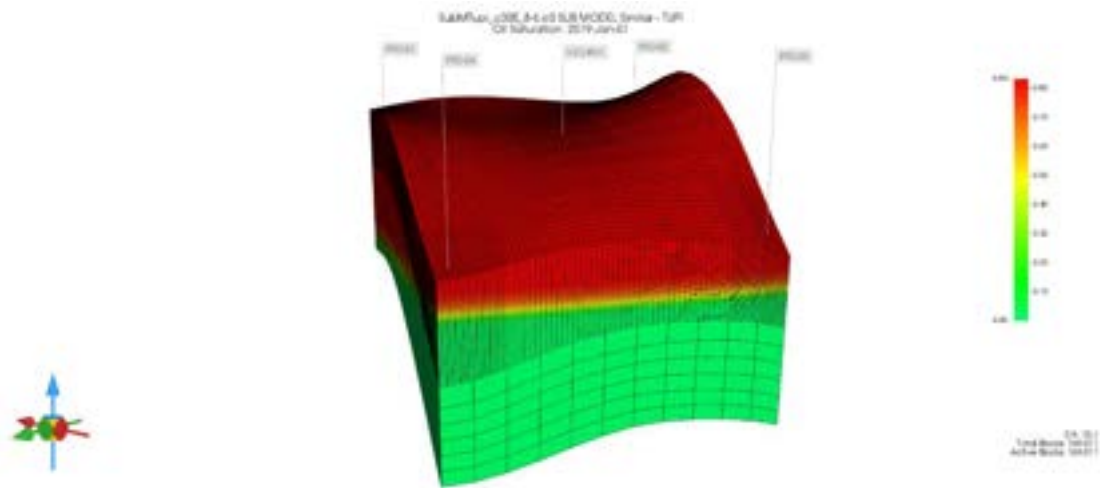
Fonte: Autoria própria.

Figura 6: Reservatório 2 sob o refino "6-4"



Fonte: Autoria própria.

Figura 7: Reservatório 2 sob o refino "8-6"



Fonte: Autoria própria.

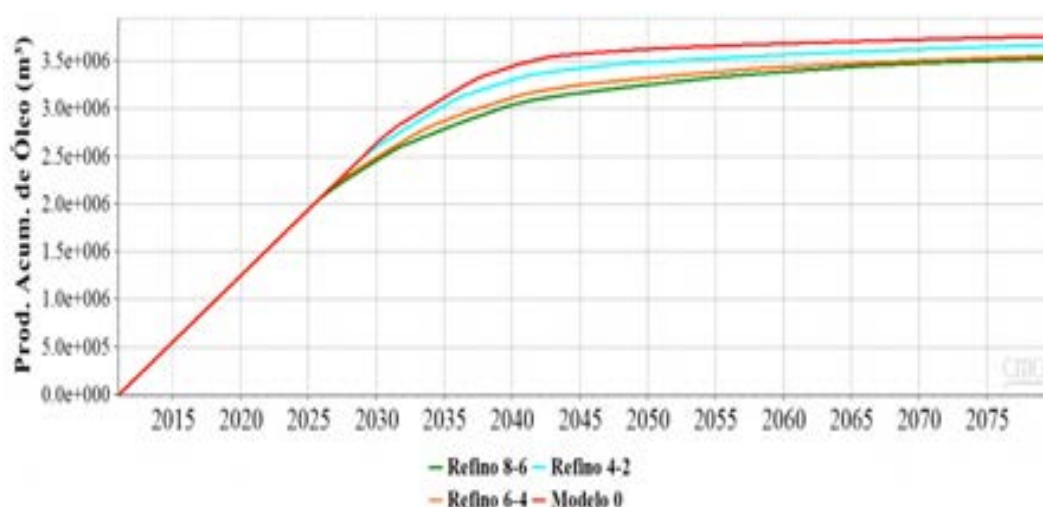
RESULTADOS E DISCUSSÃO

Como foi descrito na metodologia aplicada, os diferentes tipos de refinamentos serão analisados em três modelos diferentes, com intuito de mostrar a aplicabilidade do refino de malha nas simulações de reservatórios. Todos os modelos utilizaram a distribuição de poços *five-spot* invertido. A seguir serão analisados os impactos dos refinamentos “4-2”, “6-4” e “8-6” em relação aos modelos originais.

- **Reservatório 1**

O refino é aplicado até alcançar um patamar em que, independente de um refino ainda mais acentuado, os resultados são muito próximos. Utilizar uma malha mais refinada apenas despenderia mais recursos computacionais. É perceptível que, a cada grau aplicado de refinamento, surja uma nova tendência de resultados, como pode ser observado pela Figura 8.

Figura 8: Produção acumulada de óleo no Reservatório 1: Original e refinamentos

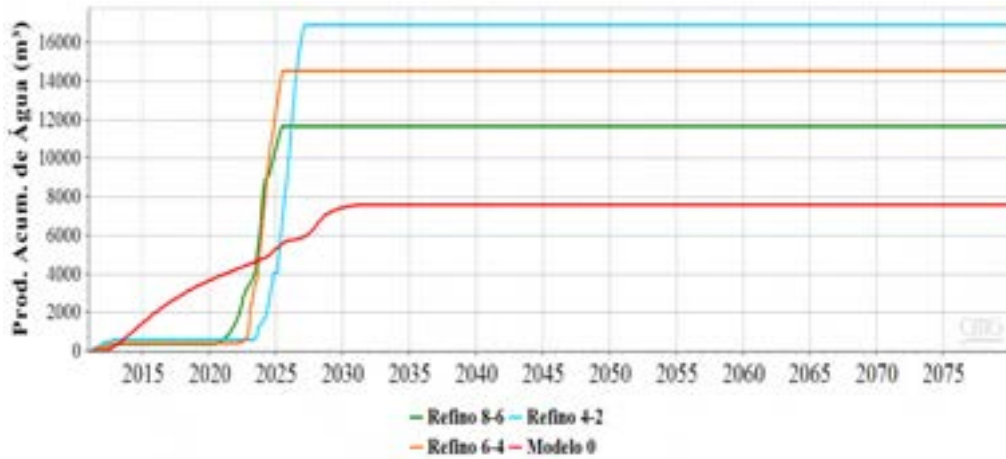


Fonte: Autoria própria.

Neste caso, há uma redução do valor estimado de produção de óleo ao longo do tempo de simulação, devido a uma melhor percepção do efeito dispersivo do CO₂ no óleo que pode ser notado com maior precisão à medida que houve uma aplicação de refino mais acentuada ao modelo original. O volume produzido acumulado, estimado pelo modelo 0, é 3,76E+06 m³. A redução dessa perspectiva, pelo Refino 8-6, trouxe a estimativa de um novo patamar de produção de aproximadamente 3,52E+06 m³, o que representa uma redução de aproximadamente 6,4%. Apesar de aparentar ser uma

diferença relativamente pequena, quantitativamente, esse volume representa uma baixa significativa na via de análise econômica. A seguir será analisado a produção acumulada de água (Figura 9).

Figura 9: Produção acumulada de água no Reservatório 1: Original e refinis



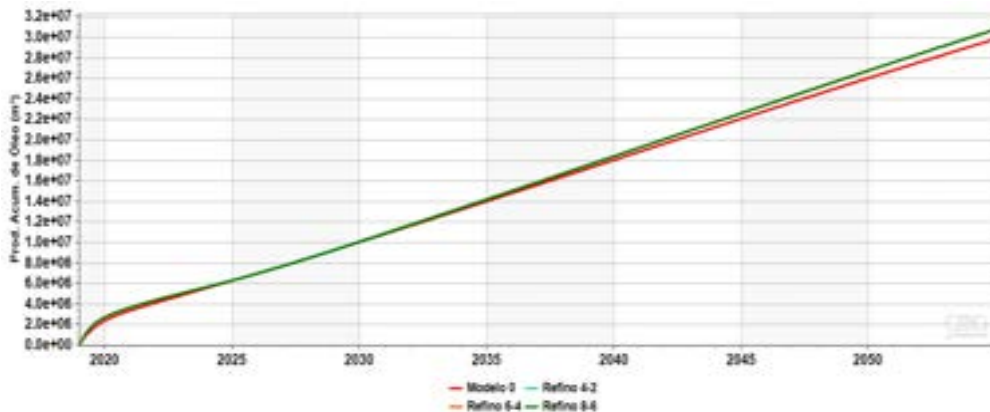
Fonte: Autoria própria

A aplicação de níveis diferentes de refino também modificou a linha de resultados apresentados no modelo base referente à produção de água. A expectativa apresentada a partir do Refino 4-2 foi alterada a cada nova aplicação de refino. O salto de produção foi de aproximadamente 4000 m³, considerando o resultado do Refino 8-6 como resultado mais próximo à realidade por analisar em um nível de detalhamento maior que o modelo original.

- **Reservatório 2**

O reservatório 2 é um reservatório com malha em *coner point* e fluido com 3 elementos e será abordado a seguir.

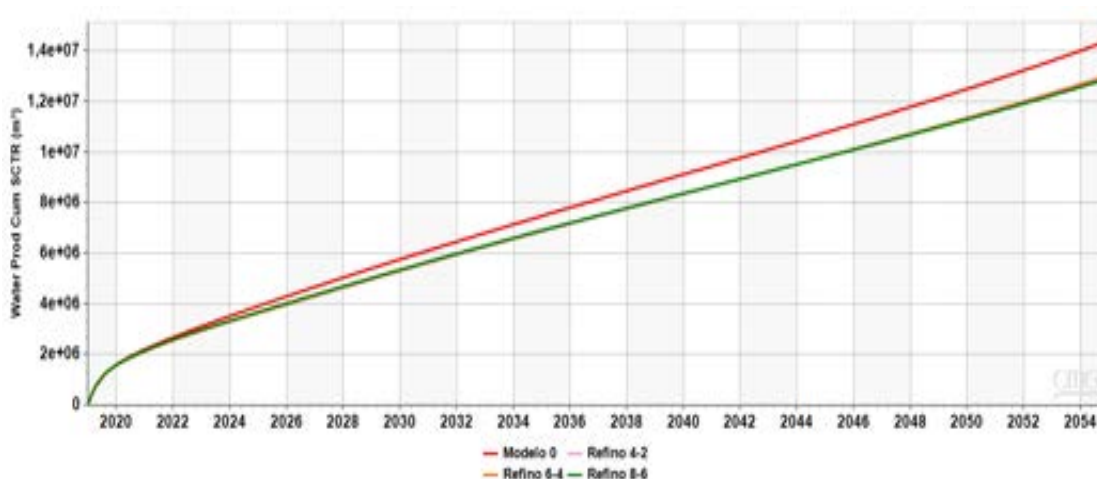
Figura 10: Produção acumulada de óleo no reservatório 2: Original e refinis



Fonte: Autoria própria.

Os modelos refinados (Figura 10) apresentaram um aumento na produção acumulada de óleo. Enquanto no modelo original a produção foi de $2,9E+07$ m³, nos três modelos refinados houve um aumento de 3,07% em suas produções acumuladas de óleo. Isso mostra que um modelo mais acentuado de refino apresenta resultados muito próximos do modelo original. Essa tendência se segue à medida que se aumenta o grau de refinamento, portanto neste modelo sintético o uso de uma malha mais refinada não causou grande impacto na produção de óleo. Além de observarmos o comportamento do óleo é importante analisar o comportamento da chegada da água nos poços produtores.

Figura 11: Produção acumulada de água no reservatório 2: Original e refinados



Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 11 podemos observar o comportamento da produção acumulada do fluido injetado, água, percebe-se a diminuição da dispersão do fluido no óleo, como já citado. Houve uma diminuição de 10,7% da produção de água nos modelos refinados em relação ao modelo original, onde a produção de água foi de $1,44E+07$ m³ de água. Esse comportamento tende a ser mais acentuado à medida que se aumenta o grau de refinamento do modelo. Nesses casos o refinamento ocasionou uma diminuição da dispersão do fluido injetado no óleo.

CONCLUSÃO

O refinamento de um modelo tem muitas vantagens para a simulação de reservatórios. A aproximação do modelo com a realidade, a obtenção de dados mais precisos, além da previsão que é possível se obter com um modelo bem construído.

Todavia, quanto mais refinado é um modelo, mais tempo de simulação é esperado, além de necessitar de um poder computacional maior. Portanto é necessário encontrar um ponto ótimo para a aplicação do refinamento em um modelo. Como mostrado nos resultados obtidos, nas Figuras 8 e 11, a produção de óleo teve um pequeno aumento nos modelos refinados. No entanto, o modelo com refinamento “4-2”, “6-4” e “8-6” obtiveram o mesmo aumento.

Nesse caso, a utilização do refinamento “4-2” se torna mais viável, pois além de se obter o mesmo gráfico de produção de óleo, leva bem menos tempo de simulação. Desse modo é possível ver que nem sempre um modelo com um refinamento maior terá melhores resultados.

REFERÊNCIAS

AZIZ, Khalid. Reservoir simulation grids: opportunities and problems. *Journal of Petroleum Technology*, [s. l.], v. 45, n. 7, p. 658-663, 1 July 1993.

DOI: <https://doi.org/10.2118/25233-PA>.

CARLSON, M. R.. **Practical Reservoir Simulation: using, assessing, and developing results**. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books, 2003.

NERES, F. H. de. L. Análise do comportamento de produção de reservatório heterogêneo em condição de pré-sal por meio de aplicação de técnicas de refino de grid e mudança de escala. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

DA CUNHA, A. R.; **Uma metodologia para simulação numérica tridimensional de reservatórios de petróleo utilizando modelo Black-Oil e formulação em frações**



mássicas. 1996. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Santa Catarina, Florianópolis, 1996.

PEDROSA, O. A.; AZIZ, K. Use of a hybrid grid in reservoir simulation. SPE Reservoir Engineering, [s. l.], v. 1, n. 6, p. 611-621, 1 Nov. 1986.

DOI: <https://doi.org/10.2118/13507-PA>.

**MEIO AMBIENTE E
DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL**

CARACTERIZAÇÃO DO CASCALHO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS ONSHORE DA BACIA POTIGUAR E SISTEMATIZAÇÃO DOS RISCOS AMBIENTAIS

Caio A. D. Silva¹, Marcelo T. Gurgel¹, Alisson G. Medeiros¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

As atividades da indústria do petróleo, apesar de promoverem investimentos e crescimento econômico, geram resíduos que podem impactar o meio ambiente. Assim, esta pesquisa tem como objetivo caracterizar o cascalho de perfuração (DC) gerado na perfuração de poços terrestres no Semiárido Potiguar e verificar sistematicamente os riscos ambientais de um possível descarte inadequado. Para tanto, foram realizados ensaios físicos, mineralógicos, químicos e microestruturais deste material, que juntamente a parâmetros da provável área de disposição, além de extensa pesquisa bibliográfica, possibilitaram a sistematização dos riscos ambientais associados à disposição desses resíduos no meio ambiente por meio da metodologia da Matriz Leopold, correlacionando os critérios de geração, tratamento e descarte do material e fatores físicos, bióticos e socioeconômicos. A análise ajudou a concluir que o cascalho pode causar impactos que variam de baixa à alta magnitude e importância nos componentes avaliados, e que se descartados diretamente no meio ambiente, impactam na qualidade do solo e da água. Assim, essa avaliação é essencial para auxiliar na tomada de decisões e na elaboração de políticas para a sustentabilidade.

Palavras-chave: gestão sustentável; resíduos de perfuração; potencial poluidor.

INTRODUÇÃO

As atividades de extração de recursos naturais estão em constante crescimento. A indústria do petróleo trata-se de uma das atividades exploratórias que mais geram resíduos, que possuem os mais diversos impactos ao ambiente (PASTOR; HERNÁNDEZ, 2012). Dentre esses resíduos, pode-se citar o cascalho de perfuração, cuja origem é vinculada à exploração de poços de petróleo e gás natural. Estima-se que são gerados 13m³ de cascalho para cada 100m de avanço na perfuração de poços onshore, segundo a Petrobras (2010 *apud* FIALHO, 2012). A disposição inadequada deste cascalho pode provocar a contaminação do ambiente depositório e modificar a realidade local, causando um sério problema de poluição ambiental.

Tal situação carece de estudos de carácter sistemático para traçar rotas de impactos e verificar suas influências nas propriedades do ambiente receptáculo. Dialogar com o contexto da economia circular, reinserindo o cascalho em novos

materiais, pode ser uma oportunidade de negócio e uma solução para a criação de uma logística racional de uso dos recursos naturais, tendo em vista a realidade climatológica e financeira existente no semiárido brasileiro.

Neste sentido, este trabalho objetivou caracterizar o cascalho de perfuração proveniente de poços onshore da Bacia Potiguar e verificar sistematicamente os riscos ambientais agregados à possível disposição direta no ambiente, através da aplicação de metodologia de avaliação de impactos ambientais por Matrix de Leopold.

METODOLOGIA

O cascalho de perfuração foi caracterizado por extrato solubilizado, pela NBR 10006 (ABNT, 2004) e por fluorescência de raios X (XRF) e Difração de Raios-X (DRX).

Uma matriz de Leopold foi construída para tratar da correlação dos efeitos causados pelo possível descarte do cascalho no meio ambiente, a partir de sua composição química, derivada dos testes realizados nos cascalhos de perfuração da região da Bacia Potiguar. Os critérios de avaliação estão expressos na Tabela 1.

Tabela 1- Critérios sobre a magnitude e importância do impacto na Matriz Leopold.

Magnitude		Importância		Classificação
Intensidade	Modificação	Intensidade	Modificação	
Baixo	Baixa	Temporária	Isolada	1
Baixa	Média	Média	Isolada	2
Baixa	Alta	Permanente	Isolada	3
Média	Baixa	Temporária	Local	4
Média	Média	Média	Local	5
Média	Alta	Permanente	Local	6
Alta	Baixa	Temporária	Regional	7
Alta	Média	Média	Regional	8
Alta	Alta	Permanente	Regional	9
Muito Alta	Alta	Permanente	Nacional	10

Fonte: Adaptado de Leopold (1971).

A utilização da matriz de Leopold permite qualificar e avaliar os impactos ambientais, positivos e negativos, com base em sua magnitude, importância, extensão, duração e reversibilidade, durante as fases de perfuração, manuseio/transporte e disposição de resíduos (LEOPOLD, 1971).

Os impactos totais podem variar numericamente, sendo estabelecido o intervalo entre 1 e 301 como o valor representativo do agrupamento de baixo impacto, de 301 a 601, sendo considerado um agrupamento de médio, de 601 a 1001, o alto impacto ambiental e acima de 1001, crítico impacto. Quanto aos resultados, eles foram divididos em três grupos de componentes: fatores físicos, bióticos e socioeconômicos, de acordo com a natureza dos indicadores.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A avaliação geral das atividades relativas ao ciclo do cascalho de perfuração, com base na literatura, através da Matriz de Leopold, na região do semiárido potiguar, apresentou valores que variaram de baixo a impacto crítico.

O solo é bastante afetado (vinculado à perfuração, transporte e disposição desse cascalho), pois modificam-se componentes quanto à sua qualidade, gerando prejuízo no intercâmbio iônico, importante ao manejo. No solo, a avaliação sugere que essas atividades podem causar altos impactos de natureza negativa (-977).

Esses impactos acabam influenciando direta e indiretamente a captação de água dos corpos hídricos superficiais e subterrâneos locais, atuando local e até regionalmente neste subcomponente, sugerindo um nível de impacto de magnitude muito elevada (-1017), um impacto ambiental crítico.

Na atmosfera, os fatores foram avaliados em termos de mudanças na qualidade do ar, clima e temperatura decorrentes do tratamento da DC, resultando em um baixo impacto nesse sentido (-282). Tais impactos a esses sistemas ambientais também foram verificados por SHARIF et al. (2017) e POYAI et al. (2020).

Os valores determinados na Matriz para os componentes de fauna e flora foram -462 e -428, respectivamente. Pode-se concluir que nestes sistemas ocorre impacto médio. Quanto aos impactos socioeconômicos, houve impactos positivos, principalmente no que diz respeito à geração de renda. No entanto, o impacto final



resultante de todos os subcomponentes e fatores resultou em um valor negativo (-28), o que representa um impacto negativo mínimo.

CONCLUSÃO

Verificou-se, por meio da Matriz Leopold, que o cascalho de perfuração (DW) de poços terrestres na Bacia Potiguar descartado sem tratamento pode causar impactos ao meio ambiente. Esse descarte direto de brita no meio ambiente atua impactando diretamente os sistemas: solo (alto impacto), água (muito alto impacto) e atmosfera (baixo impacto) e causa impactos aos componentes bióticos (médio impacto) e socioeconômicos (baixo impacto).

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP), Gestão FINEP, com recursos do investimento na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015, através de financiamento e apoio ao projeto.

REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 10006: procedimento para obtenção de extrato solubilizado de resíduos sólidos. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.
- LEOPOLD, L. B. et al. **A procedure for evaluating environmental impact**. 1971. U.S. Geological Survey Circular 645, Washington, D.C.
- SHARIF, Ahammad et al. Drilling waste management and control the effects. *Journal of Advanced Chemical Engineering*, [s. l.], v. 7, n. 1, p. 1-9, 2017.
- POYAI, T. et al. Solvent-based washing as a treatment alternative for onshore petroleum drill cuttings in Thailand. *Science of the Total Environment*, [s. l.], v. 718, p. 1-17, May 2020.
- PASTOR, J.; HERNÁNDEZ, A. J. Heavy metals, salts and organic residues in old solid urban waste landfills and surface waters in their discharge areas: determinants for restoring their impact. *Journal of Environmental Management*, [s. l.], v. 95, p. 42-49, Mar. 2012.
- FIALHO, Poline Fernandes. **Cascalho de perfuração de poços de petróleo e gás: estudo do potencial de aplicação em concreto**. 2012. 217 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2012.



CARVÃO DA CASCA DA CASTANHA DE CAJU COMO BIOADSORVENTE NA REMOÇÃO DE Pb^{2+} E Cr^{3+}

Karine F. S. de Oliveira¹, Joemil O. Deus Junior¹, Maria A. C. Oliveira¹, Darliane S. Relva², Renata M. Braga²

¹Universidade Federal Do Rio Grande Do Norte (UFRN), ²Escola Agrícola de Jundiá (EAJ)

RESUMO

A água produzida (AP) de petróleo é um efluente industrial com composição bastante complexa, e seu descarte indevido gera danos ao meio ambiente. Um dos métodos de tratamento da água produzida é o processo de adsorção, e para baratear os custos tem-se usado materiais lignocelulósicos como bioadsorventes. O objetivo deste trabalho foi avaliar a potencialidade do carvão da casca da castanha de caju quimicamente modificado com NaOH (CCC_Na), como bioadsorvente, na remoção de Pb^{2+} e Cr^{3+} em solução aquosa variando o tempo de contato entre o bioadsorvente e o íons metálico. O estudo mostrou que a bioadsorção foi rápida durante o tempo inicial de contato e o equilíbrio foi atingido após 240 minutos. O percentual de remoção dos íons metálicos no CCC_Na foi de 90,28% e 95,56% para o Pb^{2+} e Cr^{3+} . O estudo mostrou que o CCC_Na é um potencial bioadsorvente para mitigar os impactos ambientais causados pelo descarte de AP, além de agregar valor econômico ao subproduto agrícola.

Palavras-chave: bioadsorção; água produzida; metais.

INTRODUÇÃO

A água produzida (AP) de petróleo é um dos maiores subprodutos da indústria petrolífera e tem um impacto ambiental negativo devido à sua composição complexa e altos custos de descarte (Dickhout *et al.*, 2017). Por isso, a indústria petrolífera tem buscado cada vez mais alternativas de tratamentos para enquadramento destes contaminantes nos limites aceitáveis da resolução do CONAMA n° 430, de 13 de maio de 2011. Dentre as tecnologias desenvolvidas, a adsorção com carvão ativado é a mais utilizada. No entanto, o uso do carvão ativado (CA) como adsorvente eleva o custo da operação por ser dificilmente regenerado ou reativado após cada ciclo de adsorção (Schwantes *et al.*, 2018). Uma das alternativas para substituição do CA é o uso de materiais lignocelulósicos como bioadsorvente, devido às excelentes propriedades

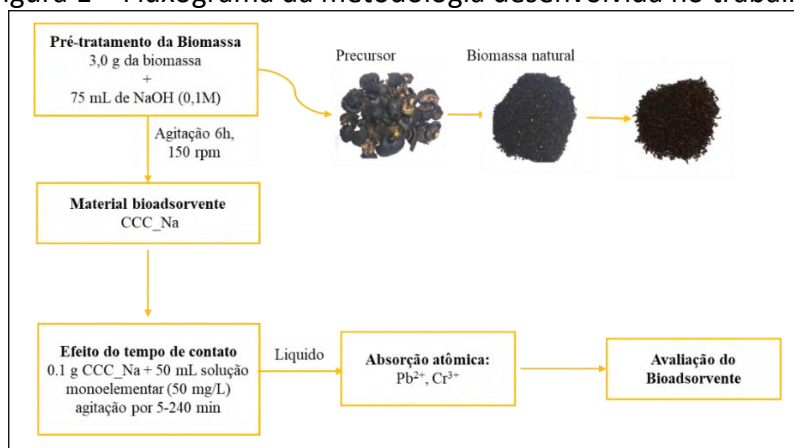
físico-químicas, assim como a disponibilidade na natureza, ser renovável e biodegradável (Neris *et al.*, 2019).

Neste contexto, a casca da castanha de caju (CCC) é um material lignocelulósico proveniente do beneficiamento do caju (*Anacardium occidentale* L), gerando uma quantidade elevada de resíduos. No Brasil, estima-se que são produzidas 133 mil toneladas de castanha de caju, em que 20% corresponde à casca, com uma produção anual de aproximadamente 26,6 mil toneladas (Oliveira *et al.*, 2021). Após a obtenção da amêndoa e do LCC, as cascas são descartadas de forma inapropriada causando problemas ambientais. Diante da busca por tecnologias e processos que possibilitam o aproveitamento integral dos processos produtivos, o objetivo deste trabalho foi avaliar o potencial de remoção dos íons Pb^{2+} e Cr^{3+} de um efluente sintético, utilizando o carvão da casca da castanha de caju após o tratamento alcalino, a fim de identificar o potencial desse bioadsorvente na adsorção de metais em efluentes como AP.

METODOLOGIA

O carvão vegetal da casca da castanha de caju, *Anacardium occidentale* L, foi obtido através do processo de queima da castanha de caju para a produção e comercialização da amêndoa assada. O trabalho foi desenvolvido seguindo a metodologia da Figura 1.

Figura 1 – Fluxograma da metodologia desenvolvida no trabalho.



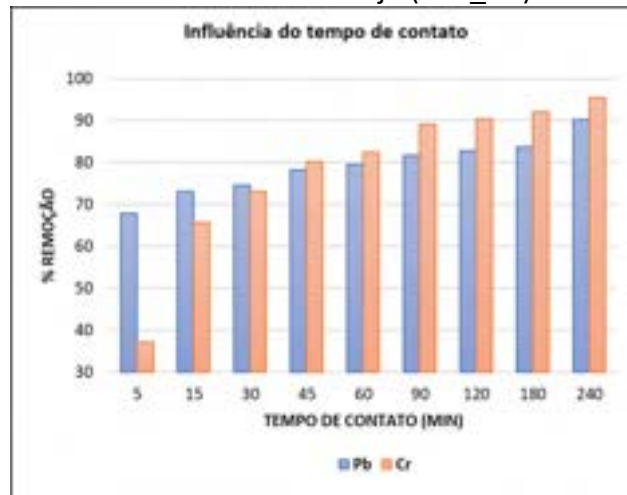
Após o tempo de contato, as amostras foram filtradas e as concentrações residuais dos íons determinadas por espectrofotometria de absorção atômica AA-6300 modo chama, Shimadzu. Todos os experimentos foram realizados em duplicata, bem como a obtenção de um branco analítico.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Efeito do tempo de contato

O tempo de contato é um dos parâmetros essenciais para o estudo dos fenômenos de transferência de massa, como adsorção. A partir dos resultados obtidos na Figura 2 pode-se avaliar que a biossorção foi rápida durante o tempo inicial de contato e mais devagar à medida que o tempo aumentava. Para o íon de Pb^{2+} a remoção ocorreu rapidamente em 10 minutos, para o Cr^{3+} a adsorção ocorreu mais rápida em 15 minutos. Para ambos os metais o equilíbrio não foi atingido em 240 minutos, mas a partir de 120 minutos a taxa de remoção aumentou lentamente. Inicialmente, o percentual de remoção é de 67,87% e 37,12% para o Pb^{2+} e Cr^{3+} , respectivamente, e chega até 90,28% e 95,56% para os tempos de contato de 240 min.

Figura 2 – Influência do tempo de contato entre os íons metálicos Pb^{2+} e Cr^{3+} e o carvão da casca da castanha de caju (CCC_Na) no % de remoção



A adsorção é rápida inicialmente, ocorrendo principalmente na superfície externa do bioadsorvente, à medida que os sítios da superfície se esgotam, a taxa de adsorção passa a ser controlada pela taxa de transporte do exterior para os locais interiores das partículas adsorventes (Oliveira *et al.*, 2021). Uma grande vantagem de adsorções rápidas, na prática, está na utilização da coluna, pois este tipo de adsorção requer uma coluna de volume menor, assegurando uma boa eficiência e economia do processo (Moreira *et al.*, 2009).

CONCLUSÃO

O uso do carvão da casca da castanha de caju modificada com NaOH é uma alternativa para a produção de bioadsorventes com alta capacidade de remoção de contaminantes no tratamento de efluentes industriais. A partir dos resultados obtidos do efeito do tempo na remoção chumbo e cromo, mostrou que em 240 minutos o percentual de remoção é de 90,28% e 95,56% para o Pb^{2+} e Cr^{3+} , respectivamente. O uso do resíduo sólido do carvão da casca da castanha de caju é uma alternativa relevante para o descarte desses resíduos e ainda possibilita agregar valor econômico a um subproduto que seria descartado.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPQ e Capes pelo apoio financeiro, e ao Labtam, à Petrobras e UFRN por todo o apoio ao desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

DICKHOUT, J. M.; MORENO, J.; BIESHEUVEL, P. M.; BOELS, L.; LAMMERTINK, R. G. H.; VOS, W. M. DE. Produced water treatment by membranes: A review from a colloidal perspective. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 487, p. 523 – 534, 2017.

MOREIRA, S. A.; SOUSA, F. W.; OLIVEIRA, A. G.; NASCIMENTO, R. F.; BRITO, E. S. DE. **Metal removal from aqueous solution using cashew bagasse**. *Quimica Nova*, v. 32, n. 7, 2009.

NERIS, J. B.; LUZARDO, F. H. M.; SANTOS, P. F.; ALMEIDA, O. N. DE; VELASCO, F. G. **Evaluation of single and tri-element adsorption of Pb^{2+} , Ni^{2+} and Zn^{2+} ions in aqueous solution on modified water hyacinth (*Eichhornia crassipes*) fibers**. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, v. 7, n. 1, p. 102885, 1 fev. 2019.

OLIVEIRA, K. F. S. DE; DEUS JUNIOR, J. O. DE; NASCIMENTO, T. L. DA S. DO; ANJOS, R. B. DOS; MELO, D. M. DE A.; BRAGA, R. M.; MELO, M. A. DE F. **Cashew nut shell (*Anarcadium occidentale* L) charcoal as bioadsorbent to remove Cu^{2+} and Cr^{3+}** . *Research, Society and Development*, v. 10, n. 2, p. e0510212238, 1 fev. 2021.

SCHWANTES, D.; GONÇALVES, A. C.; CAMPAGNOLO, M. A.; TARLEY, C. R. T.; DRAGUNSKI, D. C.; VARENNES, A. DE; SANTOS SILVA, A. K. DOS; CONRADI, E. **Chemical modifications on pinus bark for adsorption of toxic metals**. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2018.

COMPOSIÇÃO E PRINCIPAIS TÉCNICAS DE TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO

Liherberton F. dos Santos¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

A destinação água produzida é um dos grandes desafios ambientais para as empresas do setor devido à complexidade de sua composição. Tendo isso em vista, este trabalho se trata de uma revisão narrativa referente ao tema: composição da água produzida e seu tratamento. A pesquisa foi realizada na literatura nacional e internacional. A água produzida contém variedades de elementos químicos orgânicos e inorgânicos, provenientes principalmente do petróleo e/ou da formação em que estão contidos. São diversos os tratamentos que podem ser aplicados, no entanto, são necessárias várias técnicas para tratá-la, dependendo da destinação final.

Palavras-chave: água de produção de petróleo; efluente industrial; risco ambiental.

INTRODUÇÃO

A água produzida contém compostos orgânicos e inorgânicos naturais na forma de sólidos dissolvidos e suspensos, alta concentração de sais, bactérias, materiais radioativos de ocorrência natural, além de aditivos químicos sintéticos de complexa composição utilizados em operações de poço (SAPPINGTON e RIFAI, 2018). O descarte desse efluente, sem um tratamento adequado, pode interferir na sustentabilidade ambiental. Dessa forma, o tratamento aplicado a esse efluente deve adequar as substâncias perigosas presentes nele, a limites aceitáveis para seu descarte ou reutilização (OLAJIRE, 2020).

Tendo em vista esse quadro de risco ambiental ocasionado pelo descarte inadequado da água produzida, neste artigo será realizada uma revisão de narrativa enfatizando a composição da água produzida e o tratamento desse efluente.

METODOLOGIA

Este trabalho se trata de uma revisão narrativa relacionada ao tema: "Complexidade da composição da água produzida e seu tratamento". Foram pesquisadas

informações referentes ao tema na literatura nacional e internacional, na forma de artigos, livros teses e dissertações.

REVISÃO

A água produzida (AP) é o efluente elevado à superfície, juntamente com o petróleo e/ou gás natural, em operações de extração, o qual é constituído pela água presente na formação (água conata) e pela água que é injetada no reservatório para fins de recuperação de hidrocarbonetos (JIMÉNEZ et al., 2019). O fluido extraído, inicialmente do poço, é submetido a um pré-tratamento de separação óleo-gás-água em vasos de pressão. Esse tratamento é baseado na diferença de densidade dos fluidos em seu interior, na aglutinação de partículas de óleo, na força centrífuga e na mudança brusca de velocidade e direção do fluxo. A água que sai desse processo passa, ainda, pela desgaseificação e por um separador água/óleo, e posteriormente, segue para a destinação final (THOMAS, 2004).

A presença e a concentração dos componentes químicos, na água produzida, variam conforme a localização do ponto de extração, visto que diferentes locais do planeta diferem na formação geológica, composição do petróleo e do gás, condições operacionais, idade de poço e aditivos químicos utilizados (ECHCHELH et al., 2018).

Em geral, a AP apresenta teor de sais e íons inorgânicos igual ou maior ao da água do mar, sendo abundante de íons cloreto e sódio. Por consequência, sua densidade, também é superior (KABYL et al., 2020).

Na AP podem conter diversos metais, tais como ferro (Fe), cromo (Cr), bário (Ba), níquel (Ni), zinco (Zn), dentre outros; sendo os metais mercúrio (Hg), zinco, bário, manganês (Mn) e ferro encontrados em maior concentração do que na água do mar (AL-GHOUTI et al., 2019). Metais pesados como mercúrio, chumbo, níquel, prata, cromo e metaloides na forma de arsênio (As), em diferentes concentrações, também podem estar presentes na AP (ISEK et al., 2018).

A composição do petróleo também contribui para a complexidade da AP, visto que apresenta uma ampla gama de compostos orgânicos recalcitrantes, tais como benzeno, tolueno, etileno e xileno (BTEX), hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs), fenóis, ácidos orgânicos, ceras, surfactantes e biocidas; apontados como os principais contaminantes da AP (OLAJIRE, 2020).



Nas atividades de produção de petróleo e gás em terra as instalações de tratamento são projetadas para remover, principalmente, óleos e graxas dispersos e sólidos suspensos a fim de evitar obstruções em tubos e danos às bombas (JIMÉNEZ et al., 2018). A seguir são listadas as principais técnicas de tratamento da AP, divididas em dois grupos: os tratamentos convencionais (separação gravitacional, flotação, hidrociclones e filtração); e os tratamentos não convencionais (tratamentos químicos, tratamento biológico, por membrana e adsorção).

A separação gravitacional tem por característica ser mais adaptável, de baixo custo e mais simples, dentre as técnicas de tratamento. Além disso, permite a utilização de compostos químicos e outras tecnologias para otimização da remoção de poluentes (LIU et al., 2021).

A flotação consiste na formação de microbolhas dentro da câmara flotadora, que dão origem a agregados, que, por sua vez, são carregados à superfície do fluido. Esse tratamento pode ser feito de duas formas principais, a saber: flotação natural ou gravitacional, que é um procedimento clássico; e flotação por ar ou gás induzido (BRASIL et al., 2014). A técnica de flotação é empregada na remoção de sólidos suspensos, fibras, sólidos de baixa densidade e óleo.

Os ciclones são equipamentos que reduzem ou aumentam a concentração dispersa de uma fase em um efluente, sejam agregados, partículas, gotículas, entre outros. Para tanto, esses equipamentos utilizam a aceleração centrífuga (JIMÉNEZ et al., 2018). No tratamento da AP, os hidrociclones agem como separadores de sólidos e óleos em uma corrente de efluente, e são baseados na diferença de densidade desses materiais (BRASIL et al., 2014).

A filtração ocorre pela infiltração de água ou efluente por um meio filtrante, geralmente areia, podendo ser classificada em: filtração lenta e filtração rápida. Na filtração rápida, o filtro de areia fica localizado após as unidades de coagulação e flotação, sendo assim classificado como tratamento terciário (YOGAFANNY et al., 2019). Em unidades de produção de petróleo offshore, a filtração é principalmente utilizada para remoção de sólidos solúveis e óleo da AP, utilizando-se uma variedade de materiais como meio filtrante, incluindo cascas de noz, bolas de fibra, partículas de cerâmicas e areia de quartzo (LIU et al., 2021).



Os tratamentos químicos por oxidação consistem no uso de agentes químicos para oxidação de poluentes orgânicos (óleo e gás) presentes na AP em compostos menos danosos, por exemplo, CO₂ e H₂O. Normalmente é utilizado o oxigênio puro, ozônio, peróxido de hidrogênio, entre outros, ou uma combinação desses (OLAJIRE, 2020). Dentre as técnicas químicas estão: floculação/coagulação, troca iônica, tecnologia de extração de polímero macroporoso, líquidos iônicos à temperatura ambiente, demulsificante (NASIRI e JAFARI, 2016; JIMÉNEZ et al., 2018).

O tratamento biológico tem capacidade para remoção de matéria orgânica, nutrientes, metais e traços de contaminantes orgânicos, podendo operar, inclusive, em condições extremas de temperatura, pH ou salinidade. As técnicas de tratamento biológico incluem: filme fixo, biorreatores de membrana, pântanos e lagoas, tratamento de lodo ativado, tratamento anaeróbio e tratamento bioeletroquímico (CAMARILLO e STRINGFELLOW, 2018).

A filtração por membranas é um método de tratamento que fraciona e separa, seletivamente, os componentes de um fluido que passa por uma estrutura porosa (membrana). Esse processo se caracteriza pela força aplicada sobre o fluido e pelo tamanho dos poros da membrana (ZOLGHADR et al., 2021). Os processos de filtração por membrana podem ser classificados de acordo o diâmetro dos poros: microfiltração (50-500 nm), ultrafiltração (2-50 nm), nanofiltração (0,6-2 nm) e osmose reversa (0,3-0,6 nm (LIU et al., 2021).

A adsorção consiste em um processo em que um meio poroso sólido (adsorvente), de grande área superficial, é submetido à passagem de um soluto (adsorbato) em seu interior, no qual forças de atração atuam na associação dessas duas fases (Yousef et al., 2020). A remoção dos contaminantes ocorre pela transferência de massa do adsorbato para o adsorvente (CARVALHO, 2016).

CONCLUSÃO

De acordo com a pesquisa, a água produzida requer um tratamento que englobe várias técnicas de remoção de contaminantes devido à complexidade de sua composição.



REFERÊNCIAS

- AL-GHOUTI, M. A.; AL-KAABI, M. A.; ASHFAQ, M. Y.; DA'NA, D. A. **Produced water characteristics, treatment and reuse: A review**. *Journal of Water Process Engineering*, v. 28, p. 222–239, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001>
- BRASIL, N. I. DO; ARAÚJO, M. A. S.; SOUZA, E. C. M. **Processamento de petróleo e gás**. 2 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. 292p.
- CAMARILLO, M. K.; STRINGFELLOW, W. T. **Biological treatment of oil and gas produced water: a review and meta-analysis**. *Clean Technologies and Environmental Policy*, v.20, p.1127–1146, 2018. <https://doi.org/10.1007/s10098-018-1564-9>
- CARVALHO, P. C. A. P. **Tratamento combinado de água produzida: filtração, adsorção e foto-Fenton**. Natal: UFRN, 2016.184p. Tese Doutorado.
- ECHCHELH, A.; HESS, T.; SAKRABANI, R. **Reusing oil and gas produced water for irrigation of food crops in drylands**. *Agricultural Water Management*, v.206, p.124–134, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2018.05.006>
- ISEK, J.; DANILOVIC, D.; CRNOGORAC, M.; LEKOVIC, B. **Overview of produced water in oilfield**. *Podzemni Radovi*, p.33, v.79–87, 2018.
- JIMÉNEZ, S.; ANDREOZZI, M.; MICÓ, M. M.; ÁLVAREZ, M. G.; CONTRERAS, S. **Produced water treatment by advanced oxidation processes**. *Science of The Total Environment*, v.666, p.12–21, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.128>
- JIMÉNEZ, S.; MICÓ, M. M.; ARNALDOS, M.; MEDINA, F.; CONTRERAS, S. **State of the art of produced water treatment**. *Chemosphere*, v.192, p.186–208, 2018.
- KABYL, A.; YANG, M.; ABBASSI, R.; LI, S. **A risk-based approach to produced water management in offshore oil and gas operations**. *Process Safety and Environmental Protection*, v.139, p.341–361, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.04.021>
- LIU, Y.; LU, H.; LI, Y.; XU, H.; PAN, Z.; DAI, P.; WANG, H.; YANG, Q. **A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields**. *Science of The Total Environment*, v.775, p.16, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.145485>
- NASIRI, M.; JAFARI, I. **Produced Water from Oil-Gas Plants: A Short Review on Challenges and Opportunities**. *Periodica Polytechnica Chemical Engineering*, v.61, p.73–81, 2016. <https://doi.org/10.3311/PPch.8786>
- OLAJIRE, A. A. **Recent advances on the treatment technology of oil and gas produced water for sustainable energy industry-mechanistic aspects and process chemistry perspectives**. *Chemical Engineering Journal Advances*, v.4, p.25, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ceja.2020.100049>

SAPPINGTON, E. N.; RIFAI, H. S. **Low-frequency electromagnetic treatment of oilfield produced water for reuse in agriculture: effect on water quality, germination, and plant growth.** Environmental Science and Pollution Research, v.25, p.34380–34391, 2018. <https://doi.org/10.1007/s11356-018-3343-x>

Thomas, J. E. **Fundamentos de engenharia de Petróleo.** 2ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 286p.

YOGAFANNY, E.; UTAMI, A.; A, K. E.; NANDARI, W. W. **Rapid Lava Sand Filtration for Decentralized Produced Water Treatment System in Old Oil Well Wonocolo.** Journal of the Civil Engineering Forum, v.5, p.10, 2019. <https://doi.org/10.22146/jcef.43760>

YOUSEF, R.; QIBLAWEY, H.; EL-NAAS, M. H. **Adsorption as a Process for Produced Water Treatment: A Review.** Processes, v.8, p.1657, 2020. <https://doi.org/10.3390/pr8121657>

ZOLGHADR, E.; FIROUZJAEI, M. D.; AMOUZANDEH, G.; LECLAIR, P.; ELLIOTT, M. **The Role of Membrane-Based Technologies in Environmental Treatment and Reuse of Produced Water.** Frontiers in Environmental Science, v.9, p.1–11, 2021. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2021.629767>

DESENVOLVIMENTO VEGETATIVO DA MORINGA IRRIGADA COM ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO SINTÉTICA

Francimar M. S. Morais¹, José F. Medeiros¹, Rodrigo R. Silva¹, Gabriela C. M. Queiroz¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-árido (UFERSA).

RESUMO

A região semiárida é caracterizada pela baixa disponibilidade de água. A água produzida do petróleo (AP) representa um dos maiores desafios da indústria petrolífera, podendo, quando tratada e diluída, ter grande importância na sua utilização para irrigação agrícola, reduzindo, desta forma, os efeitos negativos do seu descarte. Objetivou-se com o presente trabalho avaliar o efeito da utilização de diluições de água produzida sintética no desenvolvimento da moringa. O trabalho foi desenvolvido na Universidade Federal Rural do Semi-árido, em Mossoró-RN. O experimento foi conduzido em blocos casualizados com 16 tratamentos e quatro repetições. Esses tratamentos são constituídos de dois fatores em fatorial 4x4: diluições de AP sintética (0 % de AP; 10 % de AP; 20 % de AP; 30 % de AP) e diferentes lâminas de irrigação (100 % da evapotranspiração da cultura- ETc; 80 % da ETc; 60 % da ETc; 40 % da ETc). Foram avaliados a altura e o número de folhas das plantas. Os tratamentos avaliados não influenciaram a altura das plantas. Nos meses em que o desenvolvimento vegetativo foi mais intenso, as lâminas de irrigação deficitárias reduziram o número de folhas das plantas. No quinto e sétimo mês a utilização de AP proporcionou maior NF.

Palavras-chave: resíduo industrial; reúso agrícola; semiárido.

INTRODUÇÃO

A água produzida (AP) é oriunda das formações geológicas que contêm o petróleo (NEFF et al, 2011a). A região semiárida é caracterizada pela pouca disponibilidade de água (SCHMIDT *et al.*, 2018). Ao mesmo tempo em que isso acontece, a produção petrolífera, bastante comum na mencionada região, gera grandes volumes de água produzida (AP), a qual, após etapa de tratamento, é descartada. O crescente volume de água produzida, por sua vez, constitui um perigo potencial para o meio ambiente, o qual pode variar com diversos fatores, como a composição da água, as características dos locais onde essa água é gerada e o destino que é dado à AP (OLIVEIRA *et al.*, 2012).

A *Moringa oleifera* (Lam) é uma planta nativa do Nordeste da Índia e pertence à família Moringaceae; além disso, é cultivada por ter diversas utilidades e benefícios para a vida humana, por possuir alto valor alimentar, medicinal, industrial e ser utilizada no tratamento de águas (RANGEL, 2010; SOUSA e MELO, 2019). A moringa é

uma das plantas que mais pode fornecer benefícios aos seres humanos (OLIVEIRA et al., 2012; SOUSA e MELO, 2019).

Nesse contexto, o presente trabalho teve como objetivo avaliar o efeito da utilização de diluições de água produzida sintética e da quantidade de água na irrigação da *Moringa oleífera*.

METODOLOGIA

O experimento foi conduzido ao ar livre em área experimental do campus oeste da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA). Nesta área existe uma camada de Argissolo Vermelho Distrófico Típico depositado numa camada de 80 cm de espessura há cerca de 10 anos.

O experimento foi conduzido em blocos casualizados com 16 tratamentos e 4 repetições. Esses tratamentos foram constituídos de dois fatores (diluições de AP e lâminas de irrigação) em fatorial 4 x 4.

Diluições da AP: A0- 0 % de água produzida tratada + 100 % de água de abastecimento; A1- 10 % de água produzida tratada + 90 % de água de abastecimento; A2- 20 % de água produzida tratada + 80 % de água de abastecimento; A3- 30 % de água produzida tratada + 70 % de água de abastecimento.

Lâminas de irrigação: L100- 100 % da ETc; L80- 80 % da ETc; L60- 60 % da ETc; L40- 40 % da Etc.

A água produzida (AP) utilizada no experimento foi elaborada de forma sintética, simulando a composição média das AP's da região, de acordo com o trabalho realizado por Figueiredo et al. (2014), como representado na Tabela 1.

Tabela 1: Composição da água produzida sintética.

Água produzida (mg/L)													
Brometo	Cloreto	Flúor	Sulfato	Alumínio	Bário	Boro	Cálcio	Ferro	Manganês	Magnésio	Potássio	Sódio	Zinco
1,62	687,47	1,63	39,94	0,13	0,84	0,44	169,89	0,24	0,19	65,76	47,61	242,07	0,09

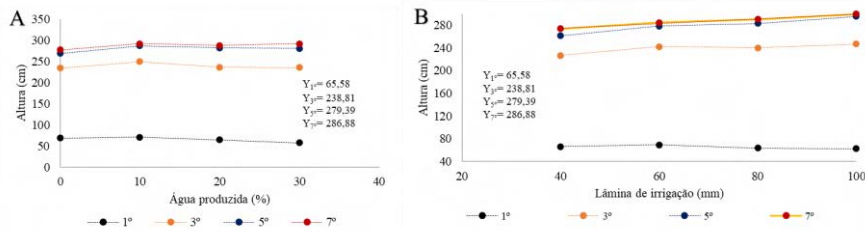
As características biométricas das plantas foram medidas mensalmente. A altura e o número de folhas foram medidos de forma direta com mira topográfica, e contagem, respectivamente. A área foliar foi realizada em integrador de área foliar (Licor inc., Lincon, Nebraska) modelo LI-COR 3100. Para o trabalho, utilizou-se as medidas a cada 2 meses, sendo eles o 1º, 3º, 5º e 7º mês experimental. As análises estatísticas foram realizadas utilizando o Software estatístico RStudio.



RESULTADOS E DISCUSSÃO

A altura da planta foi estatisticamente igual para todos os tratamentos estudados nos períodos de avaliação, mostrando que a moringa conseguiu crescer normalmente perante a AP sintética e as LAM utilizadas (Figura 1).

Figura 1 – A: Altura da moringa ao longo do período experimental x lâmina de irrigação, B: Altura da moringa ao longo do período experimental x água de irrigação.

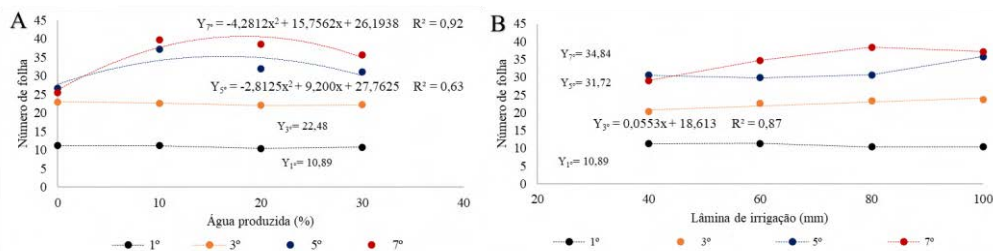


Fonte: Dados da pesquisa (2022).

A altura média da planta foi 65,58, 238,81, 279,39 e 286,88 cm ao fim do 1º, 3º, 5º e 7º mês experimental. O crescimento inicial da moringa foi acelerado, mostrando que do 1º para o 3º mês a altura da planta mais que triplicou. Posteriormente ao período de 4 a 5 meses, as plantas passaram a destinar os seus fotoassimilados e nutrientes para produção de frutos, tornando o seu crescimento lento.

As lâminas de irrigação utilizadas no experimento não ocasionaram efeito significativo no número de folhas da moringa durante o 1º, 5º e 7º meses. O NF no 3º mês de desenvolvimento da cultura aumentou com o aumento das lâminas de irrigação, por ser o período em que o desenvolvimento vegetativo ocorreu de forma mais intensa, possivelmente a disponibilidade de água no solo se tornou fundamental para que a planta apresentasse o maior número de folhas (Figura 2).

Figura 2 – A: Número de folhas ao longo do período experimental x lâmina de irrigação, B: Número de folhas ao longo do período experimental x lâmina de irrigação.



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

No quinto e sétimo mês de avaliação, a A0 proporcionou o menor número de folhas, sendo que com as diluições de AP o número de folha das plantas aumentou.

Como ao 5° e 7° mês foi o período da planta destinado à produção de vargens, possivelmente o maior aporte nutricional proporcionado pela AP implicou no maior NF. A A1 foi o tratamento que promoveu maior valor dessa variável para o período em questão (Figura 2).

CONCLUSÃO

Os tratamentos avaliados não influenciaram a altura das plantas.

Nos meses em que o desenvolvimento vegetativo foi mais intenso, as lâminas de irrigação deficitárias reduziram o número de folha das plantas.

No quinto e sétimo mês a utilização de AP proporcionou maior NF.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao PRH-ANP/Gestão FINEP pelo apoio financeiro para desenvolvimento do trabalho.

REFERÊNCIAS

FIGUEREDO, K. S. L.; MARTINEZ-HUITLE, C. A.; TEIXEIRA, A. B. R.; PINTO, A. L. S.; VIVACQUA, C.A.; SILVA, D.R. **Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different production zones of mature Fields in the Potiguar Basin - Brasil.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 116, p. 109-114, 2014.

NEFF, J.; LEE, K.; DEBLOIS, E.M. Produced water: **Overview of composition, fates and effects.** Cap. 1 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K.; Neff, J. (eds.). Springer Science, p. 608, 2011.

OLIVEIRA, D.S.; FONSCCECA, X.D.S.; FARIAS, P.N.; BEZERRA, V.S.; PINTO, C.H.C.; SOUZA, L. D.; SANTOS, A. G. D.; MATIAS, L. G. O. **Obtenção do biodiesel através da transesterificação do óleo de Moringa oleifera Lam.** Rio Grande do Norte. Hollos, Natal, v. 1, n. 1, p. 49-61, 2012.

RANGEL, M. S. **Moringa Oleifera: um purificador natural de água e complemento alimentar para o nordeste do Brasil.**

Disponível em: <<http://www.jardimdeflores.com.br/floresefolhas/A10moringa.htm>>
Acesso em: 06/01/2022.

SCHMIDT, D. M.; LIMA, K. C.; JESUS, E. S. **Variabilidade climática da disponibilidade hídrica na região semiárida do estado do Rio Grande do Norte.** Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ, Rio de Janeiro v. 41, n. 3, p. 483-491, 2018.

SOUZA, L.F.B.; MELO, A. **Benefícios da moringa oleífera para saúde humana e meio ambiente.** Revista Faculdade do Saber, São Paulo, v. 4, n.7, p. 472-484, 2019.



ESTUDO DA ADSORÇÃO EM EFLUENTE OLEOSO UTILIZANDO CASCA DE MELANCIA

Antônia V. G. Diógenes¹, Regina C. O. B. Delgado¹, Pedro H. S. C. Rodrigues¹, Raquel A. Ramos¹, Andréa Fca. F. Barbosa¹, Daianni A. C. Ferreira¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (Ufersa)

RESUMO

A água produzida é um efluente gerado em maior quantidade no processo de extração do petróleo, apresentando uma composição físico-química variável, com contaminantes tóxicos, necessitando de tratamento antes do seu descarte ou reúso. Logo, o objetivo do trabalho foi analisar a remoção da turbidez de efluente oleoso utilizando cascas de melancia na forma natural e hidrofobizada, visando o tratamento de água produzida de campos de petróleo. Para tanto, inicialmente as cascas foram coletadas, lavadas, secas em estufa e parte do material após o tratamento foi submetido à hidrofobização com cera de carnaúba, com o intuito de verificar o aumento da porcentagem de remoção do óleo. Em seguida foi preparado o efluente oleoso com óleo diesel S500 e água destilada. Os ensaios de adsorção foram realizados com uma massa fixa de 3g e variação das faixas granulométricas, sendo analisados três (-14+28; -28+48 e -48+100) mesh. Os resultados obtidos apresentaram potencial para o tratamento da água produzida, pois a turbidez inicial foi de 344 NUT, e após os ensaios com o material hidrofobizado na maior faixa (-14+28) mesh a remoção foi de 43,60%, e com o material natural na menor faixa (-48+100) mesh a remoção foi de 35,76%.

Palavras-chave: efluente oleoso; casca de melancia; adsorção.

INTRODUÇÃO

Neste contexto, vários métodos são estudados para a realização do tratamento da água produzida, dos quais podemos citar a extração por solvente e utilização de polímeros. Entretanto, técnicas de baixo custo e que apresentem facilidade de operação, vêm sendo estudadas, como o processo de adsorção.

A técnica de adsorção é um processo em que se utilizam sólidos para aderir partículas que estão em suspensão em um fluido ou gás (AMARAL; GUIA; SILVA, 2019). Na realização deste processo vários fatores podem influenciar, tais como: temperatura, concentração do adsorvato, natureza do adsorvente, pH, tamanho de partícula, tempo de contato e velocidade de agitação (SHUKLA et al., 2002). Com base nisso vários sólidos são pesquisados, como por exemplos resíduos agroindustriais.

A melancia é originária das regiões secas da África tropical (PORTELA, 2009). Sendo um fruto bastante consumido, apresenta em sua composição uma atividade antioxidante (LIMA et al., 2000).

Neste sentido, métodos que possam aumentar a adsorção também são estudados como por exemplo o processo de hidrofobização que segundo Borba et al. (2013) a cera



de carnaúba é composta por hidrocarbonetos que conferem alto poder de hidrofobização do material.

Portanto, a pesquisa teve como objetivo analisar a casca de melancia natural e associada a um agente hidrofobizante pelo processo de adsorção para a remoção de turbidez de efluente oleoso sintético, simulando água produzida.

METODOLOGIA

Coleta, lavagem, secagem e separação granulométrica das cascas de melancia

As cascas da melancia foram cortadas e em seguida lavadas com água corrente da torneira. Logo depois, realizou-se a trituração das mesmas utilizando um liquidificador, e posteriormente submetidas a novas lavagens até não soltar mais coloração. Em seguida foram secas em uma estufa a 65 °C. Decorridos esses processos, o material foi separado em faixas granulométricas diferentes a saber: (-14+28; -28+48 e -48+100 mesh) e em peneira do tipo Tyler.

Avaliação do potencial de adsorção

O potencial de adsorção das cascas de melancia foi avaliado através da técnica da turbidez. A turbidez do efluente sintético foi medida com auxílio de um turbidímetro marca AP 2000 W da PoliControl, antes e após o contato com as cascas de melancia nos dois estados do material. Os valores obtidos foram expressos em NTU (Nephelometric Turbidity Unity).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A turbidez inicial do fluido sintético foi de 344 NTU. A Tabela 1 representa os dados após os ensaios de adsorção utilizando as cascas de melancia naturais e hidrofobizadas, com massa fixa de 3g e granulometrias diferentes, sendo verificado que a turbidez do fluido diminui à medida que a granulometria do material adsorvente na sua forma natural também diminui, fato contrário observado com o adsorvente no estado hidrofobizado com a cera de carnaúba, no qual na faixa granulometria maior (-14+28) mesh a turbidez do fluido é menor, e quanto menor a faixa granulométrica, maior a turbidez do fluido.

Na Figura 1 estão representadas as porcentagens de remoção do óleo do fluido sintético utilizando as cascas de melancia naturais e hidrofobizadas e as respectivas

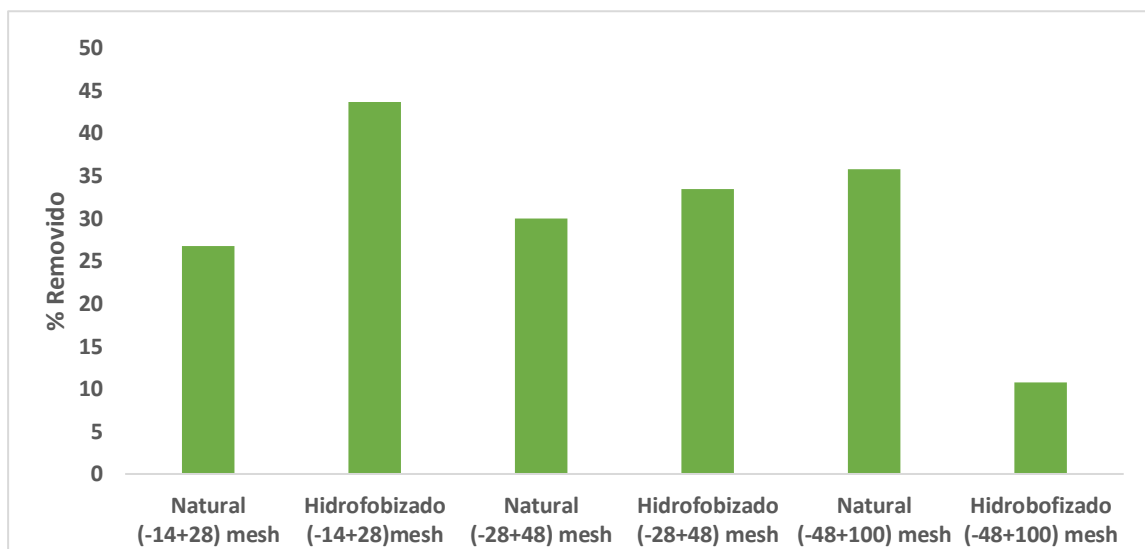
faixas granulométricas, sendo possível observar que o adsorvente hidrofobizado na maior faixa granulométrica obteve a maior remoção da turbidez do fluido sintético, utilizando como adsorvato o óleo diesel S500.

Tabela 1 – Turbidez do efluente oleoso após contato com 3g de cascas de melancia (naturais e hidrofobizadas) nas três faixas granulométricas.

Adsorvente: Casca de Melancia	Granulometria (mesh)	Turbidez (NTU)
Natural	(-14+28)	252
Hidrofobizada	(-14+28)	194
Natural	(-28+48)	241
Hidrofobizada	(-28+48)	229
Natural	(-48+100)	221
Hidrofobizada	(-48+100)	307

Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 1 – Porcentagem de remoção de turbidez do efluente sintético oleoso após os ensaios de adsorção utilizando as cascas de melancia (naturais e hidrofobizadas) nas três faixas granulométricas diferentes.



Fonte: Autoria própria (2022).

CONCLUSÃO

No trabalho em questão foi analisado o processo de adsorção de partículas do óleo diesel S500, utilizando como sólido adsorvente cascas de melancia no seu estado natural e hidrofobizado com cera de carnaúba. Nos ensaios foram utilizados uma massa fixa de 3g e variação das faixas granulométricas do adsorvente. Observando que na maior faixa granulométrica e com o material hidrofobizado a remoção da turbidez do

fluido foi maior e para faixas granulométricas menores e com o material natural a remoção da turbidez foi aumentada. Com isso, conclui-se que as cascas de melancia apresentam potencial de remoção da turbidez do óleo do efluente contaminado com óleo diesel, principalmente o material hidrofobizado em faixas granulométricas maiores.

O trabalho traz uma alternativa para o tratamento de um efluente oleoso, visando o tratamento de água produzida de petróleo e uma destinação mais nobre para os resíduos da casca da melancia.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal Rural do Semiárido – UFERSA, pela concessão da bolsa PICI.

REFERÊNCIAS

AMARAL, P.S., GUIA, J.S.A., & SILVA, G.S. (2019, May 1). **Aplicação de biomassas no processo de adsorção no tratamento da água produzida de petróleo**. Ciências Exatas e Tecnológica, Alagoas., v. 5(n. 2), 131–140.

BORBA, L. L. S., OLIVEIRA, M. F. D., MELO, M. A. F., MELO, D. M. A., & PERGHER, S. B. C. (2013, January 1). **Preparação de adsorventes à base de materiais naturais hidrofobizados com cera de carnaúba**. Perspectiva, Erechim., v. 37(n. 139), 37–46.

LIMA, V. L. A. G. et al. **Caracterização físico-química e sensorial da pitanga roxa**. Revista Brasileira de Fruticultura. Jaboticabal, v. 22, n.3, p. 382-385, 2000.

PORTELA, J. V. F. **Estudo dos aspectos tecnológicos e de qualidade envolvidos no aproveitamento da casca e da polpa da melancia (Citrullus lanatus Schrad)**. 2009, 132 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Tecnologia de Alimentos) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2009.

SHUKLA, V.K.S., DUTTA, P.C, & ARTZ, W.E. **Óleo de camelina e seu conteúdo incomum de colesterol**. OilChem. 2002.



ESTUDO TEÓRICO SOBRE A CONSTRUÇÃO DE REATORES PARA TRATAMENTO DE MATÉRIA ORGÂNICA PROVENIENTE DA ÁGUA PRODUZIDA SINTÉTICA UTILIZANDO PROCESSOS OXIDATIVOS AVANÇADOS

Glaíce Oliveira Araújo¹, Suelen Saraiva de Sá¹, Andréa Francisca Fernandes Barbosa¹, Jardel Dantas da Cunha¹, Regina Celia de Oliveira Brasil Delgado¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

Os processos de oxidação avançada (POAs) são empregados na degradação da matéria orgânica presente na água residuária, eles são utilizados para auxiliar no tratamento de água, degradando os resíduos que não são removidos pelo sistema tradicional. Estes processos utilizam oxidantes fortes, com o intuito de gerar radicais livres, como o hidroxil. Os radicais livres são altamente oxidantes, e atacam as cadeias carbônicas facilitando a degradação desses compostos tóxicos. Os processos de oxidação avançada vêm aos poucos se destacando no setor industrial, tendo como principal vantagem a não geração de resíduos. Para acelerar o processo de degradação, é necessário o uso de radiação ultravioleta. Este trabalho visa a construção de reatores, um de bancada com lâmpada UV visível de 80 W e outro solar do tipo CPC (Concentrador Parabólico Composto), que contará com uma superfície refletora para aumentar a incidência da luz e promover maior eficiência na geração dos agentes oxidantes.

Palavras-chave: processos oxidativos avançados; tratamento de efluentes; reatores.

INTRODUÇÃO

O petróleo ainda é consumido em larga escala em nossa sociedade, e seus derivados acabam gerando muito resíduo. Esse acúmulo de matéria vem se tornando motivo de preocupação em relação à redução da concentração dos contaminantes em solo ou água, e a ineficiência dos processos de conversão. Em virtude disso, processos oxidativos avançados (POAs) surgem como uma alternativa de auxílio ao tratamento de águas residuárias.

Os processos oxidativos avançados se baseiam na geração de radicais livres, capazes de degradar a matéria orgânica presente. “Devido ao seu alto potencial padrão



de redução, o radical hidroxila é capaz de oxidar uma variedade de compostos orgânicos a CO_2 , H_2O e íons inorgânicos” (NOGUEIRA *et al.*, 2007 em CASTRO *et al.*, 2014, p. 1).

A indústria petrolífera utiliza grandes volumes de água e, conseqüentemente, produz uma grande quantidade de águas residuais que possivelmente podem ser reutilizadas em processos cujas exigências de água de alta qualidade não são tão rigorosas. O volume gerado e a composição de um efluente de refinaria dependem do tipo de óleo a ser processado, das unidades do processo de refino e do modo operacional de cada unidade. Segundo Piras (2000), essa atividade gera entre 0,40 e 1,60 m³ de efluente para cada metro cúbico de óleo refinado. Como durante o refino há o contato direto da água com o óleo, os efluentes resultantes gerados podem estar muito contaminados e o lançamento direto ao meio ambiente pode ocasionar graves impactos econômicos e ambientais (Souza, 2010).

Nesse contexto, o presente trabalho mostra o estudo dessa alternativa de tratamento, cujo objetivo principal é a degradação da matéria orgânica por meio da utilização dos reatores, o de bancada com a lâmpada de 80 W e um painel solar móvel, e o solar do tipo CPC, que contará com uma superfície refletora de espelho para aumentar a radiação e tubos de borossilicato por onde o fluido a ser tratado estará em movimento.

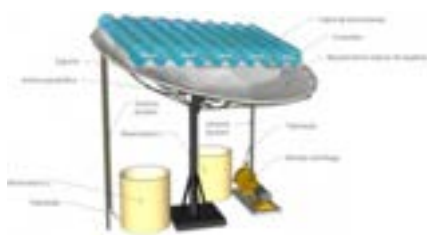
METODOLOGIA

Os processos de oxidação avançada vêm sendo estudados cada vez mais, uma vez que surgem como uma alternativa para os problemas relacionados ao descarte de água contaminada pela indústria. A problemática causada pelos poluentes orgânicos industriais tem aumentado devido à necessidade de que as indústrias arquem com as responsabilidades do controle de seus efluentes (KOSITZI *et al.*, 2004 em FIOREZE *et al.*, 2014).

O tratamento convencional não é suficiente para tratar a água residuária, já que essa água possui contaminantes tóxicos e de difícil degradabilidade. Os processos de oxidação avançada são usados como forma de auxiliar neste tratamento, cujo intuito é degradar a matéria orgânica.

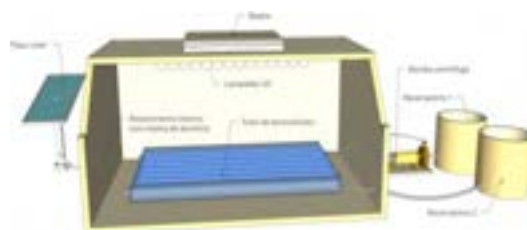
O reator solar do tipo CPC será formado por tubos de borossilicato sobre uma superfície revestida por espelho, recebendo assim a radiação direta e incidente (Figura 01). Também conta com uma bomba para o fluxo do fluido entre os tanques de armazenamento. O reator de bancada possui um sistema similar ao já citado anteriormente, a diferença é: a luz solar irá alimentar energeticamente as lâmpadas UV instaladas no interior da cabine, por consequência, promovendo a radiação necessária para a reação de degradação dos hidrocarbonetos (Figura 02).

Figura 01 – Reator do tipo CPC



Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 02 – Reator de bancada



Fonte: Autoria própria (2021).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com as pesquisas de referências realizadas bibliograficamente, estima-se que os resultados serão promissores, pois a região do oeste potiguar, na qual os reatores serão instalados, possui alta incidência solar, o que contribuirá com uma maior eficácia na degradação da matéria orgânica, como também serão utilizados materiais estrategicamente para a construção dos reatores para obter melhores resultados no processo de degradação.

CONCLUSÃO

Estima-se que os resultados serão promissores, pois a região do oeste potiguar, na qual os reatores serão instalados, possui alta incidência solar, o que contribuirá com uma maior eficácia na degradação da matéria orgânica.

Uma vez que o reator de bancada será alimentado por uma placa solar, não haverá preocupação com o consumo energético.

REFERÊNCIAS

FIGUEIREDO, M. *et al.* **Processos oxidativos avançados: fundamentos e aplicação ambiental.** Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental – REGET, ano 2014, v. 18, n. 1, p. 79-91, 1 abr. 2014.

CASTRO, L. A. S. *et al.* **Foto reator solar para a remoção de poluentes e desinfecção de água: critérios de projeto e montagem.** COBEQ – Congresso Brasileiro de Engenharia Química, ano 2014.

GUIMARÃES, S. G. *et al.* **Tratamento do efluente gerado na produção de biodiesel utilizando os processos oxidativos avançados foto-fenton em luz artificial.** I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015.

QUEIROZ, M. *et al.* **Uso da energia solar na descontaminação de efluentes industriais.** VIII SEGeT – Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 2011.

DUARTE, E. T. *et al.* **Construção e estudos de performance de um reator fotoquímico tipo cpc (“compound parabolic concentrator”).** Quim. Nova, ano 2005, v. 28, n. 5, p. 921-926.

PIRAS, P.F. **Estudos sobre nitrificação de efluentes de refinaria em biorreatores trifásicos.** COPPE/UFRJ, Tese de D. Sc., ano 2000, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Souza, B. M. **Avaliação de processos oxidativos avançados acoplados com carvão ativado granulado com biofilme para reuso de efluentes de refinaria de petróleo.** COPPE/UFRJ, Tese de D. Sc., ano 2010, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

GERMINAÇÃO DE GIRASSOL SOB DIFERENTES CONCENTRAÇÕES DE ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO

Giovana S. Danino¹, Francisco de A. de Oliveira¹, Kleane T. O. Pereira¹, Salvador B. Torres¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

A produção do girassol no Brasil, na safra de 2020/21, teve uma queda devido à escassez hídrica, nesse contexto o objetivo do trabalho é avaliar a germinação do girassol BRS 323 submetido a diferentes concentrações de água produzida do petróleo (AP). O delineamento estatístico adotado foi inteiramente casualizado, com 5 tratamentos compostos por diferentes proporções de água produzida do petróleo obtidas de forma sintética (0%, 25%, 50%, 75% e 100%) em água destilada. Cada tratamento teve 4 repetições, sendo cada parcela composta por 50 sementes. O teste de germinação foi realizado utilizando o método do papel germitest, e nas avaliações foram realizadas contagens de plântulas normais aos 4 e aos 10 dias com contagem da emissão da raiz primária do primeiro ao décimo dia, a fim de se obter o Índice de Velocidade de Germinação (IVG). Onde o aumento na proporção de AP reduziu linearmente a porcentagem de germinação na primeira contagem, o IVG também foi afetado negativamente pelo aumento na proporção, e assim a porcentagem de germinação ao final das avaliações também foi reduzida. Conclui-se, então, que elevadas proporções de AP reduzem o potencial germinativo e vigor das sementes de girassol.

Palavras-chave: *Helianthus annuus*; reúso; oleaginosa.

INTRODUÇÃO

A produção de girassol (*Helianthus annuus* L.) no Brasil, na safra de 2020/21, teve uma redução de 25,2 mil hectares para 8,5 mil hectares plantados devido ao clima adverso, situação agravada pela escassez hídrica (CONAB, 2021).

Em resposta a estas condições adversas, alguns países já estão considerando a água produzida do petróleo (AP) como uma fonte alternativa de água, principalmente para a utilização na irrigação (ECHCHELH *et al.*, 2021).

Na indústria do petróleo e gás, AP é um termo utilizado para a água associada ao petróleo durante o processo de extração. Ela é uma das maiores fontes de águas residuais geradas nestas indústrias, estimada em mais de 70 bilhões de barris por ano no mundo. Essa água produzida não é um produto único, a sua composição é variável e é considerada uma mistura de substâncias químicas orgânicas e inorgânicas dissolvidas e particuladas (AL-GHOUTI *et al.*, 2019).

Em geral, a AP não tratada é considerada muito salina para a irrigação e uma alternativa para reduzir a salinidade é a simples diluição com água, portanto o objetivo do trabalho é avaliar a germinação do girassol BRS 323 submetido a diferentes concentrações de água produzida do petróleo.

METODOLOGIA

O experimento foi realizado no Laboratório de Análise de Sementes da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), utilizando sementes de girassol da cultivar BRS 323.

O delineamento estatístico adotado foi o inteiramente casualizado, com 5 tratamentos compostos por diferentes proporções de água produzida do petróleo (AP) obtidas de forma sintética (0%, 25%, 50%, 75% e 100%) em água destilada (AD). Cada tratamento teve 4 repetições, sendo cada parcela composta por 50 sementes.

O teste de germinação foi realizado utilizando o método do papel germitest. Após o umedecimento houve a semeadura, e em seguida os papéis foram colocados em sacos plásticos identificados e mantidos em câmara do tipo B.O.D a 30 °C. O teste de germinação foi realizado conforme as Regras para Análise de Sementes (RAS). Nas avaliações foram realizadas contagens de plântulas normais aos 4 (primeira contagem de germinação) e aos 10 (última contagem de germinação) dias, com contagem da emissão da raiz primária do primeiro ao décimo dia, afim de se obter o índice de velocidade de germinação (IVG).

Os dados obtidos foram submetidos à análise de variância pelo teste F e, quando significativos, efetuou-se a análise de regressão, utilizando-se o software SISVAR v. 5.3 (FERREIRA, 2011).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O aumento na proporção de AP reduziu linearmente a porcentagem de germinação na primeira contagem, de forma que a porcentagem de plântulas normais variou de 83,4 a 69,6%, nas proporções 0 (zero) e 100% de AP, respectivamente, resultando em redução total de 16,55% (Figura 1A).

Figura 1 - Primeira contagem (A), índice de velocidade de germinação (B) e porcentagem de germinação (C) em sementes de girassol submetidas à embebição de soluções contendo diferentes proporções de AP

Esses resultados corroboram com os apresentados por Rossetto et al. (2021), trabalhando com AP em sementes de girassol. Essa variável é muito importante na avaliação do efeito de estresse sobre o vigor das sementes, pois as primeiras alterações bioquímicas associadas à deterioração ocorrem antes que ocorra declínio na capacidade germinativa (VIEIRA e KRZYZANOWSKI, 1999).

O índice de velocidade de germinação (IVG) também foi afetado negativamente pelo aumento na proporção de AP. Os maiores valores ocorreram nas sementes embebidas apenas com água destilada (43) enquanto a embebição apenas com APP proporcionou menor IVG (37), resultando em perda total de 13,95% (Figura 1B).

Quanto maior o valor do IVG, maior é a capacidade das sementes expressarem seu potencial (VIEIRA e KRZYZANOWSKY, 1999), o que demonstra que a salinidade proporcionada pelas altas proporções de AP influenciou no vigor das sementes.

Assim, como observado para a primeira contagem de germinação e o índice de velocidade de germinação, a porcentagem de germinação ao final das avaliações também foi reduzida linearmente quando aumentou a proporção de AP na solução de embebição, ocorrendo redução de 84,75% (água destilada) para 75,75% (100% AP), correspondendo, assim, a uma perda total de 10,85% (Figura 1C).

Resposta negativa na germinação de girassol em decorrência do uso de AP também já tinha sido observada por Rossetto et al. (2021). A redução na porcentagem de germinação em função do aumento na proporção de AP pode ser atribuída, em partes, ao aumento na condutividade elétrica da solução, pois a velocidade de absorção de água pelas sementes decresce com a redução do potencial hídrico, aumentando no período necessário para atingir o teor mínimo de água exigido para o início do processo germinativo (NASRI et al., 2016).



CONCLUSÃO

Elevadas proporções de AP reduzem o potencial germinativo e vigor das sementes de girassol.

AGRADECIMENTOS

Agradeço o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, por meio do PRH-55.1 – Estratégias Sustentáveis na Indústria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agradeço também à Embrapa Soja pela doação das sementes.

REFERÊNCIAS

AL-GHOUTI, M. A. Al-Ghouti, Al-Kaabi, M. A., Ashfaq, M. Y., Da'na, D. A. **Produced water characteristics, treatment and reuse: A review.** Journal of Water Process Engineering, v. 28, p. 222-239, 2019.

CONAB - COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Acompanhamento da Safra Brasileira de Grãos**, Brasília, DF, v. 8, safra 2020/21, n. 12 décimo segundo levantamento, setembro. 2021.

ECHCHELH, A., HESS, T., SAKRABANI, R., PRIGENT, S., STEFANAKIS, A. I. **Towards agro-environmentally sustainable irrigation with treated produced water in hyper-arid environments.** Agricultural Water Management, v. 243, p. 106449, 2021.

FERREIRA, D. F. **Sisvar: a computer statistical analysis system.** Ciência e Agrotecnologia, v. 35, p. 1039-1042, 2011.

NASRI, N.; MAATALLAH, S.; KADDOUR, R.; LACHÂAL, M. **Effect of salinity on Arabidopsis thaliana seed germination and acid phosphatase activity.** Archives of Biological Sciences, v. 68, n. 1, p. 17-23, 2016.

ROSSETTO, C. A. V., MEDICI, L. O., MORAIS, C. S. B. D., MARTINS, R. D. C. F., CARVALHO, D. F. D. **Seed germination and performance of sunflower seedlings submitted to produced water.** Ciência e Agrotecnologia, v. 45, 2021.

VIEIRA, R. D.; KRZYZANOWSKI, F. C. **Teste de condutividade elétrica.** In: KRZYZANOWSKI, F.C.; VIEIRA, R.D.; FRANÇA NETO, J.B. (Ed.). Vigor de sementes: conceitos e testes. Brasília: ABRATES, 1999. Cap. 4, p. 1-26.

NOVA TECNOLOGIA DE PRODUÇÃO DE MATERIAIS HÍBRIDOS À BASE DE GRAFENO COM POTENCIAL DE APLICAÇÃO EM MEMBRANAS DE DESSALINAÇÃO PARA A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Willian A. S. Farias¹, Ana L. Santos¹, Armando M. Mendes¹, José R. C. Júnior, Antonio E. Martinelli¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

O grafeno e seus derivados, como GO e rGO, têm sido tema de crescente relevância na comunidade científica e na indústria do petróleo, devido às suas propriedades químicas, estruturais, elétricas e mecânicas diferenciadas. Dentre as inúmeras aplicações, destacam-se as membranas compostas por GO e rGO para dessalinização e purificação de água. Este trabalho consiste em produzir materiais híbridos à base de GO e rGO a partir de uma rota de redução hidrotérmica única. Apesar dos resultados de DRX não apontarem a presença de rGO em tempos de redução de 0,5h, os resultados de MEV sugerem a existência de GO e rGO em uma configuração híbrida com grande potencial para aplicação em membranas de dessalinização e purificação de água.

Palavras-chave: hidrotérmico; grafeno; membrana.

INTRODUÇÃO

O grafeno é uma das maiores descobertas no campo da ciência e tecnologia devido às suas excelentes características e grande potencial de aplicações na indústria do petróleo. Esse alto potencial se deve ao fato de que este material possui características químicas, estruturais, elétricas e mecânicas diferenciadas. Isso se deve à sua estrutura 2D, onde cada carbono está ligado covalentemente a outros três, com hibridização sp^2 e formando uma rede hexagonal, conferindo-o propriedades de impermeabilidade, hidrofobicidade, alta resistência mecânica e alta condutividade elétrica e térmica¹.

Assim como o grafeno, os seus derivados geram considerável interesse da comunidade científica devido à ampla diversidade de métodos de síntese, propriedades ímpares e possíveis aplicações. Um deles é óxido de grafeno (GO), que consiste em um material formado por carbonos ligados a grupos orgânicos.

O óxido de grafeno apresenta propriedade de hidrofilicidade excepcional, dessa forma sua aplicação em membranas de dessalinização e purificação de água torna-se

inviável. A remoção desses grupos promove a formação do chamado óxido de grafeno reduzido (rGO), que consiste em um estado do grafeno com teor reduzido de radicais e que mais se aproxima da forma pura². Dessa forma, membranas mistas contendo GO e rGO surgiram como uma alternativa eficaz para tais aplicações, adotando uma configuração de distribuição intercaladas desses materiais^{5,6}.

O processo de redução do grafeno tem atraído atenção da indústria, devido à possibilidade de síntese de um material com propriedades comparáveis ao grafeno e de produção em larga escala. O método hidrotérmico de redução, por exemplo, já vem sendo estudado há alguns anos pela comunidade acadêmica, por ser uma rota ambientalmente amigável na qual envolve unicamente água como o solvente, sendo simples, rápido e com promissora escalabilidade industrial. Este método consiste em submeter uma suspensão aquosa de GO a um aumento de temperatura e pressão em um volume fechado. A literatura aponta para a possibilidade de reduções desde mais eficientes, até reduções parciais em tempos reduzidos, formando estruturas híbridas à base de GO e rGO³.

Este trabalho consiste em apresentar uma rota hidrotérmica para a produção de materiais híbridos à base de GO e rGO, com grande potencial de aplicação em membranas de dessalinização e purificação de água para a indústria do petróleo.

METODOLOGIA

O óxido de grafeno foi sintetizado pelo método de Hummers modificado, seguido de centrifugação e secagem em estufa a 90 ° C por 24 h. Uma suspensão aquosa de GO em pó (1 mg / ml) foi produzida e inserida em uma autoclave hidrotérmica revestida internamente com PTFE e aquecida a 200 ° C, permanecendo nesta temperatura por 0,5 h. Após o resfriamento natural, a suspensão foi então posta em banho ultrassônico, seguido da secagem em estufa a 90 ° C por 24h.

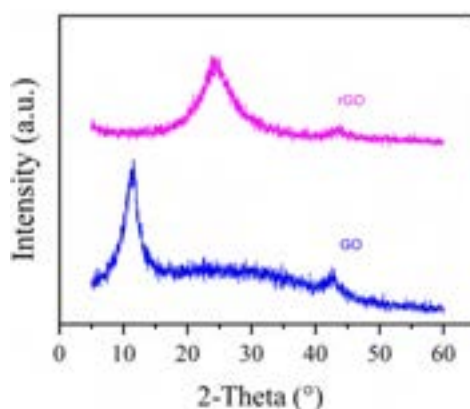
RESULTADOS E DISCUSSÃO

A mudança estrutural no GO é revelada por análise de DRX, como mostrado na Figura 1. Após a oxidação do grafite, o pico do GO se localiza no ângulo de $2\theta = 10,9^\circ$, indicando o sucesso na oxidação com a presença de funcionalidades de oxigênio, como

grupos epóxis e hidroxila, que povoam o plano basal da folha de carbono. Após 0,5 horas de tratamento hidrotérmico, a intensidade do pico de GO é indetectável e o pico do rGO se torna amplo e largo, deslocando sua posição para $2\theta = 22,8^\circ$. Sendo um indicativo de que não há quantidade considerável remanescente de grupos orgânicos.

A morfologia da superfície do GO e o GO hidrotérmicamente reduzido foram analisados por MEV (Figura 2). Antes do tratamento hidrotérmico, a amostra de GO (Figura 2a) apresenta estrutura granular. Uma monocamada ou poucas camadas de GO são alcançadas após a dispersão em água. A amostra de rGO (Figura 2b) apresenta morfologia rugosa, o que sugere a presença de funcionalidades de oxigênio carregado negativamente nas partículas do material reduzido, aplicando forças estáticas repulsivas e resultando na sobreposição de camadas irregulares. É possível analisar que o rGO apresenta uma estrutura granular semelhante a de GO. Apesar dos resultados de DRX mostrarem que o pico de GO desaparece na amostra de rGO após o tempo de redução, os resultados de MEV sugerem que a submissão de 0,5h de redução preserva a natureza de GO nas camadas de rGO formada. O material sintetizado hidrotérmicamente possui uma configuração ideal para a aplicação em membranas para dessalinização e purificação de água, uma vez que tal composição se adequa às propriedades exigidas pela aplicação. Além disso, há um benefício associado à produção de uma estrutura híbrida em uma única etapa, eliminando uma etapa posterior referente ao empilhamento intercalado de GO e rGO.

Figura 1- Padrões de DRX das amostras de GO e rGO.



Fonte: Autória própria (2022).

Figura 2- Micrografias do GO (a) e rGO (b).

Fonte: Autória própria (2022).

CONCLUSÃO

O trabalho demonstrou que o método de redução hidrotérmica é eficaz para a produção de materiais híbridos de GO e rGO, com potencial de aplicação em membranas de dessalinização e purificação de água, sendo um processo simples, rápido, barato, eficiente, sustentável e ambientalmente amigável.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) pela assistência e infraestrutura de pessoal, bem como ao CNPq, CAPES-Brasil (Código Financeiro 001) e ANP-FINEP-PRH32.1 pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

Iqbal, A.K.M.A., et al., **Graphene-based nanocomposites and their fabrication, mechanical properties and applications**. *Materialia*, 2020. 12: p. 100815.

Aunkor, M.T.H., et al., **The green reduction of graphene oxide**. *RSC Advances*, 2016. 6(33): p. 27807- 27828.

Huang, H.H., et al., **Structural Evolution of Hydrothermally Derived Reduced Graphene Oxide**. *Sci Rep*, 2018. 8(1): p. 6849.

Neuberger, N., H. Adidharma, and M. Fan, **Graphene: A review of applications in the petroleum industry**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018. 167: p. 152-159.

Joshi, R.K., et al., **Precise and Ultrafast Molecular Sieving Through Graphene Oxide Membranes**. *Science*, 2014. 343(6172): p. 752-754.

Abraham, J., et al., **Tunable sieving of ions using graphene oxide membranes**. *Nat Nanotechnol*, 2017. 12(6): p. 546-550.



PREPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMA MICROEMULSIONADO CONTENDO OCS

Ammary Virgínia da S. Moura¹, João Vinícius de A. Freire¹, Katherine Carrilho de O. Deus¹, Tereza Neuma de Castro Dantas¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

RESUMO

Estudos na área de tensoativos e sistemas microemulsionados vêm crescendo no decorrer dos últimos anos, possibilitando futuras aplicações na indústria petrolífera, onde os sistemas microemulsionados necessitam de um prévio estudo para possíveis aplicações em diversas áreas desta indústria, sendo bastante usados na remoção de óleo contido na água produzida, para possibilitar o seu reúso ou descarte. Deste modo, no presente estudo foram feitas análises em um sistema microemulsionado, contendo óleo de coco saponificado como tensoativo, água produzida sintética como fase aquosa, butanol como cotensoativo e hexano como fase oleosa. Para caracterização do sistema, foram utilizados parâmetros de caracterização físico-químicos, sendo eles: densidade, pH, condutividade, diâmetro de partícula e potencial Zeta e turbidez. Desta forma, foram obtidos os dados de caracterização necessários para os estudos de ampliação de escala do processo de extração líquido-líquido. Então pôde-se concluir que os dados de caracterização obtidos servem como um banco de dados desses sistemas não convencionais de extração, para estudos de ampliação de escala, assim fornecendo dados necessários às etapas posteriores relacionadas ao processo de extração líquido-líquido.

Palavras-chave: microemulsão; tensoativos; água produzida sintética.

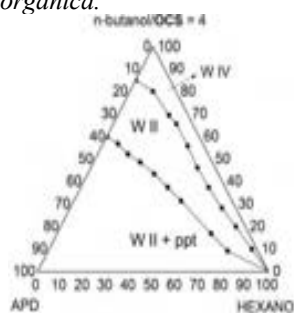
INTRODUÇÃO

A água produzida (AP) é definida como uma mistura de compostos orgânicos e inorgânicos, resultante da exploração de poços de petróleo e gás (IGUNNU, 2014), constituindo-se como um dos principais pontos de poluição e representa um dos maiores problemas ambientais (SILVA, 2020). Os tensoativos (TS) são moléculas anfifílicas capazes de interagir com componentes quimicamente distintos, com regiões polares (hidrofílicas) e não polares (lipofílicas) (LUCAS, 2020). Essas moléculas têm se tornado cada vez mais importantes nos últimos anos, assim como sua aplicabilidade em novas tecnologias e soluções industriais. A partir dos tensoativos podem ser obtidas as microemulsões, que são misturas com dispersões de fase polar e fase apolar estabilizadas pelo TS, muitas vezes com o auxílio de um cotensoativo. Esses sistemas são definidos como termodinamicamente estáveis, isotrópicos, opticamente incolores, de baixa viscosidade, amplamente utilizados em diversas áreas (CARNICEL, 2014) e têm sido um dos principais alvos de pesquisas devido à versatilidade e eficiência do uso

desses processos, além da potencial redução de custos, pois podem conter grandes porções polares (geralmente água ou uma fase aquosa para a aplicação).

METODOLOGIA

Figura 1. Diagrama ilustrativo para visualização das diferentes regiões de Winsor – Sistema n-butanol/OCS, C/T=4, solução de 2% como fase aquosa e hexano como fase orgânica.



Fonte: Nascimento (2018).

Para preparação da microemulsão foi escolhido um sistema cuja composição foi: 61,25% de C/T (butanol como cotensoativo e óleo de coco saponificado como tensoativo numa razão 4:1), 26,25% de hexano como fase orgânica e 12,5% de AP sintética como fase aquosa. A AP utilizada neste trabalho tinha 1510 ppm de NaCl e 100 ppm de óleo bruto fornecido pelo complexo industrial de Guamaré/RN (PETROBRAS®) (SILVA, 2020). Foi utilizado um agitador mecânico TE-102 TURRETEC TECNAL® durante 10 minutos para a melhor dispersão do óleo na solução salobra. Para escolha do ponto de estudo, foi reproduzido o ponto ótimo

do trabalho de Nascimento (2018), a partir do diagrama Pseudo ternário, fazendo-se a alteração da AP.

Após a preparação do sistema, realizou-se a caracterização do mesmo através do potencial hidrogeniônico (pH), condutividade, densidade, diâmetro de partícula, potencial Zeta e turbidez. Para análise de pH a amostra foi submetida à análise no pHmetro da TECNOPON, modelo luca 210p. Já para a medição da condutividade foi submetida à análise no condutivímetro Benchtop DDS-307. Para análise do peso específico (densidade) a amostra foi submetida à análise no densímetro da Anton Paar, DMA 4500 M. Ainda, para medição do diâmetro de partícula e potencial Zeta a amostra foi submetida a medidas no analisador de diâmetro de partículas ZetaPlus da marca Instrutécnica, bem como à análise do potencial Zeta com o mesmo equipamento que utiliza a técnica de espalhamento dinâmico da luz (DLS). E por fim, para a análise de turbidez, usou-se o turbidímetro 2100p da marca NACH. Todas as técnicas mencionadas acima foram feitas à temperatura de 25°C e pressão de 1 atm, conforme instruções previstas no manual do equipamento.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao ser reproduzido o ponto em questão, fazendo-se as alterações citadas na metodologia, foi possível observar um comportamento similar ao de Nascimento (2018), sistema este que apresentou aparência límpida, estável e com uma leve coloração amarelada, que se deu pelos seus sólidos dissolvidos serem escuros. Na Tabela 1 estão dispostos os resultados das análises de caracterizações físico-químicas propostas.

Tabela 1. Resultado dos parâmetros físico-químicos.

PARÂMETRO	MICRO 1
Ph \pm DP	10,33 \pm 0,01
Condutividade (μ S.cm-1) \pm DP	311,00 \pm 0,577
Densidade (g/cm ³) \pm DP	0,81184 \pm 5,8E-06
Turbidez (u.T) \pm DP	12,03 \pm 0,208
Diâmetro de partícula (nm)	2526,3
Potencial Zeta (mV)	1,32E+01

Fonte: Autoria própria.

Sabe-se que o pH é um fator fundamental para a estabilidade de emulsões e seus derivados (BERNARDI, 2011), tendo em vista que alterações elevadas indicam reações, o que pode acarretar em perda de qualidade no produto final. O mesmo se dá para condutividade, devido à alterações bruscas indicarem instabilidade em um dado sistema (ANVISA, 2004). Para o sistema, foi medido em triplicata durante 5 dias, e ambos os resultados apresentaram desvios padrões baixos, indicando uma estabilidade do sistema. Ainda falando sobre a estabilidade, foi possível a obtenção do potencial Zeta, considerado este um valor dentro da faixa de classificação como estável (SANTOS *et al.*, 2013). Além disso, justifica-se a baixa condutividade devido ao arranjo do sistema, no qual as micelas são do tipo água em óleo, resultando numa baixa condutividade devido à camada isolante do filme de tensoativo envolver a gotícula de água.

A massa específica (densidade) do sistema foi medida, e foi possível a obtenção de 0,81184 g/cm³, valor próximo ao co-tensoativo que é 0,810 g/cm³, devido à composição do sistema conter essa fase em maior quantidade. Já a análise de diâmetro de partícula foi feita em triplicata, sendo esse ajuste feito no próprio software, sendo possível a obtenção de um diâmetro médio de 2526,3 nm, diâmetro aceitável e coerente, tendo em vista a presença de petróleo no sistema, estando dentro da faixa indicada para microemulsão.

CONCLUSÃO

Assim, com os estudos abordados neste trabalho foram obtidos parâmetros físico-químicos de um sistema microemulsionado, contendo óleo de coco saponificado e água produzida sintética, servindo como um banco de dados de parâmetros de sistemas como esse, que são tidos como sistemas não convencionais de extração, desse modo fornecendo dados necessários às etapas posteriores relacionadas ao processo de extração líquido-líquido.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo 44.1 da UFRN pelo apoio financeiro, ao Núcleo de Ensino e Pesquisa em Petróleo e Gás – NUPEG II pelo espaço, e à Petrobras pelo apoio instrumental.

REFERÊNCIAS

- ANVISA. **Guia de estabilidade de produtos cosméticos**. Brasília, DF: Agência Nacional de Vigilância Sanitária, 2004.
- BERNARDI, Daniela Spuri. **Desenvolvimento de nanoemulsão de óleo de arroz como adjuvante no tratamento de dermatite atópica e psoríase**. 2011. 104 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Farmacêuticas) - Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2011.
- CARNICEL, Carolina. **Preparação e caracterização de microemulsões contendo fluconazol**. 2014. 53 f. Dissertação (Mestrado em Ciência de Materiais) - Universidade Federal de Mato Grosso, Barra do Garças, 2014.
- IGUNNU, E. T.; CHEN, G. Z. Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, [s. l.], v. 9, n. 3, p. 157-177, 2014.
- LUCAS, Cláudio Régis dos Santos. **Desenvolvimento de sistemas microemulsionados retardados para aplicação na estimulação ácida em reservatórios carbonáticos**. 2020. 173 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.
- NASCIMENTO, Yasmine Isis Fernandes do. **Estudo da eficiência de sistemas microemulsionados na remoção de contaminantes de água produzida**. 2018. 123 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.
- SANTOS, S. S. et al. Clotrimazole-loaded Eudragit® RS100 nanocapsules: preparation, characterization and in vitro evaluation of antifungal activity against *Candida* species. *Materials Science & Engineering C, Materials for biological applications*, [s. l.], v. 33, p. 1389-1394, 2013.
- SILVA, D. et al. Novel produced water treatment using microemulsion systems to remove oil content. *Journal of Water Process Engineering*, [s. l.], v. 33, Feb. 2020.

PROPOSTA DE VALORES PARA VARIÁVEIS LEGAIS DE ESTUDOS AMBIENTAIS APROVADOS NO LICENCIAMENTO PARA A PERFURAÇÃO PETROLÍFERA ONSHORE NA BACIA POTIGUAR/RN

Rosiney A. Martins¹, Bruna B.A.F. Albuquerque²

¹Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN), ²Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

A análise técnica quantitativa de estudos ambientais é uma importante ferramenta para avaliar o atendimento do disposto na legislação ambiental. A atribuição de valores (pesos) para as variáveis ambientais consideradas em Relatório de Controle Ambiental (RCA) na perfuração de poços onshore é uma metodologia adequada para a realização dessas análises. O trabalho apresenta proposta de valores para 11 variáveis legais e seus respectivos 33 itens, estabelecidas no Termo de Referência do IDEMA, que fazem parte do roteiro básico do estudo ambiental para a liberação da LPPER. A metodologia poderá ser adaptada para outras atividades licenciadas pelo órgão ambiental.

Palavras-chave: licenciamento; RCA; variáveis legais.

INTRODUÇÃO

Estudos ambientais são documentos técnicos exigidos no processo de licenciamento ambiental. A Resolução 23/1994 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) condiciona a liberação da Licença Prévia para a Perfuração de poços de petróleo (LPper) à aprovação do Relatório de Controle Ambiental (RCA).

No Estado do Rio Grande do Norte (RN) a LPper é expedida pelo Instituto do Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA), cujo roteiro básico do RCA está definido no Termo de Referência (TR), que contempla 11 (onze) variáveis legais (VLs) estabelecidas pelo órgão licenciador (IDEMA, 2014).

Análises técnicas quantitativas permitem uma avaliação desses estudos de forma mais realística a respeito do que está disposto nos normativos jurídicos e o que realmente é proposto pelos empreendedores (SÁNCHEZ, 2008).

O trabalho apresenta proposta de análise técnica para RCA a partir da adoção de valores atribuídos às VLs adaptadas de Almeida *et al.* (2014).

METODOLOGIA

Foram atribuídos valores (pesos) 2, 4, 10, 15, 20 e 25 (soma = 100) para as 11 VLS do TR do IDEMA (VL1 a VL11) adaptados de Almeida et al. (2014). As VLS foram divididas em 33 itens contemplados no checklist de Costa et al., (2009). A soma dos valores dos itens corresponde ao total da respectiva VL.

As variáveis foram denominadas de VL1 (Identificação do empreendedor e do empreendimento), de VL2 (Identificação da empresa responsável pelo RCA), de VL3 (Descrição do empreendimento), de VL4 (Área de influência), de VL5 (Diagnóstico ambiental), de VL6 (Identificação e análise dos impactos), de VL7 (Medidas mitigadoras), VL8 (Programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos ambientais), de VL9 (Conclusões), de VL10 (Equipe técnica) e de VL11 (Bibliografia).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 apresenta em ordem crescente os pesos atribuídos às 11 VLS variando de 2 a 25. O valor mínimo (2) representa itens de conteúdo informativo ou não técnico. O valor 4 (VL1, VL2, VL3 e VL9) representa tanto informações técnicas como não técnicas. As VLS consideradas de maior relevância nos RCAs atingiram peso 10 (Área de influência/VL4 e Diagnóstico ambiental /VL5), 15 (Identificação e análise dos impactos ambientais/VL6), 20 (Medidas mitigadoras/VL7) e 25 (Programa de acompanhamento e monitoramento/VL8). As VLS foram divididas em até 7 itens (Figura 1).

Figura 1 - Quadro de valores de pesos e divisão em 33 itens de 11 VLS

Peso	Variável Legal (VL)	Itens
2	VL10: Equipe técnica	2
2	VL11: Bibliografia	2
4	VL1: Identificação do empreendedor e do empreendimento	2
4	VL2: Identificação da empresa responsável pelo RCA	1
4	VL3: Descrição do empreendimento	2
4	VL9: Conclusões	2
10	VL4: Área de influência	2
10	VL5: Diagnóstico ambiental	3
15	VL6: Identificação e análise dos impactos ambientais	7
20	VL7: Medidas mitigadoras	5
25	VL8: Programa de acompanhamento e monitoramento	5
100	TOTAL	33

Fonte: Autória própria.



De forma semelhante, foram atribuídos pesos aos itens de divisão das VLs completando a lista de verificação de variáveis (Figura 2).

Figura 2 – Quadro de VLs e itens com os respectivos pesos atribuídos.

VL	Peso	Itens	Peso
VL1	4	1.1 Identificações do empreendedor completa?	2
		1.2 Identificação e localização do empreendimento completa?	2
VL2	4	2.1 As informações estão completas?	4
VL3	4	3.1 Objetivos do empreendimento e sua justificativa	2
		3.2 Descrições da atividade	2
VL4	10	4.1 É descrita a área de influência direta e indireta, para as fases de implantação e operação nos meios físico, biológico e antrópico?	5
		4.2 Existem a delimitação, justificativa e mapeamento das áreas de influência direta e indireta?	5
VL5	10	5.1 Meio físico	3
		5.2 Meio biótico	4
		5.3 Meio antrópico	3
VL6	15	6.1 Foi estabelecido com base nas fases de implantação e operação do empreendimento, considerando os impactos sobre os meios físico, biológico e antrópico?;	3
		6.2 Atividades causadoras de impactos ambientais são detalhadas?	2
		6.3 Os métodos e procedimentos de análise são explicados?	2
		6.4 Há distinção entre identificação, previsão e avaliação dos impactos?	2
		6.5 O método usado para identificação é claramente explicado?	1
		6.6 Impactos indiretos também foram identificados?	2
		6.7 Os critérios atribuição de importância aos impactos são explicitados? São utilizados de forma coerente?	3
VL7	20	7.1 Medidas mitigadoras são compatíveis com impactos causados?	5
		7.2 São propostas medidas para todos os impactos diretos e indiretos?	5
		7.3 A forma de apresentação das medidas mitigadoras permite confiarem sua eficácia? Há dúvidas quanto a sua eficácia?	4
		7.4 Há medidas que permitem valorizar os impactos positivos?	3
		7.5 Eventuais efeitos negativos dos programas de gestão foram descritos?	3
VL8	25	8.1 Os principais impactos são contemplados no plano, considerando-se as fases de implantação, operação e desativação?	5
		8.2 As frequências de amostragens são adequadas? Há indicação e justificativa da rede de amostragem?	8
		8.3 Os métodos de análise dos dados são informados, com indicação e justificativas?	4
		8.4 Há indicação e justificativa da periodicidade da amostragem para cada parâmetro, segundo os diversos fatores ambientais?	4
		8.5 Há indicação e justificativa dos métodos empregados nos processamentos das informações levantadas?	4
VL9	4	9.1 Há esclarecimento do aspecto ambiental e da viabilidade ou não do empreendimento?	1
		9.2 As principais conclusões do RCA são retomadas?	1
VL10	2	10.1 Há identificação dos registros profissionais dos participantes?	2
		10.2 Menciona-se com suficiente detalhe a parte de cada um no estudo?	2
VL11	2	11.1 As citações bibliográficas do texto são adequadamente referidas?	1
		11.2 Há referências a estudos não publicados e seus locais de consulta?	1

Fonte: Autória própria.

O diagnóstico ambiental (VL5) é o maior peso dado ao meio biótico, por se considerar esse meio o mais afetado por esse tipo de empreendimento. Para esse meio foram atribuídos pesos 0 (diagnóstico ausente no RCA); 1 (diagnóstico pouco abrangente); 3 (diagnóstico medianamente abrangente) e 4 (diagnóstico completamente abrangente). Na avaliação dos diagnósticos dos meios físico e antrópico (itens 5.1 e 5.3 de VL5) houve reduções em valores de pesos para 0 (item ausente no RCA); 1 (diagnóstico pouco abrangente); 2 (diagnóstico medianamente abrangente) e 3 (diagnóstico completamente abrangente).

Na VL6 os pesos mais expressivos foram atribuídos para os itens que tratam da duração e reversibilidade dos impactos ambientais oriundos dos empreendimentos por serem fatores com maior relevância no potencial modificador do impacto sobre o meio. Quanto às medidas mitigadoras (VL7), os maiores pesos foram dados para os itens relacionados ao meio biótico pelo seu maior potencial de ser atingido pela atividade. O Programa de Acompanhamento e Monitoramento dos Impactos Ambientais (VL8) foi atribuído maior peso dentre as variáveis em função da sua importância na implementação do processo de avaliação de impacto ambiental.

CONCLUSÃO

A proposta de valores para VLS poderá ser utilizada com êxito na avaliação técnica quantitativa de RCAs exigidos para a emissão da LPPer pelo IDEMA. A metodologia poderá ser adaptada para outras atividades licenciadas pelo órgão.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, M. R. R.; ALVARENGA, M. I. A.; CESPEDES, J. G. Avaliação da qualidade de estudos ambientais em processo de licenciamento. *Geociências*, São Paulo, v.33, p.106-118, 2014.

COSTA, M. H. N; MARTINS, R. A.; PEGADO, E. A. C. Relatório de controle ambiental para perfuração de poços petrolíferos exploratório: proposta de guia para análise técnica. In: CONGRESSO NORTE NORDESTE DE PESQUISA E INOVAÇÃO, 4., 2009, Natal. Anais eletrônicos [...]. Natal: IFRN, 2009. 1 CD-ROM.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 023, de 07 de dezembro de 1994. Brasília, DF: Conselho Nacional do Meio Ambiente, 1994. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/MMA/RE0023-071294.PDF>. Acesso em: 17 jun. 2022.

SÁNCHEZ, Luis Enrique. Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos. São Paulo: Oficina de Textos, 2008.

RIO GRANDE DO NORTE (Estado). Secretaria de Estado do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos. Termo de referência. Natal, RN: SEMARH, 2022. p. 1-7. Disponível em: <http://www.adcon.rn.gov.br/ACERVO/idema/DOC/DOC00000000294817.PDF>. Acesso em: 17 jun. 2022.

PRODUÇÃO

ACIDIFICAÇÃO DE MATRIZ EM ROCHAS CARBONÁTICAS: IMPORTÂNCIA E APLICAÇÕES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.

Maria Eduarda M. Monteiro¹, Marcos G. Bezerra¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

As formações carbonáticas são rochas reservatório que, em geral, apresentam baixa permeabilidade, o que dificulta o fluxo de hidrocarbonetos. Além dessa característica intrínseca à rocha carbonática, existem outras restrições não intencionais que podem impedir o fluxo de fluidos, de forma que o índice de produtividade do poço será reduzido. A fim de mitigar os efeitos de impedimentos não intencionais ao fluxo, surgem as operações de estimulação, que são utilizadas para tratar problemas como a existência de danos na formação e de poros obstruídos pela própria matriz rochosa. Para a realização de uma estimulação podem ser utilizados ácidos, que permeiam a formação rochosa, dissolvendo sólidos e finos e criando caminhos preferenciais ao fluxo. Às estimulações onde se faz uso de ácidos como agente de desobstrução de fluxo, dá-se o nome de estimulação ácida ou acidificação de matriz. Para apresentar sobre o tema em questão, o presente trabalho é fundamentado em revisão bibliográfica acerca da acidificação em rochas carbonáticas. Com a revisão bibliográfica realizada, conclui-se que é possível fazer composições ácidas com características específicas para uso, de forma a remover danos e aumentar a produtividade de poços com baixa produtividade, por exemplo.

Palavras-chave: acidificação; carbonatos; dano.

INTRODUÇÃO

Rochas carbonáticas são rochas sedimentares compostas por minerais carbonáticos sedimentares, como a calcita e a dolomita. Em função de sua porosidade, as rochas carbonáticas se caracterizam como rochas reservatório de hidrocarbonetos e seu espaço de armazenamento é geralmente composto por poros, cavernas cársticas e fraturas (WANG *et al.* 2012). Os recursos marinhos de petróleo armazenados em rochas carbonáticas correspondem a 90% dos recursos globais de petróleo e gás (XU *et al.* 2020).

Durante o ciclo de vida produtiva de um poço de petróleo e/ou gás é possível a ocorrência de efeitos adversos que atuam alterando as características de permeabilidade do mesmo, afetando assim a produção de hidrocarbonetos. Qualquer Impedimento não intencional que altere a permeabilidade da região e, conseqüentemente, modifique o fluxo de fluidos em um poço é considerado um dano à

formação (SHARMA, 2016). A fim de contornar esse problema surge a estimulação de poços, que é um conjunto de técnicas utilizadas para aumentar o índice de produtividade ou injetividade de poços de petróleo. Esse conjunto pode ser dividido em três técnicas: fraturamento hidráulico, acidificação de matriz e fraturamento ácido.

A acidificação de matriz baseia-se na introdução de uma substância ácida no poço, que flui através dos poros da rocha, dissolvendo sólidos e finos, que impedem o fluxo de fluidos, ou até mesmo a própria matriz rochosa. Em formações carbonáticas, o objetivo é criar canais condutores, denominados buracos de minhocas (*wormholes*), através da rocha. Os canais condutores guiam o fluxo do fluido e aumentam a permeabilidade da região (KALFAYN, 2008).

O objetivo deste trabalho é fazer uma breve revisão bibliográfica quanto à utilização da acidificação de matriz em rochas carbonáticas, a fim de que se tenha uma fonte de consulta rápida, proveniente de um conhecimento já consolidado acerca do tema.

METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho baseia-se em uma revisão bibliográfica referente ao uso da acidificação de matriz em rochas carbonáticas. Inicialmente serão abordados os aspectos teóricos da acidificação, focando na acidificação em rochas carbonáticas. Em seguida serão apresentadas as composições ácidas mais utilizadas nos fluidos de acidificação e alguns exemplos de aplicações.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As rochas carbonáticas geralmente apresentam medidas de porosidade e permeabilidade baixas. Em média, 80% dos valores de porosidade variam entre 4% e 16% e a permeabilidade varia entre 1 e 500 mD, abrindo precedentes para a utilização da acidificação de matriz (XU et al. 2020). A injeção de uma solução ácida no reservatório pode eliminar a cimentação das rochas, ou o tamponamento da formação, através da dissolução e corrosão, aumentando, assim, a permeabilidade do reservatório.

Os processos químicos inerentes da acidificação em carbonatos se baseiam no princípio de que minerais de carbonato puro reagem rapidamente e completamente



com excesso de ácido clorídrico (HCl), produzindo água, CO₂ e sais de cloreto altamente solúveis (KALFAYAN, 2008). Na acidificação de uma matriz carbonática com o HCl, a reação ocorre de forma tão rápida e completa com os minerais carbonáticos que resulta na formação de canais macroscópicos na matriz da rocha. Em rochas carbonáticas a formação desses canais também pode ser alcançada com a utilização de ácido acético (CH₃COOH) e ácido fórmico (HCOOH).

O ácido mais comumente utilizado em aplicações de acidificação em carbonatos é o HCl, em concentrações que variam geralmente entre 15% e 28%. O ácido acético é um ácido de reação mais lenta, e os seus efeitos de corrosão nos equipamentos metálicos são facilmente inibidos quando comparados com o HCl, sendo utilizado em fluidos de estimulação em formações com altas temperaturas. Tipicamente, o ácido acético é utilizado em concentrações de 10%. O ácido fórmico também é um ácido de reação lenta, porém é mais forte do que o ácido acético e pode ser utilizado em adição com o ácido acético, uma vez que tais misturas são utilizadas na estimulação de carbonatos de águas profundas e em altas temperaturas (KALFAYAN, 2008).

A acidificação de rochas carbonáticas possui diversas aplicações práticas ao longo da vida produtiva de um poço. Durante a perfuração, uma solução de 9 ou 10% de ácido acético pode ser utilizada como fluido de perfuração, dissolvendo os detritos de perfuração, estabelecendo uma perfuração limpa (KALFAYAN, 2008). A acidificação também pode ser utilizada como um *bypass* para o dano na formação, a partir da criação de canais condutores, interconectando regiões isoladas em função do dano. Outra aplicação da acidificação de matriz é a estimulação da formação através do fraturamento ácido. No fraturamento ácido, a solução ácida, geralmente composta majoritariamente por HCl, é injetada no reservatório em pressões superiores à pressão de fratura. O ácido acaba por corroer de maneira desigual as superfícies das fraturas geradas, de tal forma que mesmo quando a fratura se fecha, é mantida certa condutividade, aumentando a permeabilidade de hidrocarbonetos (XU et al. 2020).

CONCLUSÃO

Entende-se, portanto, que as técnicas de acidificação em carbonatos conferem aumento da permeabilidade do reservatório, geralmente de baixa permeabilidade,



podendo resultar em um aumento da injetividade e da produção do poço. O ácido mais utilizado em operações de acidificação de carbonatos é o HCl, de reação rápida com a rocha. Utiliza-se também os ácidos fórmico e acético, que reagem lentamente com a rocha. Há, ainda, a possibilidade de combinar os ácidos, em concentrações específicas de cada ácido, de forma a obter uma solução com parâmetros particulares para uma determinada aplicação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Engenharia de Reservatórios (LABRES) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e ao Programa de Recursos Humanos em Engenharia de Petróleo (PRH 26.1) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pelo apoio financeiro e pelas demais contribuições ao trabalho.

REFERÊNCIAS

KALFAYAN, L. **Production enhancement with acid stimulation**. 2. ed. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Corporation, 2008.

SHARMA, M. M. Formation Damage. In: ALI, S. A; KALFAYAN, L; MONTGOMERY, C. T. (ed.). Acid Stimulation. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2016.

WANG, S; ZHAO, L; CHENG, X; FAN, Z; HE, L. Geochemical characteristics and genetic model of dolomite reservoirs in the eastern margin of the pre-caspian basin. *Petroleum Science*, [s. l.], v. 9, p. 161-169, 2012.

XU, Zheng-Xiǎo et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, [s. l.], v. 17, p. 990-1013, 2020.



AJUSTE NUMÉRICO DOS PARÂMETROS DA EQUAÇÃO DE ESTADO DE PENG-ROBINSON PENELOUX (T) UTILIZANDO DADOS EXPERIMENTAIS DE UM ÓLEO PESADO COM CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES ÀS DA BACIA POTIGUAR DO NORDESTE BRASILEIRO

Marcos Antonio dos Santos Filho¹, Antonio Robson Gurgel¹, Andréa Francisca Fernandes Barbosa¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

RESUMO

Em estudos de simulação numérica de reservatórios, recomenda-se que sejam feitos ajustes dos dados PVT experimentais dos modelos numéricos de fluidos a serem utilizados. Desta forma, este trabalho compreende estudos de ajuste dos dados experimentais de um modelo de óleo pesado com características semelhantes às encontradas na Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro utilizando simulação numérica. O simulador utilizado foi o *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics*. Nele, o módulo *PVT Designer* foi utilizado para a importação dos dados experimentais e geração do modelo numérico de fluido. Os parâmetros utilizados para o ajuste foram a temperatura e pressões pseudocríticas e o conceito de translação aplicada à equação de estado de Peng-Robinson Peneloux (T). Realizou-se a análise com base na avaliação estatística da mediana dos erros relativos para cada parâmetro ajustado. Os resultados mostraram que, após o ajuste numérico, foram obtidos ajustes satisfatórios que variaram de 5,04% para a razão de solubilidade a valores muito próximos de zero, como no caso da viscosidade do óleo. Desta forma, observou-se que houve ajustes satisfatórios entre os dados experimentais e os modelos composicionais elaborados a partir da equação de estado utilizada.

Palavras-chave: simulação numérica; modelo composicional; óleo pesado.

INTRODUÇÃO

O entendimento do comportamento dos fluidos presentes na rocha-reservatório é de grande importância para o seguimento de exploração e produção da indústria do petróleo. Os dados experimentais, dentre eles os PVT, são necessários para dimensionar o volume de hidrocarbonetos presentes em uma jazida, bem como realizar estudos de previsão da produção e da eficiência dos métodos de recuperação melhorada de petróleo nos ativos da empresa.

Assim sendo, este trabalho apresenta estudos de simulação numérica de fluidos de reservatórios utilizando a equação de estado de Peng-Robinson Peneloux (T), PRP(T), ajustando seus parâmetros com dados experimentais. Os modelos obtidos poderão ser utilizados em estudos de simulação numérica de reservatórios para recuperação avançada de petróleo por meio da injeção de vapor em óleos pesados.

METODOLOGIA

Para a realização do trabalho, foram gerados dois modelos composicionais a partir dos dados experimentais disponíveis no trabalho de Araújo (2015). O primeiro, denominado composicional expandido, constou de composições das frações molares abrangendo: N_2 , CO_2 , C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , C_6 ... C_{40+} . Esta composição, juntamente com os dados experimentais, foi inserida no simulador sem que nenhum processo de agrupamento de componentes (*lumping*) fosse realizado. Para o segundo, definido como modelo pseudoizado, foi realizado o processo de agrupamento (pseudoização) dos hidrocarbonetos que resultou em seis pseudocomponentes C_1 - C_3 , C_4 - C_5 , C_6 - C_9 , C_{10} - C_{19} , C_{20} - C_{39} , C_{40+} . Os dados experimentais utilizados no estudo foram coletados de Araújo (2015) e foram: fator-volume formação de óleo (B_o), razão de solubilidade (R_s), massa específica (ρ) e viscosidade do óleo pesado (μ), todos à temperatura de 311,15 K.

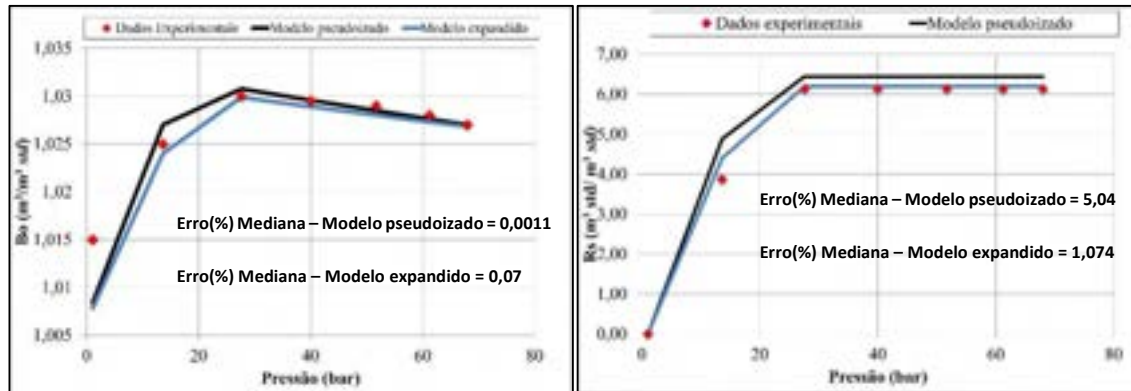
Foi utilizado o algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization (PSO)* no módulo *PVT Designer*, para que a partir dos parâmetros inseridos nele fossem encontrados aqueles que melhor permitissem o ajuste entre os dados experimentais e o modelo composicional. Uma descrição mais detalhada a respeito desse algoritmo pode ser encontrada em *Assisted History Matching User Guide* (2022). Para o cálculo dos valores da função objetivo (FO) no espaço de pontos (posições das partículas) inseridos no algoritmo, foram utilizados os valores das pressões, temperaturas e fatores acêntricos críticos ou pseudocríticos (P_c , T_c , w_c) de cada modelo a ser estudado. Também foi avaliado o volume de translação (*volume shift*) da equação PRP(T), de acordo com os critérios de Pedersen, Milter e Sorensen (2002).

Para estudo da viscosidade foi utilizado o modelo de viscosidade da equação dos estados correspondentes de Pedersen (VECP), cujo detalhamento pode ser encontrando em Pedersen e Christensen (2007). O cálculo do erro relativo entre os dados experimentais e os calculados foi realizado para a obtenção mediana comparando a diferença entre os dados experimentais e os do modelo expandido e pseudoizado. A mediana foi escolhida porque possui a vantagem de não ser afetada por dados discrepantes dos demais, como por exemplo, valores extremos do conjunto de dados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

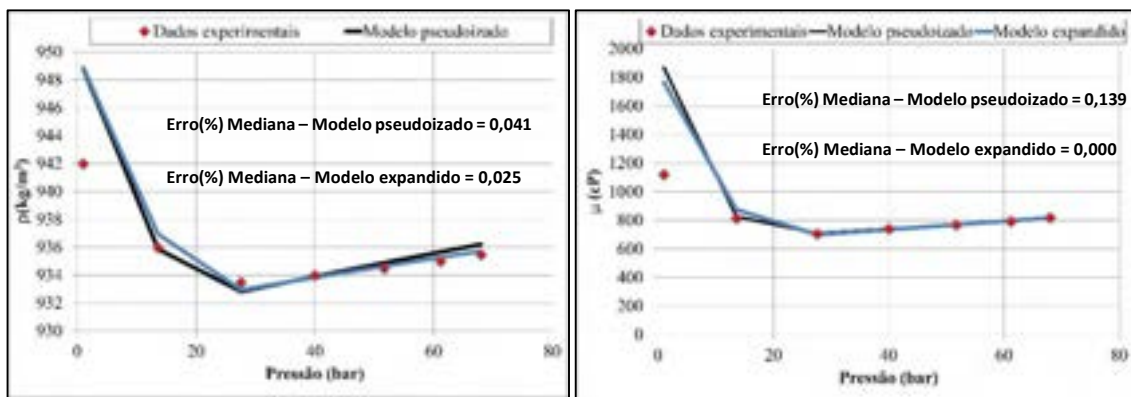
Os resultados dos ajustes entre os dados experimentais e os da equação PRP(T), bem como do modelo de viscosidade da equação VECP são mostrados nas Figura 1 e 2.

Figura 1 – Dados experimentais e simulados para o Bo e Rs , respectivamente.



Fonte: Autoria própria.

Figura 2 – Dados experimentais e simulados para o ρ (kg/cm³) e μ (cp), respectivamente.



Fonte: Autoria própria

Segundo os resultados obtidos, um melhor ajuste para o pseudocomponente C_{40+} esteve associado a incrementos nos valores das temperaturas e fatores acêntricos pseudocríticos tanto para o modelo expandido quanto para o pseudoizado. Pressões críticas menores também contribuíram para a melhoria no ajuste dos dois modelos. Decréscimos nos valores do volume de translação para os agrupamentos do modelo pseudoizado para esses três pseudocomponentes contribuíram para a melhoria do ajuste numérico da equação $PRP(T)$ para o Bo , Rs e ρ , respectivamente. De uma forma geral, menores valores dos parâmetros da equação da viscosidade, $VECP$, contribuíram para melhorias no ajuste entre os dados experimentais da viscosidade e os desse modelo.

A mediana para o Bo foi de 0,001% para o modelo pseudoizado e 0,07 para o expandido, resultando em um ajuste satisfatório para os dois modelos composicionais de fluidos. Já para a razão de solubilidade, Rs , a mediana obtida pelo modelo pseudoizado foi de 5,04%, indicando que o ajuste não foi tão satisfatório quanto para o expandido que foi de 1,074%. A massa específica do modelo pseudoizado apresentou uma mediana de 0,041% enquanto a do modelo expandido resultou em 0,025%. Dessa forma, os dois

ajustes foram adequados aos dados experimentais para a massa específica. Com relação à viscosidade, a mediana dada pelo modelo pseudoizado foi de 0,139%. Já para o expandido, não se observou diferenças percentuais de erro relativo entre os dados experimentais e calculados. Indicando, portanto, uma concordância bastante satisfatória no ajuste obtido.

CONCLUSÃO

Com a aplicação da equação de estado de PRP (T) foi possível constatar que os ajustes obtidos para os dois modelos composicionais, mediante ao erro relativo às medianas, apresentaram-se como satisfatórios. Logo, o modelo pseudoizado pode ser utilizado em estudos de simulação numérica que envolvam recuperação de óleos pesados.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Recursos Humanos PRH-ANP, gestão Finep PRH 55.1, pela concessão da bolsa de pesquisa, e à *Rock Flow Dynamics* pelas licenças fornecidas do simulador *tNavigator*.

REFERÊNCIAS

ARAÚJO, Edson de Andrade. **Análise da produção de óleo e oxigênio na aplicação do processo de combustão In-situ**. 2015. 126 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

DINIZ, Anthony Andrey Ramalho. **Estudo de injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve**. 2015. 181 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

HILDEBRAND, M. A.; LIU, K.; MEZZATESTA, A. G. A study of the influence of number of components on compositional reservoir simulation results. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2001, Buenos Aires. **Anais [...]**. Buenos Aires: Society of Petroleum Engineers, 2001. DOI: <https://doi.org/10.2118/69575-MS>.

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Taylor & Francis Group, LLC. 2007.

PEDERSEN, K. S.; MILTER, J.; SORENSEN, H. Cubic equations of state applied to HT/HP and highly aromatic fluids. *SPE Journal*, [s. l.], v. 9, n. 2, p. 186-192, June, 2004.

ROCK FLOW DYNAMICS. **Assisted History Matching: user guide**. *tNavigator*, RFD. 2022.

ROCK FLOW DYNAMICS. **PVT Designer: user guide**. *tNavigator*, RFD. 2022.

ANÁLISE COMPARATIVA DOS MODELOS PARA CÁLCULO DA FORÇA DE ATRITO AXIAL NA PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS.

Ana Luiza Arruda da Silva¹, Flávio Medeiros Júnior¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Os modelos de torque e arraste são utilizados para dar suporte ao planejamento das intervenções e ajudar na previsão e prevenção de problemas operacionais durante o trabalho nos poços. Esses modelos são usados para análise de carga, para otimizar o projeto do caminho do poço e para garantir que estes esforços estejam dentro dos limites de trabalho seguro para os equipamentos da sonda e das tubulações descidas no poço. Na literatura, existem diversos modelos teóricos para o cálculo da força de atrito axial, e cada um deles, a depender da trajetória do poço, apresenta um valor da força de atrito que pode ser significativamente diferente dos demais. O presente artigo tem por objetivo apresentar uma análise comparativa dos modelos teóricos para identificar possíveis causas das diferenças nos resultados da força de atrito axial. A metodologia utilizada será baseada em revisão bibliográfica do tema e análise comparativa de força de atrito axial entre alguns modelos teóricos da literatura. Os resultados mostraram que uma das possíveis causas para essas diferenças de valores é o comprimento do intervalo utilizado para o cálculo da força de atrito axial.

Palavras-chave: atrito axial; comparação; poços.

INTRODUÇÃO

De acordo com Chieza (2011), os modelos de torque e arraste (força de atrito axial) são utilizados para dar suporte ao planejamento de poços e ajudar na previsão e prevenção de problemas operacionais de poços. Durante o planejamento do poço, os modelos de torque e arraste são usados para validar o caminho do poço planejado que pode ser perfurado dentro dos limites do equipamento e da capacidade da sonda.

Na literatura existem diversos modelos teóricos para o cálculo da força de atrito axial, e para cada um deles os valores da força de atrito apresentam valores diferentes.

Dessa forma, o objetivo deste trabalho é apresentar uma análise comparativa dos modelos teóricos para identificar possíveis causas das diferenças nos resultados do cálculo da força de atrito axial.

METODOLOGIA

A metodologia utilizada será baseada em revisão bibliográfica do tema e análise comparativa de força de atrito axial entre alguns modelos teóricos da literatura. A Figura 1 mostra os dados do poço que foi utilizado para os cálculos da força de atrito axial e para a comparação entre os modelos teóricos. Os modelos teóricos usados foram: *Soft-String* (HALLIBURTON, 2016); Bill Mitchell (MITCHELL, 1995); Robert Mitchell (MITCHELL et al., 2011) e *Drilling Manual* (DRILLING MANUAL, 2017).

Figura 1 – Dados do poço utilizado para a análise comparativa.

Fonte: Tela do módulo de análise de torque e drag do software WellPlan.

De acordo com o modelo teórico de Bill Mitchell a força de atrito axial é calculada através do coeficiente de atrito, fator de fluviabilidade, peso linear no ar da tubulação, afastamento de uma seção da tubulação, tração axial na seção, *dogleg severity*, comprimento da tubulação ao longo do trecho curvo do poço, força de empacotamento axial e um índice que caracteriza cada seção de cálculo.

Para o modelo teórico de Robert Mitchell, a força de atrito axial é calculada através das forças na extremidade superior e inferior da seção da tubulação, peso linear fluviado da tubulação no poço, ângulo de inclinação, comprimento da seção, fator de fluviabilidade, raio de curvatura do trecho do poço e profundidade.

O modelo teórico de torque e arraste do *Drilling Manual* e o modelo teórico *Soft String* consideram os mesmos parâmetros: o coeficiente de atrito, a força normal atuando perpendicularmente à superfície, a força normal na extremidade inferior da coluna, a força de tração na extremidade inferior da coluna, a mudança no ângulo de azimute, o peso linear fluviado da coluna de perfuração no poço, o ângulo de inclinação médio e a mudança de inclinação para o cálculo da força de atrito.

No exemplo apresentado foi utilizado o coeficiente de fricção de 0,25 e o peso do fluido no poço foi de 8,5 libras por galão.

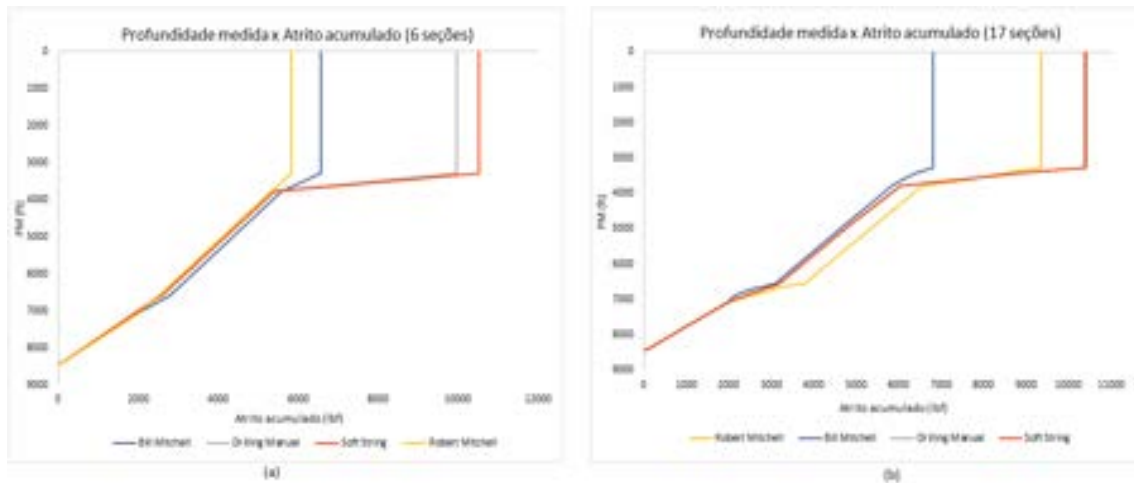


RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para a aplicação de cada modelo teórico foram escolhidos intervalos de acordo com a seção do poço, divididos em seção tangente, buildup, horizontal e vertical. Inicialmente, o poço foi dividido em 6 seções e realizado o cálculo. Posteriormente, o cálculo foi realizado com o poço dividido em 17 seções, a fim de verificar as mudanças nos valores das forças de atrito axial em função do comprimento de cada intervalo de cálculo.

Os resultados obtidos para os modelos apresentados estão descritos na Figura 2:

Figura 2 – Resultados obtidos com os modelos para as seções. (a) 6 seções, (b) 17 seções.



Fonte: Autória própria.

Conforme visto na Figura 2, para 6 seções os modelos que apresentaram valores próximos entre eles foram: *Soft-String* com *Drilling Manual*; Bill Mitchel com Robert Mitchell. E em relação às 17 seções, os modelos *Soft-String* e *Drilling Manual* também apresentaram valores de forças de atrito próximos, já o modelo Bill Mitchell apresentou uma divergência dos valores quando comparado com os outros modelos.

CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa dos modelos teóricos para identificar possíveis causas das diferenças nos resultados da força de atrito axial.

Como foi observado no trabalho, os modelos *Drilling Manual*, *Soft-String* e *Bill Mitchell* não são muito sensíveis ao intervalo, visto que tanto para 6 seções quanto 17 seções, os valores das forças de atrito acumuladas são próximos entre eles. Já o modelo *Robert Mitchell* mostra bastante sensibilidade ao número de intervalos escolhidos. E os modelos que apresentam resultados mais próximos são o *Soft-String* e *Drilling Manual* em ambos os intervalos.

Então, podemos concluir que uma das possíveis causas para essas diferenças de valores seja a quantidade de intervalos, ou seja, o comprimento deles. Quanto menor o intervalo, mais os valores dessas forças de atrito tendem a convergir, dependendo de qual modelo esteja sendo aplicado.

Para futuros trabalhos são recomendados usar intervalos ainda menores para o cálculo das forças.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), pelo apoio financeiro por meio do Programa de Recursos Humanos para o Setor Petróleo e Gás, e à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

REFERÊNCIAS

CHIEZA, Carolina Pontes. **Diagnósticos de problemas operacionais durante a perfuração de poços de petróleo**. 2011. 151 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MITCHELL, Bill. **Oil Well Drilling Engineering**. 10. ed. USA: Handbook & Computer Programs, 1995. 605 p.

MITCHELL, Robert F.; MISKA, Stefan Z. **Fundamentals of drilling engineering**. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2011.

DRILLING MANUAL. **Torque And Drag In Drilling & Calculations Spreadsheet**. 2017. Disponível em: <https://www.drillingmanual.com/drilling-torque-and-drag-calculations-excel-spreadsheet/>. Acesso em: 14 jun. 2022.

HALLIBURTON. **WellPlan Software Exercise Manual**. USA: Halliburton, 2016. 450 p.

AVALIAÇÃO DE CORRELAÇÕES *BLACK-OIL* PARA O CÁLCULO DA VISCOSIDADE DE ÓLEO MORTO

Paulo R. C. Filho¹, Alanderson A. A. Alves², Hugo Andersson D. Medeiros²,
Frederico R. do Carmo¹, Antonio D. C. Oliveira¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), ²Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Correlações empíricas são amplamente utilizadas em engenharia de reservatórios para o cálculo de propriedades de óleo e gás. A obtenção acurada de propriedades termofísicas de compostos presentes nos processos de produção de petróleo e gás natural é uma etapa essencial para o desenvolvimento de projetos lucrativos e seguros ambientalmente. Em simuladores do tipo *black-oil*, as propriedades dos fluidos são obtidas através de correlações empíricas. Neste trabalho, correlações empíricas do tipo *black-oil* para o cálculo da viscosidade de óleo morto foram comparadas com dados experimentais de diversos óleos, cujas faixas de densidade e temperatura foram 6,0 a 22,0 °API e 50 a 70°C, respectivamente.

Palavras-chave: viscosidade; correlações; *black-oil*.

INTRODUÇÃO

A viscosidade é uma propriedade importante para simulação e projeto de sistemas de subsuperfície, poços, linhas de transporte e reservatórios. No entanto, devido à forte influência de variáveis como composição, temperatura, pressão e estado da matéria, é impossível ter dados experimentais dessa propriedade para todos os tipos de óleos e gases encontrados em reservatórios (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2001).

A obtenção de propriedades físicas de fluidos pode ser realizada de três formas: i) via análise laboratorial, sendo a técnica com a melhor precisão, porém, tende a ser onerosa, o que torna o processo economicamente inviável na maioria dos casos; ii) via equações de estado; e iii) via correlações empíricas, sendo esta a abordagem que apresenta melhor relação custo-benefício em simuladores de reservatórios, uma vez que na maioria dos casos apresenta estimativas razoáveis das propriedades.

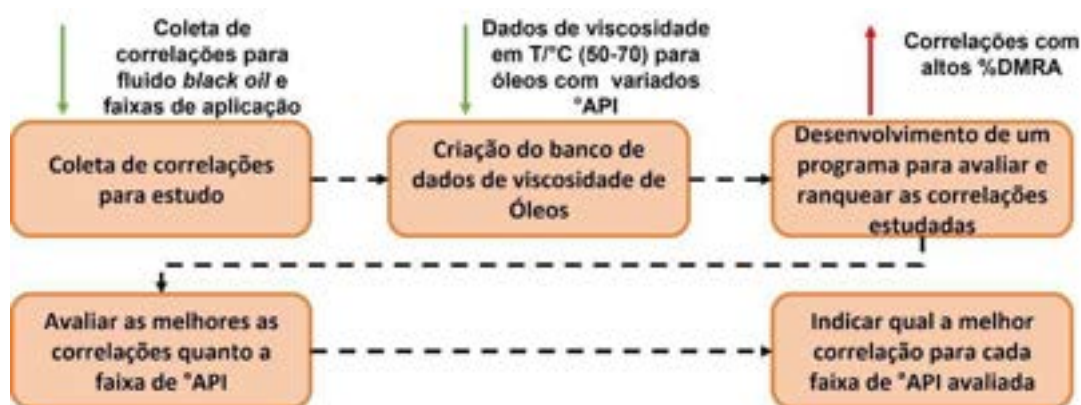
Devido à facilidade da criação de novas correlações para as mais diversas necessidades na área de petróleo, diversos modelos para a obtenção da viscosidade foram propostos, alguns exemplos são: De Ghetto *et al.* (1995), Modified Egbogah-

Jacks (Heavy Oils) (1995) e Egbogah-Jacks (1983). No entanto, a acurácia das correlações está intimamente ligada aos dados experimentais utilizados no processo de obtenção de seus parâmetros. Portanto, antes de se empregar uma correlação é imprescindível que testes sejam realizados para verificar sua acurácia e se seu comportamento é fisicamente consistente com o do fluido do projeto a ser realizado (MCCAIN JR.; SPIVEY; LENN, 2011). Com o intuito de dar um direcionamento para engenheiros de reservatórios na escolha do modelo de viscosidade em simuladores *black-oil*, neste trabalho, 19 correlações empíricas foram avaliadas para óleos classificados como pesados (6,0 a 22,0 °API), em um domínio de temperatura de 50 a 70°C.

METODOLOGIA

O desenvolvimento do trabalho consistiu em duas etapas: i) desenvolvimento de um banco de dados experimentais; ii) desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a avaliação com os valores obtidos através das correlações empíricas estudadas. Além disso, a Figura 1 apresenta um fluxograma detalhado para avaliação das correlações de viscosidade para fluidos *black oil*. Ademais, um total de 122 dados experimentais de viscosidade em um domínio de temperatura de 50 a 70°C, com °API de 6,0 a 22,0 foi utilizado.

Figura 1. Fluxograma detalhado para desenvolvimento do trabalho.



Fonte: Autoria própria.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram avaliadas 19 correlações para cálculo da viscosidade de fluidos *black oil*. Na Tabela 1 são apresentadas as correlações avaliadas e a faixa de aplicação em relação à temperatura e °API que apresentaram menor desvio médio relativo absoluto (DMRA).

Tabela 1. Informações das correlações avaliadas neste trabalho.

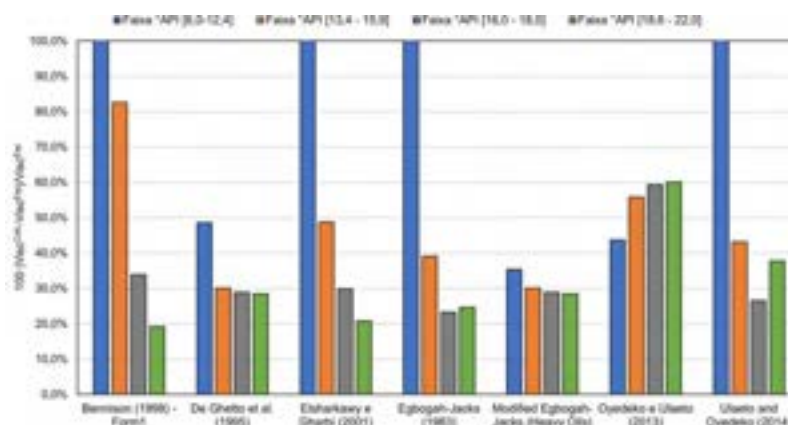
Melhores correlações	Acrônimo	Faixa de ° API	Faixa de T(°C)
Bennison (1998) – Form1	BN (1998)	NR	3,9-148,9
De Ghetto <i>et al.</i> (1995)	DG (1995)	6,0-22,3	55,2-121,5
Elsharkawy e Gharbi (2001)	EG (2001)	24,5-39,8	54,4-117,2
Egbogah-Jacks (1983)	EJ (1983)	NR	NR
Modified Egbogah-Jacks (Heavy Oils) (1995)	MEJ (1995)	6,0-22,3	23,9-160,0
Oyedeko e Ulaeto (2013)	OU (2013)	14,9-53,2	50,2-128,9
Ulaeto e Oyedeko (2014)	UO (2014)	14,9-53,3	50,2-128,10

NR- Faixas não reportadas no trabalho original.

Fonte: Autoria própria.

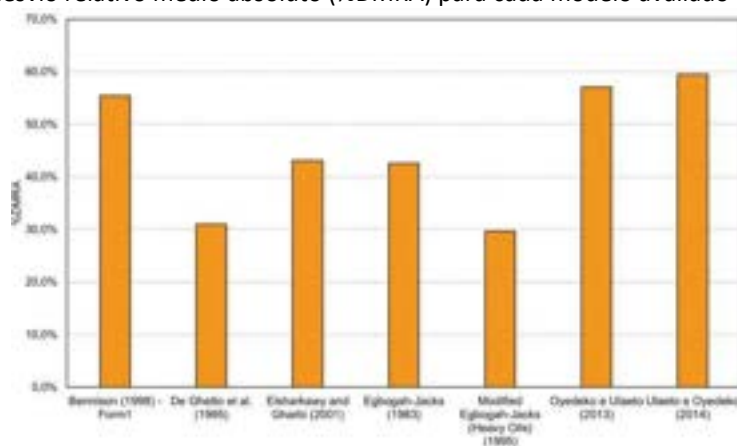
Analisando a Figura 1 é possível observar que para faixas de °API entre 6,0-12,4, algumas correlações obtiveram %DMRA acima de 100% de erro, provavelmente devido excederem os limites de aplicação estabelecidos pelas correlações. No entanto, o modelo MEJ (1995) apresentou %DMRA igual a 35,3%, esse resultado pode ser atribuído à sua faixa de aplicabilidade dessa correlação (descrito na Tabela 1). Além disso, para as demais faixas avaliadas é possível observar que os modelos se comportaram de forma semelhante, isso ocorre devido aos demais dados estarem dentro dos limites de aplicação das correlações avaliadas. Os desvios das correlações em relação ao °API apresentaram a seguinte ordem, a saber: i) para 6,0 a 12,4 °API: MEJ (1995) 35,3%; para ii) 13,4 a 15,9 °API: MEJ (1995) e DG (1995) 30,1%; iii) para 16,0 a 18,0: EJ (1983) 23,3%; e iv) para 18,6 a 22,0: BN (1998) para °API de 19,2%.

Figura 1. Gráfico do desvio médio relativo absoluto (%DMRA) para cada modelo avaliado neste trabalho em função do ° API.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 2 são apresentados os %DMRA para cada modelo no geral. Nessa análise observa-se que os modelos mais precisos em relação aos dados avaliados neste trabalho foram o de DG (1995) e MEJ (1995), com valores de viscosidade semelhantes. Isto se deve aos modelos calcularem as viscosidades de forma análoga, pois o modelo MEJ (1995) é uma modificação em algumas condições do modelo de DG (1995).

Figura 2. Gráfico do desvio relativo médio absoluto (%DMRA) para cada modelo avaliado neste trabalho.

Fonte: Autoria própria.

CONCLUSÃO

Foram avaliadas 19 correlações para o cálculo de viscosidade de óleos mortos. Além disso, os modelos apresentaram boa concordância para o cálculo de viscosidade dentro dos seus limites de aplicabilidades baseados no °API. Diante do banco de dados avaliado, recomenda-se a utilização de correlações De Ghetto *et al.* (1995) e Modified Egbogah-Jacks (Heavy Oils) (1995) para o cálculo da viscosidade de óleos mortos.

REFERÊNCIAS

- BENNISSON, T. 1998. Prediction of heavy oil viscosity. In: Paper Presented at the IBC Heavy Oil Field Development Conference, December 2-4, London, United Kingdom.
- EGBOGAH, E. O.; NG, Jack T. An improved temperature-viscosity correlation for crude oil systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 5, p. 197-200, 1990.
- Egbogah E.O. & Jack T.Ng: "**An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems**" *Journal of Petroleum Science and Engineering* (1990), pp 197-200.
- El-Banbi, Ahmed; Alzahabi, Ahmed; El-Maraghi, Ahmed. **PVT Property Correlations Selection and Estimation**. Gulf Professional Publishing. 2018
- KAMEL, A.; ALOMAIR, O.; ELSHARKAWY, A. Measurements and predictions of Middle Eastern heavy crude oil viscosity using compositional data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 173, p. 990-1004, Feb. 2018.
- MCCAIN JR., W. D.; SPIVEY, J. P.; LENN, C. P. **Petroleum reservoir fluid property correlations**. Tulsa: PennWell, 2011.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatório de petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA DIMENSIONAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE BOMBEIO MECÂNICO

Stephanie L. Correia¹, Pablo D. P. Souza¹, Edson A. Araújo¹

¹Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

RESUMO

Com o intuito de implementar o método de bombeio mecânico em poços de petróleo, uma importante etapa é o dimensionamento do sistema. Assim, esse trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar os cálculos de dimensionamento e otimização da elevação de petróleo por bombeio mecânico em tempo reduzido e com pequena margem de erro, bem como possibilitar a comparação entre os resultados de várias possibilidades de projeto, selecionando aquele mais eficiente. A ferramenta trata de um sistema web que permitirá que aqueles usuários cadastrados possam realizar o dimensionamento de novos projetos, bem como otimizar aqueles sistemas que não estão operando no máximo de sua eficiência, de forma rápida e precisa.

Palavras-chave: ferramenta computacional; elevação artificial; bombeio mecânico.

INTRODUÇÃO

Após a etapa de perfuração e completção dos poços petrolíferos, inicia-se a produção, escoando o fluido de subsuperfície até a superfície, etapa cujo consumo de energia é bastante considerável (COSTA, 2012). Caso a energia/pressão do reservatório seja insuficiente, torna-se necessário optar por um dos métodos de elevação artificial. Dentre os principais métodos de elevação artificial, destaca-se o bombeio mecânico, e sua grande aceitação ocorre pelo fato deste método apresentar como principais vantagens: uma boa relação custo/benefício; manutenção fácil e barata; e simplicidade de operação (BEZERRA, 2015).

Para os poços que serão equipados com bombeio mecânico, uma das etapas cruciais do projeto de implementação é o dimensionamento do sistema. Atualmente, o dimensionamento é regulamentado pela norma internacional API 11L da American Petroleum Institute, composta por uma série de equações e tabelas, sendo, portanto, bastante complexo e demandando bastante tempo se resolvido manualmente, e, conseqüentemente, com alta probabilidade de erro. Para aqueles poços que já estão produzindo utilizando o bombeio mecânico, é desejável realizar o seu acompanhamento operacional para determinar se está operando no seu máximo

potencial, uma vez que, com o tempo, as variáveis operacionais poderão sofrer alterações, alterando, conseqüentemente, sua eficiência.

Com isso, a utilização de programas que possam realizar esses cálculos reduz o tempo de execução e a probabilidade de erro, bem como possibilita comparar os resultados dentre as várias possibilidades de projeto, selecionando aquele mais eficiente. Dessa forma, o objetivo do presente trabalho foi desenvolver uma ferramenta computacional capaz de realizar os cálculos de dimensionamento e otimização de um sistema equipado com bombeio mecânico de forma rápida e precisa.

METODOLOGIA

Para o dimensionamento, de acordo com a norma API 11L, o cálculo dos parâmetros depende das características de diversos elementos envolvidos no sistema de produção do poço; do conhecimento de alguns termos e de uma série de constantes que devem ser encontradas previamente. Após o seu conhecimento, para o desenvolvimento da ferramenta computacional, foi realizado o levantamento das linguagens disponíveis e que melhor atendessem à demanda exigida, dessa forma, foram utilizadas algumas linguagens para a composição do código fonte, são elas: HTML, PHP, CSS e JavaScript.

O website foi desenvolvido com o intuito de fazer o dimensionamento ou a otimização da elevação de petróleo por bombeio mecânico. Inicialmente é solicitado ao usuário que efetue o login, após essa etapa, o usuário se depara com dois formulários, um deles é responsável pela coleta das variáveis de entrada para o cálculo de dimensionamento, caso deseje, outro formulário que irá efetuar a otimização. Finalmente, os dados são enviados para um arquivo externo de extensão do tipo .php, que contém todas as equações e tabelas auxiliares regulamentadas pela norma API 11L implementadas, além de outras equações e métodos desenvolvidos para que seja possível o cálculo de forma rápida e precisa.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 1 exibe parte da tela de preenchimento da ferramenta computacional desenvolvida, nomeada de Suker Rod Pumping System.

Figura 1 – Tela de preenchimento para dimensionamento

The screenshot shows a web browser window with the URL 'localhost/ProjetoBomba/calculo.php'. The page has a navigation menu with 'Sobre', 'Cálculo', 'Contatos', and 'Login'. The main content area is titled 'Cálculo' and 'Dimensionamento'. It contains the following elements:

- Instructions: 'Instruções para preenchimento do formulário: Por favor, ao utilizar números decimais use "." Ex.: 0.825'
- Radio buttons for 'DIMENSIONAMENTO' (selected) and 'DIMENSIONAMENTO E OTIMIZAÇÃO'.
- Five dropdown menus:
 - Grau API: 'Selecione o Grau API'
 - Diâmetro da Bomba: 'Selecione o Diâmetro'
 - Classe: 'Selecione a Classe'
 - Diâmetro da Coluna de Hastes: 'Selecione a Coluna de Hastes'
 - Diâmetro da Coluna de Produção: 'Selecione a Coluna de Hastes'

Fonte: Autória própria.

Para testar a ferramenta e sua efetividade, realizamos o dimensionamento de um sistema exemplo contido na própria norma API11L e comparamos os resultados obtidos. Na Tabela 1 são exibidos os resultados encontrados pela ferramenta desenvolvida, aqueles informados na norma e o erro percentual entre eles. Observa-se que, para aquelas que sua determinação não depende das constantes tabeladas, o erro é zero ou bem próximo disso. Portanto, verifica-se o potencial da ferramenta desenvolvida para o dimensionamento, devendo ser realizados alguns ajustes para o perfeito funcionamento.

Tabela 1 - Dados de saída

Variáveis	Norma	Ferramenta	Erro Percentual
F_o	3.098	3.098	0,00%
K_R	248,76	248,76	0,00%
F_o/SK_R	0,231	0,231	0,00%
N/N'_o	0,301	0,302	0,33%

K_T	651,47	651,47	0,00%
S_P	41,7	43,3	3,84%
W	9.165	9.165	0,00%
W_{RF}	8.110	8.109	0,01%
PD	175,00	181,76	3,86%
PPRL	14.356	13.616	5,15%
MPRL	5.249	5.530	5,35%
PT	8,50	7,63	10,24%
PRHP	133.793	125.187	6,43%
CBE	10.239	10.237	0,01%

Fonte: Autoria própria.

CONCLUSÃO

A ferramenta computacional desenvolvida realizou os cálculos de forma rápida e precisa, devido às equações e tabelas regulamentadas pela norma internacional API 11L da American Petroleum Institute, que foram implementadas diretamente no código, sem que fosse necessário que o usuário perdesse muito tempo fazendo consultas. As linguagens utilizadas também contribuíram para que o layout do site fosse organizado e de fácil entendimento para todas as pessoas que venham a utilizá-lo.

REFERÊNCIAS

API TECHNICAL REPORT 11L. **Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems**. 5ª edição. American Petroleum Institute, 2018.

BEZERRA, Ana Rafaelly Amaral. **Protótipo de uma unidade de bombeio mecânico**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

COSTA, Rutácio de Oliveira. **Controle aplicado a poços com método de elevação e bombeio centrífugo submerso**. 2012. 182 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ELEMENTOS TRANSITÓRIOS DO CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS E O GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS DURANTE INTERVENÇÕES NO AMBIENTE ONSHORE

Larissa Faria Nery¹, Quésia R. S. S. de Almeida¹

¹PetroReconcavo.

RESUMO

Quando se trata do gerenciamento de poços onshore, os elementos do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) representam uma importante ferramenta para garantir a integridade deste ativo. Dentre os elementos que são classificados como CSB, os CSBs transitórios compõem um conjunto que merece atenção especial dos responsáveis por gerir o ciclo de vida dos poços, visto que estarão presentes somente durante a intervenção e possuem critérios específicos a serem adotados para garantir a segurança operacional durante o exercício destas atividades.

Palavras-chave: CSB transitório; integridade de poços; segurança operacional.

INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo contribuir para o desenvolvimento do entendimento sobre os elementos transitórios do CSB. No geral, o CSB consiste em um conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos, considerando todos os caminhos possíveis.

No ciclo de vida destes ativos existem intervenções de grande importância, todas essas atividades têm em comum a grande dinamicidade das operações, o que acarreta um risco adicional quando se trata de sua integridade.

Dentre os elementos de CSBs, existem os elementos de CSBs transitórios, estes são utilizados durante a intervenção e retirados após a conclusão do objetivo da operação, momento em que o poço é equipado conforme sua finalidade para a próxima etapa do seu ciclo de vida.

Como os demais CSBs, a integridade desses elementos deve ser testada, para que seja caracterizado como uma barreira. Durante as etapas de intervenção, caso o teste não tenha um resultado positivo, não é possível seguir com a operação sem que o reparo seja realizado. Visto isso, é preciso entender em maior profundidade quais seriam estes elementos e seus critérios específicos para o sucesso da operação.

METODOLOGIA

O estudo deste trabalho foi fundamentado em pesquisa de campo em diferentes cenários, para aproximar ao máximo as teorias estudadas da realidade operacional em que são realizadas intervenções em poços *onshore* em todo seu ciclo de vida.

A etapa de construção do poço exige o monitoramento contínuo da integridade de seus CSBs, e uma intensificação na realização de testes e/ou avaliação dos parâmetros operacionais, visto que as zonas a serem atravessadas podem acarretar diferentes cenários operacionais devido as suas particularidades.

Nesta etapa, usualmente, possuímos três elementos de barreira que formam o CSB transitório: fluido de perfuração; Blowout preventer (BOP), e válvula da Kelly.

O fluido de perfuração compõe a primeira barreira (CSB primário), dentre outros objetivos, irá impedir o fluxo não intencional de fluidos entre formações e para o meio externo de forma não desejada.

Tratando-se desta fase, a primeira barreira pede ainda mais atenção, visto que as formações a serem atravessadas possuem características específicas e estarão todas conectadas com o interior do poço, podendo ser necessário que as propriedades do fluido sejam alteradas durante a operação. É indicado que seja realizado seu teste pelo menos duas vezes ao dia e o monitoramento seja contínuo. É importante que ao realizar essa operação esteja disponível material de contingência para perdas de circulação e para adensamento do fluido de perfuração, caso sejam encontradas pressões de poros acima do esperado e influxo de fluidos do reservatório.

Os equipamentos BOP e válvula da Kelly compõem o CSB secundário e deverão ter sua integridade atestada com as pressões máximas e mínimas esperadas para operação.

Na etapa de produção, na qual o objetivo da intervenção é a realização da manutenção e otimização dos poços, os elementos de barreira transitórios comumente utilizados são: fluido de amortecimento e BOP de completção. Nas intervenções realizadas com operação de arame, ou *wireline*, são usados mais dois elementos como barreira, além dos citados acima: o lubrificador e BOP *Wireline*.

Para o fluido de amortecimento, componente do CSB primário, são utilizadas as propriedades do reservatório para definir sua composição, tendo sua integridade verificada por estes parâmetros operacionais.

O lubrificador e o BOP de *wireline*, componentes do CSB secundário, são os responsáveis pela vedação do sistema operacional utilizado e também deverão ser testados.

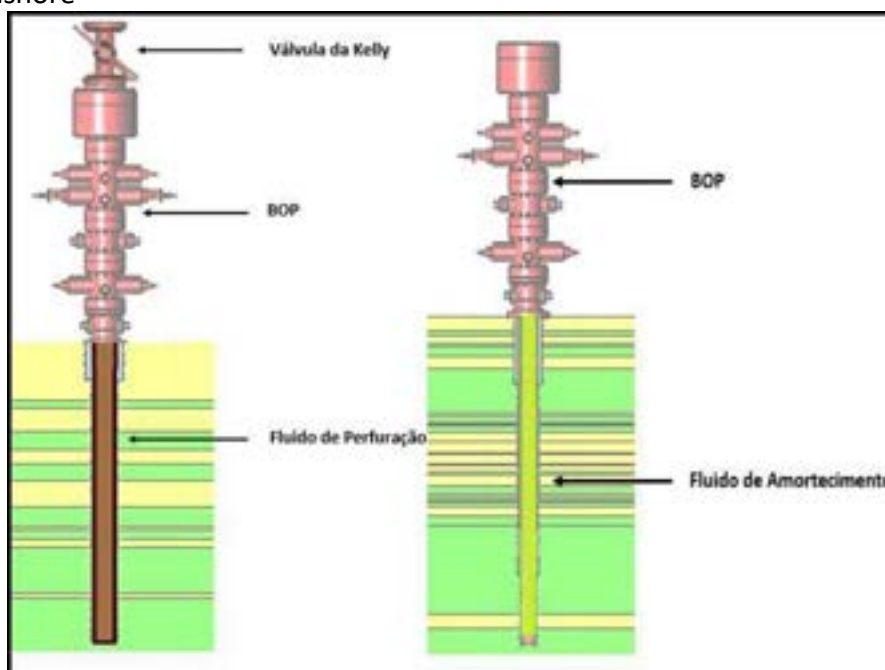
Assim como as operações realizadas para o abandono de poço, nas quais o fluido de amortecimento e o BOP também estão presentes, para garantir que o poço seja desequipado em segurança.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na recente configuração de mercado, novas empresas se tornam operadoras ou ampliam suas atividades e ainda podem estar em fase de implementação conceitual de temas que fogem das discussões primárias sobre os CSBs e sua aplicabilidade.

Foram representados aqui exemplos dos cenários de intervenção para perfuração e otimização/manutenção, conforme a Figura 1 abaixo:

Figura 1- Exemplos de CSBs transitórios para intervenções perfuração e reparo em poços onshore



Fonte: Autoria própria (2022).

Para ambas as representações da figura 1, os fluidos de perfuração e amortecimento desempenham a função como elemento CSB primário e os elementos de superfície como o BOP e Válvula da Kelly atuam como elemento CSB secundário.

Quando se trata da legislação vigente e o registro destes elementos no documento de passagem, como este documento reflete a configuração final do poço em seu esquemático e informações correlatas, é sugerido que as informações de teste, pressões máximas e mínimas, modelo e fabricante, dos CSBs transitórios seja arquivada junto as evidências do poço.

Além dos cenários de intervenção abordados nesse artigo, existem outros que deverão ser avaliados pelo operador seguindo as premissas de segurança operacional e regulatória.

CONCLUSÃO

Conhecer os CSBs transitórios e suas finalidades permitem que as operadoras apliquem seus recursos garantindo que a vida humana, o meio ambiente e sua produção estejam seguros.

REFERÊNCIAS

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), Resolução 46/2016 – Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) Brasília, DF: ANA, 2016.

BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement), **Wireline Operations Research** (2017).

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE SISTEMAS MICROEMULSIONADOS COMO METÓDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Ana P. T. A. Freitas¹, Gregory V. B. Oliveira¹, Jefferson D. C. Araújo¹, Faruk S. A. A. Y. Bakri², Marcos A. F. Rodrigues¹

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), ² Universidade Federal de Pelotas (UFPel).

RESUMO

O aumento de produção através da recuperação avançada tornou-se uma ferramenta muito utilizada pelas companhias de petróleo devido ao decréscimo de pressão e redução de produtividade causados pela depletação natural dos reservatórios. Dentre os métodos de recuperação avançada, os estudos e a utilização dos tensoativos e microemulsões vem sendo fortemente difundidos. Este trabalho avalia o desempenho da utilização de sistemas microemulsionados (SM) na recuperação de óleo. Foram utilizados dois sistemas, o primeiro (SM1) composto por Alkonat L100 (tensoativo-T), n-butanol (cotensoativo-C), querosene (fase óleo-FO) e água produzida sintética (fase aquosa-FA), já o segundo sistema (SM2) composto por SDS (T), n-butanol (C), heptano (FO) e água de torneira (FA). O ponto escolhido para o teste foi de 19,5% de C/T, 88% de FA e 0,5% de FO. O teste de recuperação foi realizado no equipamento COREFLOOD SYSTEM 700, onde foram utilizados plugs de arenito Berea como meio poroso e diesel como óleo. Ambos os sistemas apresentaram bom desempenho na recuperação do diesel em relação à injeção de água, sendo o SM1 aquele que apresentou uma maior eficiência de recuperação (65,21%), sendo assim, uma alternativa para a recuperação de óleo.

Palavras-chave: recuperação avançada; tensoativos; microemulsão.

INTRODUÇÃO

A produção contínua de petróleo nos campos provoca uma diminuição da energia natural responsável por elevar o óleo para a superfície, devido à retirada e descompressão dos fluidos contidos no reservatório, e pelas resistências associadas às forças viscosas e tensões interfaciais durante o escoamento. Tais aspectos provocam o decréscimo da pressão e redução de produtividade, sendo necessárias aplicações de métodos de recuperação, que são divididos em convencionais e avançados (métodos térmicos, químicos e miscíveis) (ROSA *et al.*, 2011; OLIVEIRA, 2018). Dentre os métodos químicos, a utilização de tensoativos em solução ou em microemulsões vem sendo bastante difundida.

Os sistemas microemulsionados são compostos pela solubilização espontânea de dois líquidos imiscíveis na presença de um tensoativo, e, se necessário, um cotensoativo.

A microemulsão age diminuindo a tensão interfacial entre o óleo e os fluidos, devido à estrutura anfifílica da molécula do tensoativo, aumentando a eficiência do deslocamento de óleo (SOUZA, 2017).

Na Bacia Potiguar, a injeção de água e a injeção de vapor são bastante utilizadas como método de recuperação, porém para camadas de óleos mais finas e mais profundas as utilizações destes métodos se tornam ineficientes, com isso se faz necessário novos métodos para auxiliar ou substituir estes. Desse modo, o presente trabalho avalia a eficiência da recuperação de óleo utilizando dois sistemas microemulsionados como método de recuperação avançada.

METODOLOGIA

Nesse tópico serão apresentados os procedimentos experimentais utilizados na realização deste trabalho, são eles: a obtenção dos diagramas pseudoternários, e os testes de recuperação avançada.

Para a obtenção das microemulsões foi realizada a construção dos diagramas pseudoternários a partir da titulação entre os componentes do sistema microemulsionado 1 (SM1) e do sistema microemulsionado 2 (SM2). A composição desses sistemas pode ser visualizada na tabela a seguir:

Tabela 1 – Componentes dos sistemas microemulsionados.

Sistema	Tensoativo (T)	Cotensoativo (C)	Fase aquosa (FA)	Fase óleo (FO)
SM1	Alkonat L100	n-butanol	Água produzida	Querosene
SM2	SDS	n-butanol	Água de abastecimento	Heptano

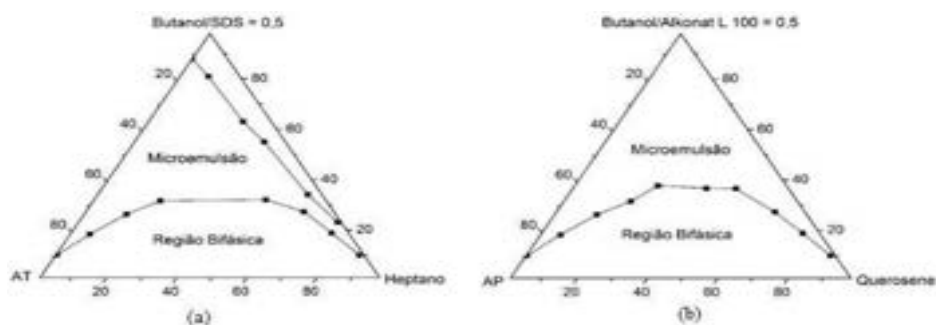
Fonte: Autória própria (2022).

Os testes de recuperação foram realizados no COREFLOOD SYSTEM 700 (Vinci Technologies), onde foram utilizados plugs da formação Berea, previamente caracterizados conforme a petrofísica básica. A amostra foi inserida no equipamento e saturada com a injeção de 12 volumes porosos (Vp) de salmoura (KCl 2%), e em seguida 12 Vp de diesel, utilizado como o óleo a ser recuperado. Nas etapas de recuperação foram injetados 3 Vp de salmoura (convencional), seguido de injeção de 3 Vp de cada microemulsão, SM1 e SM2 (etapa avançada). As amostras de fluido produzido foram coletadas em uma proveta onde é feita a determinação da produção de óleo.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os diagramas pseudoternários obtidos com os sistemas microemulsionados estão apresentados na Figura 1.

Figura 1 – Diagramas pseudoternários dos sistemas microemulsionados: (a) SM1 e (b) SM2.



Fonte: Autoria própria (2022).

Ambos os sistemas apresentaram uma grande região de microemulsão, já que são formados por tensoativos de alto valores de BHL (balanço hidrofílico-lipofílico), ou seja, que possuem uma maior solubilização em água, gerando assim mais espaços intramicelares para a solubilização do óleo. O ponto de microemulsão escolhido para os ensaios de recuperação avançada foi o composto por 11,5% C/T, 88% FA, 0,5% FO.

A Tabela 2 apresenta os resultados coletados para os principais parâmetros obtidos com os testes de recuperação convencional e avançada: porosidade (\emptyset), permeabilidade (K), Saturação inicial de óleo (S_{oi}), Saturação residual de óleo à salmoura ($S_{or,s}$), Saturação residual de óleo à recuperação avançada ($S_{or,a}$), recuperação de óleo *in place* pelo método convencional e avançado (OOIPS e OOIPA), fator de recuperação da etapa avançada (%FRA) e fator de recuperação total (%FRT).

Tabela 2 – Resultados obtidos após os testes de recuperação convencional e avançada.

Plugue	\emptyset (%)	K (mD)	Vp (ml)	S_{oi} (%)	$S_{or,s}$ (%)	$S_{or,a}$ (%)	%OOIP _s	%OOIP _a	%FRA	%FRT
SM1	20,46	175,9	11,5	65,1	15,9	5,6	75,5	16	65,2	91,4
SM2	22,01	293,7	12,3	65,1	16,2	13,8	75	3,7	15	78,8

Fonte: Autoria própria (2022).

Em relação aos resultados encontrados com a utilização dos sistemas microemulsionados, verifica-se que o sistema SM1 apresentou maior fator de

recuperação (65,2%) frente ao sistema SM2 (15%), em relação ao óleo residual a salmoura. Esses resultados sugerem que o Alkonat L100 apresenta maior ação interfacial entre os fluidos, baixando a tensão entre eles e deslocando o óleo com maior eficiência que o SM2, que é composto pelo SDS, surfactante que tem maior BHL e, por isso, diminui sua ação na interface, pois prefere se solubilizar na fase aquosa. Além disso, o SDS forma espumas, o que dificulta o deslocamento do óleo.

CONCLUSÃO

A utilização dos sistemas microemulsionados na recuperação avançada apresentou resultados eficientes, sendo o sistema SM1 formado por Alkonat L100, butanol, água produzida sintética e querosene, o que obteve melhor desempenho. Além do maior valor de recuperação do diesel, a utilização da água produzida como fase aquosa desta microemulsão apresenta-se como um grande benefício para sua utilização, já que esta água é o principal efluente gerado durante a produção de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao LABRES, Laboratório de Engenharia de Reservatórios de Petróleo, e ao LTT, Laboratório de Tecnologia de Tensoativos, por disponibilizarem a estrutura física necessária para o desenvolvimento desta pesquisa. Além disso, agradecemos à Petrobras e à ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, pelo apoio financeiro e pelas demais contribuições ao projeto.

REFERÊNCIAS

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatório de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808 p.

OLIVEIRA, Andrey Costa de. **Influência da concentração ácida de sistemas microemulsionados e nanoemulsionados na recuperação avançada de petróleo**. 2018. 94f. Dissertação (Mestrado em Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018.

SOUZA, Tamyris Thaise Costa de. **Análise técnico-econômica de métodos de injeção de microemulsão na recuperação avançada de petróleo**. 2017. 138f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

ESTUDO PARA OBTENÇÃO DE NANOEMULSÕES POR DILUIÇÃO DE MICROEMULSÃO

João Vinícius de A. Freire¹, Ammary Virgínia da S. Moura¹, Katherine Carrilho de O. Deus¹, Alcides de O. Wanderley Neto¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Para induzir a formação de nanoemulsões é necessário que o sistema esteja em região multifásica e acima de seu limite de saturação da interface, pois ao estar em região monofásica o sistema sempre será microemulsão, e se a concentração do tensoativo estiver abaixo do limite de saturação da interface micelas não são formadas. Assim, no presente estudo foram utilizados diagramas pseudoternários para a identificação do limite de miscibilidade e o método de pressão máxima de bolha para a identificação do limite de saturação da interface, por fim identificando a região em que é possível obter nanoemulsões.

Palavras-chave: nanoemulsão; microemulsão; ALE.

INTRODUÇÃO

Nanoemulsões produzidas pelo método de Diluição de Microemulsão (DM)(WANG *et al.*, 2007) mantêm as propriedades de modificação superficial das microemulsões e possuem baixa concentração de tensoativo, tornando-as mais economicamente acessíveis (FENG *et al.*, 2018), mostrando-se com potencial de aplicações em área na qual microemulsões já atuam (SAFAYA; ROTLIWALA, 2020). Constituem-se como recuperação avançada de poços de reservatório, mas são termodinamicamente instáveis, ou seja, acabam se desconfigurando com o tempo e só é possível formá-las em condições ideais. Assim, para a obtenção de nanoemulsões faz-se necessário estudar as condições ideais através de diagramas ternários e limites de saturação. Há diversos fatores que influenciam a forma e a amplitude dessa região, como as naturezas das fases polar e apolar (CEGLIE; DAS; LINDMAN, 1987), a presença ou ausência de cotensoativos (ESUMI; UENO, 2003), o grupo polar do tensoativo (MYERS, 2005) e seu Balanço-Hidrofílico-Lipofílico (JIN *et al.*, 2008).

METODOLOGIA

Para a obtenção de nanoemulsões pelo método de DM (SOLÈ et al., 2012), é necessário utilizar uma microemulsão como matriz, assim os componentes utilizados para formular os sistemas microemulsionados foram: Querosene (OQ), como fase apolar, água destilada (AD) como fase polar, butanol (BT) como cotensoativo e os tensoativos Alkonat L 60 (ALE 6), Alkonat L 100 (ALE 10) e Alkonat L 230 (ALE 23), possuindo diferentes Balanços Hidrofílicos-Lipofílicos (BHL). Diagramas pseudoternários (PAUL; MOULIK, 1997) são utilizados para identificar regiões monofásica (microemulsões) e multifásica, identificando o limite de miscibilidade (LM); estas fases podem ser classificadas de acordo com o sistema Winsor (1948). Também faz-se necessário a identificação do limite de saturação da interface líquido-gás (LSI) (DALVIN, 2011; TADROS, 2005). Para isso, a microemulsão matriz foi diluída em AD, à temperatura constante, mantendo sua concentração e tensão conhecidas através do método da pressão máxima de bolha no equipamento SensaDyne - QC6000. O limite é identificado pela medida de tensão que antecede sua drástica alteração.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram construídos os diagramas e identificada a transição entre monofásico e multifásico, formando assim o LM. Assim foi escolhido o ponto da microemulsão matriz, sendo este o ponto com 40% de AD, 55% de C/T e 5% de OQ, destacado em roxo como apresentado na Figura 1 - a. A diversidade de áreas de microemulsão se dá pelos diferentes BHL; considerando o método DM, o ponto de microemulsão matriz deve ser localizado em região monofásica comum a todos os diagramas. Assim os gráficos de LSI foram construídos, a partir da microemulsão matriz, como apresentado na Figura 1 – b, apresentando variações de tensão não-comuns para os três sistemas, já todos os LSI encontram-se por volta de 0,2% a 0,5% de tensoativo. Desta forma, é possível inferir que a faixa de nanoemulsão está entre LM e o LSI, de modo que o LSI indica a concentração mínima de tensoativo para formação de micelas, e o LM apresenta a transição entre a região monofásica e multifásica.



Figura 1 – Resultados compilados

Fonte: Autoria própria (2022).

CONCLUSÃO

Utilizando os resultados da Figura 1, com os diagramas obtidos é possível notar que o ALE 6 apresenta baixa solubilidade em AD, devido ao seu baixo BHL – 11,5. Já o ALE 10 apresenta uma alta solubilidade geral, atribuído ao seu intermediário BHL – 13,9. O ALE 23 apresenta baixa solubilidade em OQ e BT, pelo seu alto BHL – 16,9. Pelos diagramas de fases observa-se que as nanoemulsões obtidas pela diluição estariam na região multifásica. Pelo LSI observa-se que podem ser obtidas nanoemulsões, partindo da microemulsão matriz escolhida, até 0,2% de tensoativo. Com isso tem-se a importância do conhecimento de diagramas ternários e limites de saturação para obtenção de nanoemulsões pelo método de diluição.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Agência Nacional de Petróleo (ANP) pelo apoio financeiro, ao Núcleo de Ensino e Pesquisa em Petróleo e Gás (NUPEG-DEQ-UFRN), ao PRH-ANP 44.1 e ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos (LTT-IQ-UFRN) pelo espaço e instrumentos.

REFERÊNCIAS

CEGLIE, A.; DAS, K. P.; LINDMAN, B. Microemulsion structure in four-component systems for different surfactants. *Colloids and Surfaces*, [s. l.], v. 28, p. 29-40, 1987. DOI: [https://doi.org/10.1016/0166-6622\(87\)80164-6](https://doi.org/10.1016/0166-6622(87)80164-6).

DALTIN, Decio. **Tensoativos:** química, propriedades e aplicações. São Paulo: Blucher, 2011. 327 p. ISBN: 9788521205852.

ESUMI, Kunio; UENO, Minoru. Structure-performance relationships in surfactants. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2003. 672 p. DOI 10.1201/9780203911518.

FENG, Jianguo et al. Application of nanoemulsions in formulation of pesticides. **Nanoemulsions: formulation, applications, and characterization**, [s. l.], p. 379-413, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811838-2.00012-6>.

JIN, Xixuan; STRETT, Douglas A.; DUNLAP, Christopher A.; LYN, Margaret E. Application of hydrophilic-lipophilic balance (HLB) number to optimize a compatible non-ionic surfactant for dried aerial conidia of *Beauveria bassiana*. *Biological Control*, [s. l.], v.46, ed. 2, p. 226-233, Aug. 2008. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biocontrol.2008.03.008>.

MYERS, Drew. *Surfactant science and technology*. 3. ed. New Jersey: Wiley-Interscience, 2006. DOI 10.1002/047174607X. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/047174607X>. Acesso em: 24 jun. 2020.

PAUL, B.; MOULIK, S. P. Microemulsions: an overview. *Journal of Dispersion Science and Technology*, [s. l.], v. 18, ed. 4, p. 301-367, 1997. DOI: <https://doi.org/10.1080/01932699708943740>. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/01932699708943740>. Acesso em: 24 jun. 2020.

SAFAYA, M.; ROTLIWALA, Y. C. Nanoemulsions: a review on low energy formulation methods, characterization, applications and optimization technique. *Materials Today: proceedings*, [s. l.], v. 27, pt. 1, p. 454-459, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.11.267>.

SOLÈ, I.; SOLANS, C.; MAESTRO, A.; GONZÁLEZ, C.; GUTIÉRREZ, J. M. Study of nano-emulsion formation by dilution of microemulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, [s. l.], v. 376, n. 1, p. 133-139, Mar. 2012.

TADROS, Tharwat F. *Applied surfactants: principles and applications*. Weinheim: Wiley-VCH, 2005. DOI 10.1002/3527604812. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/3527604812>. Acesso em: 24 jun. 2020.

WANG, L.; LI, X.; ZHANG, G.; DONG, J.; EASTOE, J. Oil-in-water nanoemulsions for pesticide formulations. *Journal of Colloid and Interface Science*, [s. l.], v. 314, ed. 1, p. 230-235, Oct. 2007. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2007.04.079>.

WINSOR, P. A. Hydrotropy, solubilisation and related emulsification processes. *Transactions of the Faraday Society*, [s. l.], v. 44, p. 376-398, 1948. DOI: <https://doi.org/10.1039/TF9484400376>. Disponível em: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/1948/TF9484400376>. Acesso em: 17 jul. 2021.

INCREMENTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS MADUROS ONSHORE: UM ESTUDO DE CASO

Daniel M. Pereira¹ e Paulo José D. M. dos Santos¹

¹PetroRecôncavo.

RESUMO

Com o início do desinvestimento em campos maduros pela Petrobras, novos operadores vêm ganhando espaço e relevância no setor. Com o primeiro contrato assinado em 2019 entre PetroRecôncavo e Petrobras para a transação de 34 campos no Rio Grande do Norte até os dias atuais, diversos outros ativos foram repassados para pequenos e médios produtores, aumentando o número de empresas no setor e consequentemente aumentando a competitividade. Para além do aumento de players no mercado, outro ponto de destaque é o incremento que essas empresas especializadas na revitalização de campos maduros têm apresentado. Um exemplo são os próprios 34 campos no Rio Grande do Norte. Com a antiga operadora, a produção em barris de óleo equivalente por dia foi, em média de 5.800 em 2019, contra uma produção de 9.549 pela PetroRecôncavo em dezembro de 2021, incremento de 64% de produção. Esse incremento de produção vem acompanhado de uma forte geração de empregos e elevado pagamento de royalties para estados e municípios, contribuindo assim para o crescimento do país.

Palavras-chave: petróleo; gás natural; petrobras; petroRecôncavo; onshore.

INTRODUÇÃO

Em 2016 a Petrobras iniciou o projeto Topázio, que tinha por objeto a venda de alguns campos terrestres da petroleira. A estratégia era clara: com o declínio da produção desses campos, somado ao alto custo que a operadora tinha e o pré-sal mostrando sinais cada vez mais promissores, não fazia muito sentido a Petrobras manter esses campos.

Apesar de dar sinais muito promissores, esse projeto não avançou na velocidade esperada, e apesar de seu lançamento ser em 2016, apenas em dezembro de 2019 o primeiro polo foi oficialmente desinvestido pela Petrobras. O polo foi o de Riacho da Forquilha, no Rio Grande do Norte, um conjunto formado por 34 campos onshore e a empresa que adquiriu esse ativo foi a Potiguar E&P, subsidiária da PetroRecôncavo.

Após esse primeiro polo em 2019, notou-se uma elevação no desinvestimento por parte da major nacional, e até o início de 2022 quase todos os campos onshore já

foram desinvestidos ou estão em fase final de negociação. Esse movimento gerou uma revolução no setor de óleo e gás, com novos players, mais investimentos, mais royalties sendo pagos para os governos e principalmente a geração de emprego e renda para a população.

Com a retomada dos investimentos por parte das pequenas e médias operadoras, resultados preliminares da ANP estimam um incremento de 122% na produção desses campos até 2025, resultado singular, tendo como base que o primeiro campo foi desinvestido somente em dezembro de 2019 e logo em seguida tivemos os impactos da pandemia, derrubando a cotação do Brent.

Neste sentido, o artigo irá abordar os resultados iniciais do polo Miranga, um dos polos desinvestidos pela Petrobras em dezembro de 2021, que foi adquirido pelo grupo PetroRecôncavo.

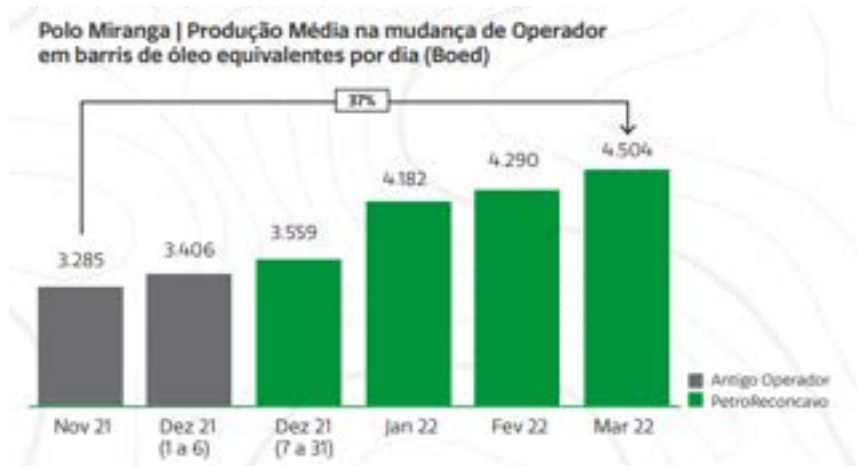
METODOLOGIA

A estratégia utilizada para apresentação dos resultados iniciais do polo Miranga estão baseadas nas divulgações de resultados trimestrais feitas pela própria PetroRecôncavo em seu canal de relacionamentos, bem como em materiais publicados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) e veículos de grande relevância no setor de óleo e gás.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A transição entre Petrobras e PetroRecôncavo ocorreu no dia 06 de dezembro de 2021, portanto os resultados só foram contabilizados a partir do dia 07 de dezembro de 2021. A produção média de novembro de 2021 foi de 3.285 boe (barris de óleo equivalente), já a produção média em março de 2022 foi de 4504 boe, demonstrando um incremento de 37%.

Figura 1. Incremento de produção do polo Miranga.



Além do incremento de produção, nota-se também um baixo custo de extração. Para o polo Miranga, o lifting cost do primeiro trimestre foi de US\$ 9,91/boe, e o consolidado da PetroRecôncavo no primeiro trimestre de 2022 foi de US\$ 12,25/boe. Para se ter uma base de comparação, a PetroRio, outra empresa do setor de O&G, porém focada no offshore, apresentou um lifting cost de US\$ 11,2/boe, neste mesmo período.

Outro ponto que merece destaque são os royalties pagos ao governo. Em relação ao quarto trimestre de 2021, a PetroRecôncavo pagou mais do que o dobro no primeiro trimestre de 2022.

Tabela 1. DRE Consolidada PetroRecôncavo.

DRE Consolidada (em milhares de R\$)					
	1T22	1T21	Δ%	4T21	Δ%
Receita líquida	703.476	245.788	186,2%	285.302	146,5%
Custos e despesas	(225.579)	(93.577)	141,7%	(116.572)	93,5%
Royalties	(63.568)	(20.579)	206,9%	(31.568)	100,7%
EBITDA	414.329	131.632	215,7%	137.222	202,2%
Depreciação, amortização e depleção	(69.932)	(61.052)	14,5%	(43.107)	62,2%
Lucro Operacional	344.397	70.580	388,5%	94.115	266,4%
Resultado financeiro líquido	185.855	(94.785)	n.m.	1.266	14580,5%
Impostos correntes	(51.087)	(2.163)	2261,9%	(12.835)	298,0%
Impostos diferidos	(77.737)	(3.478)	n.m.	(0.248)	658,5%
Resultado líquido	401.838	(12.890)	n.m.	72.297	455,8%

Além disso, a empresa vem apresentando bons resultados no projeto Ciranda Agroflorestal. Neste caso, a atuação é no município de Pojuca-BA, especificamente na região onde está situada o polo Miranga. Seu objetivo é contribuir para o aumento da

biodiversidade e incremento da renda dos trabalhadores da agricultura familiar. Ele atenderá 80 famílias e alcançará 1000 pessoas atuando em oficinas de biofertilizantes, promoção de técnicas de agricultura ecológica, realização de feiras de agricultura familiar dentre outros.

CONCLUSÃO

Com os dados apresentados, fica nítido que a estratégia de desinvestimento de ativos maduros onshore adotada pela Petrobras foi acertada.

Por um lado, os novos operadores vêm apresentando incremento de produção significativo, comparado a Petrobras. Destacando-se dentre eles a PetroRecôncavo, com a adoção de políticas e tecnologias próprias, resultando em um incremento de produção e baixo lifting cost. Para a sociedade, devido ao aumento de produção, temos por consequência um incremento em royalties pagos a estados e municípios, integrado a uma geração de emprego e renda para sua população.

Por fim, além de todos esses benefícios, temos um impacto social através de projetos, destacando o projeto Ciranda Agroflorestral, impactando diretamente a população que fica na região do polo Miranga, último polo adquirido pela PetroRecôncavo.

REFERÊNCIAS

PETRORECÔNCAVO conclui a compra de 34 campos da Petrobras no Rio Grande do Norte. Eixos, Rio de Janeiro, 9 dezembro 2019. Petróleo. Disponível em: <https://epbr.com.br/petroreconcavo-conclui-a-compra-de-34-campos-da-petrobras-no-rio-grande-do-norte/>. Acesso em: 3 abr. 2022.

PETRORECÔNCAVO. Central de resultados. Mata de São João, BA: PETRORECÔNCAVO, 2022. Disponível em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 5 jun. 2022.

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Campos que passaram por desinvestimento tem previsão de 122 de aumento na produção até 2025. Brasília, DF: ANP, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/campos-que-passaram-por-desinvestimento-tem-previsao-de-122-de-aumento-na-producao-ate-2025. Acesso em: 16 abr. 2022.



POTENCIAL DE APLICAÇÃO DE GÉIS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO À BASE DE GLICERINA

Pamella Domingos Paulino¹, Keila Regina Santana Fagundes¹, Fabio Pereira Fagundes², Raquel Alves Ramos¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), ²Baker Hughes.
pamelladp@gmail.com

RESUMO

O fraturamento hidráulico é usado para estimular a produção de gás e de petróleo, criando uma fratura na formação reservatório com um fluido de alta viscosidade, que ao ser injetado destina-se a ser distribuído uniformemente entre os aglomerados da perfuração, de modo que a estimulação do reservatório seja o mais uniforme quanto possível. A temperatura e a pressão do reservatório têm um efeito significativo sobre as propriedades reológicas dos fluidos e, por conseguinte, pode influenciar fortemente a estabilidade dos géis poliméricos comumente usados nas operações. Em paralelo, constitui-se um desafio-chave encontrar novas formulações com menor custo e capazes promover uma redução no dano à formação. Nesse contexto, o objetivo principal desse trabalho consiste em formular um novo fluido de fraturamento biodegradável capaz de promover a abertura da fratura, de forma a reduzir o dano à formação causado pelos polímeros utilizados no mercado. O fluido que apresentou o maior valor de tempo de sedimentação do propante foi o de concentração de 2 lb/bbl de goma guar em associação com 10% de glicerina.

Palavras-chave: fraturamento hidráulico; gel de fraturamento; glicerina.

INTRODUÇÃO

O fraturamento hidráulico é usado para estimular a produção de gás e de petróleo, criando uma fratura na formação reservatório com um fluido de alta viscosidade, podendo ser este fluido um gel linear ou reticulado, com a capacidade de manter a fenda aberta com partículas sólidas incrustadas (agente propante). Segundo Bunger (2015), o fluido que é injetado destina-se a ser distribuído uniformemente entre os aglomerados da perfuração, de modo que a estimulação do reservatório seja o mais uniforme quanto possível. Os agentes propantes são usados para manter aberta a fratura e, conseqüentemente, proporcionar um caminho condutor do reservatório para a fratura e poço.

As soluções poliméricas são extensivamente utilizadas na preparação de géis de fraturamento hidráulico. Esses hidrogéis apresentam elevada viscosidade em baixas concentrações de polímero, devido à presença de ligações cruzadas entre as cadeias

poliméricas (Goel et al., 2002). Além de possuir essa elevada viscosidade, para garantir uma boa capacidade de suspensão e transporte do agente propante ao longo da fratura durante o processo de injeção, o fluido de fraturamento deve possuir a característica de ser facilmente quebrado no fim da operação, para que os seus resíduos não venham a tamponar os poros recém-criados, mantendo assim uma elevada condutividade da fratura durante a fase de produção (BARATI et al., 2009). No entanto, o uso de fluidos poliméricos resulta em uma quantidade de resíduos que permanece na fratura após o tratamento.

Torna-se fundamental encontrar novas estratégias a novas formulações de fluidos de fraturamento, em contrapartida, a produção de glicerol pela transesterificação de gorduras e óleos na indústria de biodiesel tornou-se uma das principais fontes de produção de glicerol. Por essa razão, a geração desse coproduto pode representar uma alternativa promissora na formulação de novos fluidos de fraturamento, em virtude de suas características físico-químicas e o caráter biodegradável.

Nesse contexto, o objetivo principal desse trabalho consiste em formular um novo fluido de fraturamento à base de glicerina capaz de promover a abertura da fratura de forma a reduzir o dano à formação causado pelos polímeros utilizados no mercado.

METODOLOGIA

Os géis poliméricos foram preparados em um agitador Hamilton Beach, adicionando sequencialmente todos os aditivos (Tabela 1). Posteriormente, o processo de reticulação foi concluído com a adição de 1 ml de hidróxido de sódio (8 M).

Tabela 1: Formulação do hidrogel base.

Fonte: Autoria própria (2022).



Os géis foram submetidos a diferentes temperaturas (50°C, 75°C e 100°C) em presença de persulfato de amônia ((NH₄)₂S₂O₈) em função da cinética do tempo. A eficiência de quebra foi avaliada com base na massa restante de polímero (g) e na redução da viscosidade para valores próximos de 10 cP (ZAMORA et al., 2010).

Foi utilizado um planejamento fatorial 3³, com três níveis e três variáveis (mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1)), como mostra a Tabela 2.

Tabela 2: Intervalo de análise dos parâmetros avaliados

Fonte: Autoria própria (2022).

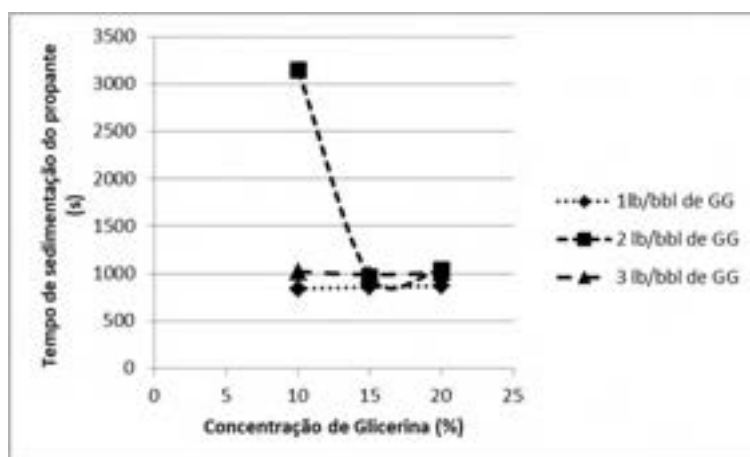
Para tratamento dos dados, o programa estatístico Statistica Software versão 8.0.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Sabendo-se que o maior tempo de sedimentação do propante reflete a estabilidade do gel, fica evidenciado que a concentração de 2 lb/bbl de goma guar em associação com 10% de glicerina foi o sistema que apresentou o maior valor de tempo de sedimentação (Figura 1). Esse ponto reflete o efeito sinérgico da temperatura (25°C), grau de reticulação do polímero e concentração ótima de glicerina no meio, parâmetros esses responsáveis por proporcionar uma mais alta estabilidade química do gel.

Figura 1: Velocidade de sedimentação do propante versus concentração de glicerina.





Fonte: Autoria própria (2022).

CONCLUSÃO

O fluido que apresentou o maior valor de tempo de sedimentação do propano foi o de concentração de 2 lb/bbl de goma guar em associação com 10% de glicerina. Sendo o sistema que apresentou melhor reticulação do polímero e concentração ótima de glicerina, o que mostra maior estabilidade dos géis.

Maior viscosidade foi observada em 25°C, e a quebra do gel aconteceu a temperaturas elevadas de 75°C, provocadas por meio do afastamento das cadeias poliméricas.

AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, à FINANCIADORA DE Estudos e Projetos – FINEP, ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) por meio do programa de Recursos Humanos da ANP para o setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI 55.1, à UFERSA pelo apoio e suporte no desenvolvimento desse trabalho.

REFERÊNCIAS

BARATI, R. et al. Fracture impact of yield stress and fracture-face damage on production with a three-phase 2D model. SPE production e operation, [s. l.], v. 24, n. 2, p.336-345, May 2009.

BUNGER, A. P.; CARDELLA D. J. Spatial distribution of production in a Marcellus Shale well: evidence for hydraulic fracture stress interaction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 133, p. 162-166, 2015.

GOEL, N.; SHAH, S. N.; GRADY, B. P. Correlating viscoelastic measurements of fracturing fluid to particles suspension and solids transport. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Netherlands, v. 35, ed. 1/2, p. 59-81, July 2002.

REFINO E PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO

ESTUDO CINÉTICO TERMOGRAVIMÉTRICO DA DEGRADAÇÃO DE PETRÓLEO COM DIFERENTES COMPOSIÇÕES SARA (SATURADOS AROMATICOS RESINAS E ASFALTENOS)

Jilliano B, Silva¹, Marcio D.S. Araujo¹, Valter J. Fernandes Jr¹, Antonio S. Araujo¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

Neste trabalho, duas amostras de petróleo brutos com grau API de 38,0 (leve) e 24,3 (pesado) foram analisados por análise termogravimétrica (TG/DTG), e os dados foram correlacionados com suas frações SARA (Saturadas, Aromáticas, Resinas e Asfaltenos). Os experimentos TG foram realizados na faixa de temperatura de 30 a 800°C, em razões de aquecimento de 5, 10 e 20°C/min, sob atmosfera de nitrogênio. Duas diferentes regiões de degradação foram observadas a partir das curvas de termogravimetria (TG) e termogravimetria diferencial (DTG), devido à degradação dos componentes do petróleo bruto, a cerca de 30-410 °C, e 410-560 °C, relativo às frações de hidrocarbonetos leves e pesados, respectivamente. A primeira região ocorre na faixa de destilação, enquanto a segunda ocorre na região de craqueamento. As energias de ativação (E_a) da degradação dos óleos brutos foram determinadas utilizando o modelo cinético de Ozawa-Flynn-Wall. Para petróleo leve foi obtido E_a na faixa de 40 a 153 kJ/mol, e para o petróleo pesado, na faixa de 47 a 160 kJ/mol.

Palavras-chave: petróleo; termogravimetria; energia de ativação.

INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis têm sido amplamente utilizados como fonte de energia desde a Revolução Industrial. No entanto, as antigas reservas de petróleo estão diminuindo, e é cada vez mais difícil encontrar a localização de novas reservas. Portanto, há uma ênfase na recuperação do petróleo remanescente nas antigas reservas, onde o petróleo é explorado “*on shore*”. Os métodos de recuperação avançada de petróleo foram desenvolvidos para recuperar esse óleo inexplorado de reservatórios parcialmente esgotados. Embora extensa pesquisa tenha sido feita sobre o aspecto da dinâmica térmica e de fluidos do processo de combustão *in-situ*, é igualmente importante aprender a cinética da degradação de decomposição térmica de petróleo de várias naturezas e composições. A demanda por combustíveis automotivos (diesel e gasolina) tem aumentado consideravelmente em todo o mundo. Nas últimas décadas, as reservas mundiais de petróleo leve e médio têm diminuindo, à medida que se observa um aumento nas frações pesadas de petróleo. Para atender a essa demanda cada vez maior por combustíveis, é

necessário desenvolver outras formas de gerar esses combustíveis automotivos. Desde os anos 2010, tem-se a preocupação com o **peak oil**, que indica o declínio na produção mundial de petróleo (https://www.explainingthefuture.com/peak_oil.html).

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo cinético da degradação termogravimétrica de amostras de petróleo leve e pesado, e correlacionar com suas características físico-químicas, como o grau API e a composição SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos). Essas informações são de grande importância para a otimização das condições de refino.

METODOLOGIA

Duas amostras de petróleo, sendo uma leve e outra pesada, foram coletadas e caracterizadas em relação à sua densidade API, viscosidade, BSW, e composição das frações SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos). Esses ensaios foram realizados de acordo com normas da American Society for Testing and Materials (ASTM), American Petroleum Institute (API) e Universal Oil Products (UOP).

As medições de TG/DTG foram realizadas usando TA Equipamento de instrumentos, modelo SDT 600, utilizando cadinho de alumina. Os experimentos foram realizados com cerca de 15 mg da amostra, da temperatura ambiente a 900°C, nitrogênio taxa de fluxo de 100 mL/min, razões de aquecimento de 5, 10 e 20°C/min. O estudo cinético foi realizado usando o modelo de Ozawa-Flynn-Wall (Souza *et al.*, 2022). O equipamento utilizado na análise SARA foi o TLC/FID-IATROSCAN MK-6. Foi pesado 0,1g das amostras de petróleo e diluídas em 10 ml de diclorometano. Com auxílio de uma seringa as amostras diluídas foram filtradas em sistemas miliporosos (0,45 µm). As análises foram reportadas em percentuais das frações SARA.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As amostras de petróleo analisadas neste trabalho apresentaram diferentes características físico-químicas de densidade, grau API, ponto de fulgor e viscosidade, e

dados de SARA como apresentado nas Tabela 1 e 2. As curvas TG/DTG e as respectivas curvas de energia de ativação são mostradas nas Figuras 2 e 3, respectivamente.

Tabela 1. Dados de caracterização de amostras de petróleo leve e pesados.

Amostra de Petróleo	Gravidade Específica	Densidade relativa	Grau API	Ponto de fulgor	Viscosidade cinemática a 50 °C	Viscosidade cinemática a 60 °C
	Adimensional	15,6 / 15,6 °C	Adimensional	°C	cSt	CST
Leve	0,83406	0,83887	38,0	< 10	5,49	3,64
Pesado	0,90713	0,93210	24,3	53,5	76,65	33,16

Tabela 2. Dados de composição de Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos.

Amostra de Petróleo	SARA			
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
Leve	88,74	ND	11,26	ND
Pesado	72,18	6,91	13,32	7,59

De acordo com os dados da Tabela 1, as amostras de petróleo analisadas apresentam grau API de acordo com as faixas especificadas pela ANP, como petróleo Leve ($^{\circ}\text{API}=38$) e Pesado ($^{\circ}\text{API}=24,3$). O petróleo pesado apresenta maior viscosidade, e conseqüentemente maior quantidade de Resinas e Asfaltenos, de acordo com os dados da Tabela 2. Esses dados são refletidos diretamente em sua decomposição térmica, onde as faixas de energia de ativação calculadas pelo modelo de OFW foram nas faixas de 40 a 153 kJ/mol, e para o petróleo pesado, na faixa de 47 a 160 kJ/mol, para as amostras de petróleo leve e pesado, respectivamente.

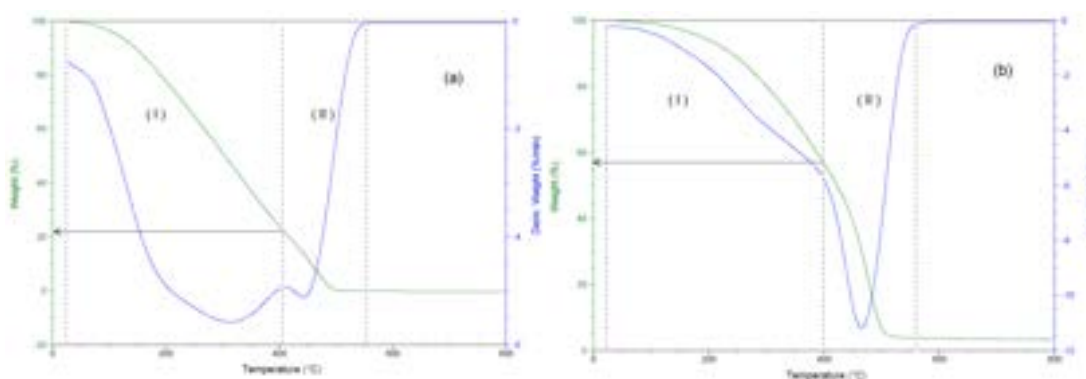


Figura 1. Curvas TG/DTG das amostras de petróleo: (a) Leve; (b) Pesado.

A partir dos dados termogravimétricos, foram obtidas curvas simuladas de destilação, como pode ser observado na Figura 2.

Figura 2. Curvas de energia de ativação em função do grau de conversão obtidas a partir de dados TG, para amostras de: (a) petróleo leve; (b) petróleo pesado.

CONCLUSÃO

O conhecimento dos parâmetros de degradação térmica, energia de ativação e composição química de amostras de petróleos crus é de grande importância para uma avaliação da qualidade dos produtos gerados e escolha da melhor tecnologia de processo de refino. Verificou-se que ambos os petróleos apresentam duas faixas de termodegradação, relativos aos processos de destilação e craqueamento. Petróleo leve apresenta mais compostos saturados em relação ao petróleo pesado, e consequentemente menor energia de ativação. A análise de SARA, via cromatografia em camada delgada, apresenta-se como uma das principais ferramentas para analisar diferentes tipos de componentes químicos presentes em amostras de petróleo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq, CAPES e ANP, pelos recursos e bolsas concedidas para realização do trabalho.

REFERÊNCIAS

SPEIGHT, J.G. Handbook of Petroleum Analysis. New York: Wiley, 2001. p. 85-118.

SOUZA, M. R. O. et al. Kinetic study of distillation and cracking of heavy oil on bimodal meso-macroporous materials of silica and aluminosilicate by thermogravimetry. Journal of thermal analysis and calorimetry, [s. l.], v. 147, ed. 5, p. 3647-3658, Mar. 2022.



ESTUDO SOBRE O ARRANJO DAS PLANTAS DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DO PETRÓLEO DE FPSO DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Keryson de Sousa Fernandes¹, Wilaci Eutropio Fernandes Junior¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESUMO

O pré-sal, desde a sua descoberta e início da exploração, vem se destacando no Brasil por causa da sua alta produção e do grande investimento que vem recebendo. Além disso, com a necessidade de trazer mais tecnologia e segurança para a produção devido aos riscos da exploração do pré-sal, as plataformas usadas estão evoluindo para se adequar às exigências e, com isso, as plataformas marítimas tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading) vêm se destacando. Por ter a capacidade de produzir, armazenar e descarregar a produção, o FPSO se adaptou bem à produção no pré-sal. Por possuir características bem específicas, a produção no pré-sal necessita de um FPSO que tenha uma concepção voltada totalmente para ela. O objetivo deste trabalho é relacionar os arranjos e concepções sobre os FPSOs usados no pré-sal, para obter características dos seus processos de separação e tratamento de óleo, gás natural e água produzida utilizados nas plantas de processamento primário de petróleo. Ademais, será realizada comparação entre os processos de separação e tratamento dos contaminantes do petróleo e gás natural de algumas unidades de FPSO de campos produtores do Brasil.

Palavras-chave: FPSO; pré-sal; processamento primário do petróleo; plataforma marítima.

INTRODUÇÃO

O pré-sal é uma camada geológica datada de milhões de anos, que no Brasil se localiza a 7 mil metros de profundidade, no mar, onde foi encontrada uma reserva de petróleo e gás natural. A área conhecida do pré-sal encontra-se entre os Estados de Santa Catarina e Espírito Santo com cerca de 800 km de extensão.

A descoberta de reservas de hidrocarbonetos no pré-sal Brasileiro, em 2006, foi um marco para a indústria do petróleo. Em 2010, a produção chegou à marca de 41 mil barris de petróleo por dia (BPD), época em que houve o aumento da produção e descobrimento de novos campos, por exemplo, o campo Tupi, que em 2016 passou a ser o maior produtor de petróleo e gás natural do Brasil. Em 2018, a produção diária chegou à marca de 1,5 milhão de BPD. Em abril de 2020, de acordo com os dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção bateu a marca de 2 milhões de BPD, o que corresponde a mais de 70% da produção nacional.

Devido ao aumento na produção, e com a necessidade de trazer mais tecnologia e segurança devido aos riscos da exploração no pré-sal, as plataformas se adequam bem às exigências. Atualmente, usa-se a plataforma do modelo Floating Production Storage and Offloading (FPSO). Essa plataforma, por ter as características de produção, armazenamento e descarregamento, se adequou bem à produção nos campos do pré-sal.

Por ter características bem próprias, a produção no pré-sal precisa de um FPSO que seja voltado totalmente para ela. Por isso o objetivo deste trabalho é relacionar arranjos e concepções sobre os sistemas e tratamentos utilizados nas plantas de processamento primário de petróleo (PPP) dos FPSO usados no pré-sal para destacar as semelhanças dos seus processos. Ainda com o objetivo de entender melhor os sistemas e operações em FPSO, será realizada uma revisão integrativa entre os processos empregados na separação e tratamento dos contaminantes do petróleo e gás natural.

METODOLOGIA

Realizou-se uma revisão integrativa relacionada às características do pré-sal, bem como dos projetos de sistemas de PPP de FPSO comparando-os quanto à utilização e capacidades relativas à separação e ao tratamento dos fluidos produzidos.

Executou-se pesquisas para conhecer melhor essa camada e saber as suas características, localização, histórico de exploração e produção. Em relação ao histórico de produção, buscou-se dados para saber o quanto a produção do pré-sal evoluiu.

Na etapa seguinte deste trabalho, verificou-se os FPSO que são usados no pré-sal. Essa pesquisa teve o intuito de conhecer os seus sistemas, os componentes, o funcionamento dos sistemas e identificar as principais características dessa plataforma.

Na próxima etapa foi realizado o mapeamento dos FPSO usados no pré-sal brasileiro. Esse mapeamento consistiu em obter dados sobre a quantidade, a capacidade de processamento, os sistemas que elas possuem para os tratamentos dos fluidos e os equipamentos usados.

Após o mapeamento foi selecionado um grupo de FPSO (amostra) para conhecer os seus sistemas de PPP. Essa busca objetivou entender as etapas do

processamento e compreender os equipamentos usados. Além disso, também foi feita uma busca sobre como ocorre o processamento do petróleo nos FPSO e o arranjo dos equipamentos na planta de processo.

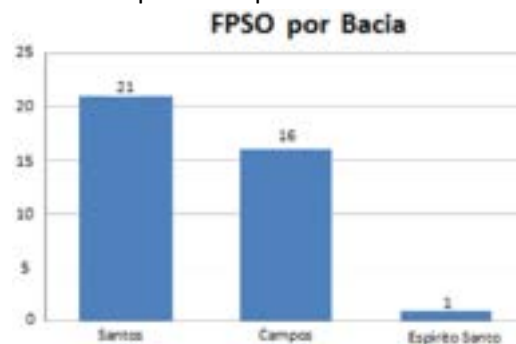
Na última etapa do trabalho estudou-se o tratamento dos fluidos. Nela, analisou-se os tratamentos dos fluidos, onde foi detalhado cada sistema de tratamento, os impactos, os problemas mais comuns encontrados e as soluções mais utilizadas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta etapa foram buscados dados sobre os FPSO, em relação às plantas de processamento de cada plataforma estudada. Depois, foram selecionados os dados mais relevantes para a execução desse trabalho.

Na Figura 1 é mostrado o número de FPSO por bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil, totalizando 38 FPSO. Destaca-se a Bacia de Santos, que possui cerca de 55% dos FPSO instalados no Brasil. Em segundo lugar vem a Bacia de Campos, com 16 FPSO (42%).

Figura 1: Número de FPSO por bacia produtora de hidrocarbonetos do Brasil.



Fonte: ANP (2021).

Na Figura 2a é apresentada a capacidade de processamento de óleo dos FPSO instalados no Brasil, com destaque para a faixa de 100.000-150.000 BPD, representando 47% dos FPSO. Na Figura 2b é apresentada a capacidade de processamento de gás dos FPSO instalados no Brasil. Destaca-se a faixa de 6.000-8.000 m³/dia que tem 52% dos FPSO.

Figura 2: a) Capacidade de processamento de óleo dos FPSO, b) Capacidade de processamento de gás dos FPSO instalados no Brasil.

Fonte: ANP-julho/2021.

CONCLUSÃO

Em 2021 existiam instalados no pré-sal brasileiro 38 plataformas marítimas flutuantes do tipo FPSO. Na sua grande maioria (97%) estão localizadas na Bacia de Santos (55%) e na Bacia de Campos (42%). A capacidade de processamento primário de petróleo, relativa ao tratamento de óleo é predominante (47%) para a faixa de 100.000-150.000 BPD, enquanto para o tratamento do gás natural caracteriza-se, na sua maior parte, por uma capacidade instalada na faixa de 6.000-8.000 m³/dia, representando 52%. O entendimento dos arranjos das plantas de processamento primário de petróleo instalados hoje nos FPSO do pré-sal brasileiro permite adequar projetos e pesquisas voltadas para esses sistemas específicos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à ANP (Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis) por ter dado oportunidade da bolsa do PRH (Programa de Recursos Humanos) e poder realizar esse trabalho. Agradecemos também ao orientador pelo apoio na execução desse projeto e à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

REFERÊNCIAS

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Dados de Julho de 2021. Brasília, DF: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao>. Acesso em: 6 jun. 2022.



ESTUDO SOBRE O INVESTIMENTO EM PROCESSOS DE CONVERSÕES NAS REFINARIAS DE PETRÓLEO DO BRASIL: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA

Bárbara Lohany S. Paiva¹, Daniel Augusto A. Queiroz¹, João Paulo S. Pereira¹

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

RESUMO

O Brasil possui o oitavo maior parque de refino mundial, ocupando em 2020 o nono lugar no ranking de capacidade de refino. No entanto, ele ainda importa volumes expressivos de derivados de petróleo. Com isso, foi realizada uma revisão sistemática da literatura, com uma abordagem quali-quantitativa, em que foi identificado que o desinvestimento em processos de conversões nas refinarias favorece a dependência do país para a importação de derivados de petróleo.

Palavras-chave: petróleo; refino; conversão.

INTRODUÇÃO

De acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP, 2021), o Brasil possui o oitavo maior parque de refino mundial, produzindo cerca de 3 milhões de barris/dia, podendo atingir em 2030 5,3 milhões de barris/dia, devido à produção do pré-sal. Em 2020 ocupou o nono lugar no ranking, com capacidade de refino de 2,3 milhões de barris/dia. No entanto, o país ainda importa volumes expressivos de derivados – diesel, gasolina, GLP e combustíveis de aviação (ANP, 2021).

O aumento da complexidade das refinarias, em busca de maior versatilidade na produção de derivados, quanto no processamento de insumos alternativos, como petróleo mais pesados, ou mesmo de cargas derivadas de outras fontes primárias (biomassa e carvão), podem ser uma das alternativas para a mudança desse cenário (SZKLO; CASTELO BRANCO; GOMES, 2007; MORTARI, 2019).

Dessa forma, este trabalho realizou um estudo sobre o investimento de processos conversões nas refinarias de petróleo do Brasil, identificando se o desinvestimento possui correlação para que haja a importação expressiva desses altos volumes de derivados.

METODOLOGIA

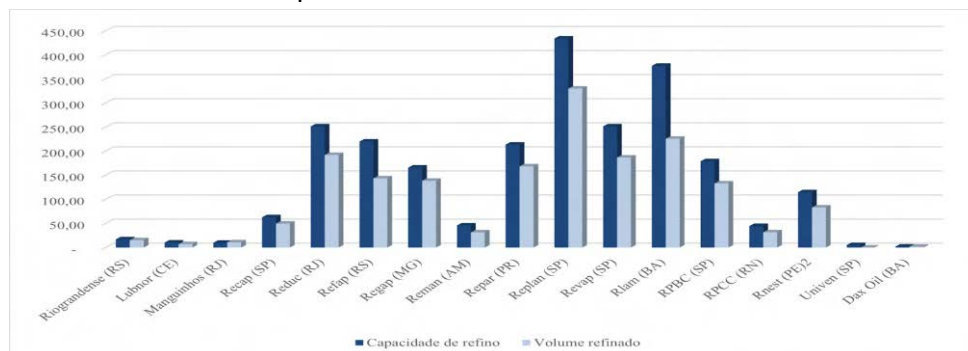
O estudo trata-se de uma revisão sistemática da literatura, tendo como base estudos bibliográficos, coleta de dados nas bases Google Acadêmico, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e em sites oficiais (ANP e EPE), com uma abordagem quali-quantitativa. Os descritores utilizados durante a pesquisa foram: investimentos em refinarias de petróleo e refino de petróleo. Foram 8 trabalhos dos 25 encontrados, sendo utilizados como critérios de inclusão os trabalhos publicados em português dos últimos quinze anos (2007-2022).

A análise dos trabalhos foi elaborada nas seguintes etapas: (1) Identificação das refinarias no Brasil; (2) Quantidade de produção das refinarias; (3) Análise de produção das refinarias com investimentos em sua capacidade de refino.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

No ano de 2020, o parque de refino brasileiro era representado por 18 refinarias, possuindo uma capacidade de produção de 2,41 milhões de barris por dia de derivados. Dessas refinarias, treze são propriedades da Petrobras, que correspondem a cerca de 98,6% da produção total. Conforme o Gráfico 1, a refinaria Replan (São Paulo) contribui com a maior capacidade instalada (434 mil barris/dia), representando 18% da capacidade nacional. Ela possui em seu processo, além da destilação, etapas de conversões (craqueamento catalítico e retardado, hidrotratamento e hidrodessulfurização) (ANP, 2021; PETROBRAS, 2022).

Gráfico 1: Capacidade e volume das refinarias brasileiras



Fonte: ANP (2021).

Os processos de conversão transformam frações pesadas em outras de maior valor econômico, modificando a estrutura molecular, através da temperatura e

pressão, para aumentar a sua qualidade (MAZIERO, 2022; TAVARES, 2005). Logo, assim como a Replan, as refinarias brasileiras poderiam atingir maiores conversões de alta qualidade de derivados de petróleo, porém há uma ausência de investimentos (SILVA; CRUZ; MESQUITA, 2018).

De acordo com a Empresa de Energia Energética (EPE, 2021), não foram considerados investimentos significativos na expansão da capacidade de refino, porém há ampliações em andamento nos estados da Bahia e de São Paulo, com a construção de uma nova unidade de hidrotreatamento (HDT) de 10 mil m³/d, mas com início de operação previsto para 2026.

No entanto, se houvesse investimentos adicionais na expansão da capacidade de refino para o óleo diesel A e a nafta, por exemplo, devido serem derivados de maior volume de importação, em uma refinaria como a RNEST (cerca de 65% de óleo diesel e 15% de nafta), poderia haver uma redução de 30% das importações em 2030, havendo uma redução estimada de 55 mil m³/d para 41 mil m³/d de óleo diesel, e 16 mil m³/d para 12 mil m³/d de nafta (EPE, 2021). Entretanto, conforme pesquisas realizadas, as empresas estão produzindo o máximo possível dentro das condições seguras, sustentáveis e econômicas.

CONCLUSÃO

Dessa forma, o aumento de conversão das refinarias do Brasil depende da variedade e da capacidade de processamentos das unidades de tratamento e conversões existentes, em que, quanto maior o número dessas unidades, e sua capacidade, maior será a complexidade. Assim, tem-se que os desinvestimentos nesses processos favorecem a dependência do país para a importação de derivados de petróleo.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Anuário estatístico 2021. Brasília, DF: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>. Acesso em: 6 nov. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). Refino de petróleo. Brasília, DF: ANP, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural>. Acesso em: 6 jun. 2022.

EMPRESA DE ENERGIA ENERGÉTICA. Plano decenal de expansão de energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 6 nov. 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. IBP discute transformação do setor de refino no Brasil em evento online com principais agentes do mercado. 2021. Rio de Janeiro: IBP, 2021. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/noticias/ibp-discute-transformacao-do-setor-de-refino-no-brasil-em-evento-online-com-principais-agentes-do-mercado/>. Acesso em: 6 jun. 2022.

MARTINS, C. A. Introdução da concorrência e barreiras à entrada na atividade de refino de petróleo no Brasil. 2003. Dissertação de mestrado em economia - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

MAZIERO, Henrique Garcia. Estudo preliminar de uma unidade de craqueamento catalítico fluidizado (FCC). 2022. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Universidade Federal de São Paulo, Diadema, 2022.

MORTARI, Valéria Silva. **Evidências empíricas da importância da indústria brasileira de refino de petróleo**. 2019. 119f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019 .

PERRISSE, J. B.; ODDONE, M. R. R. O impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras. Rio Oil & Gas, 2006.

PETROBRAS. Refinaria de Paulínia (Replan). Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 2022. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-de-paulinia-replan.htm>. Acesso em: 6 jun. 2022.

SILVA, M. F. de O.; CRUZ, A. C.; MESQUITA, P. P. D. Investimento em refino e petroquímica: emprego estratégico do petróleo pertencente à União no modelo de partilha. Rio de Janeiro: BNDES, 2018. 44 p. (Textos para discussão, 132).

TAVARES, Marina Elisabete Espinho. Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas - uma análise "cross-section". 2005. 384 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

O USO DE MEMBRANAS POLIMÉRICAS NA REMOÇÃO DO ÓLEO EMULSIONADO NA ÁGUA PRODUZIDA

Marcos G. Bezerra¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN),

RESUMO

O processo de produção de óleo e gás é acompanhado pela produção de água produzida (AP), um resíduo da indústria de petróleo, que deve ser tratado previamente ao descarte. O uso de tecnologias de tratamento de AP baseados em membranas vem crescendo em função das vantagens apresentadas pela aplicação desses processos, trazendo atenção para as membranas poliméricas, em virtude da maior flexibilidade dessa classe de materiais. Este trabalho traz uma abordagem teórica e técnica sobre a aplicação de membranas poliméricas no tratamento de AP.

Palavras-chave: membranas; tratamento; água-produzida.

INTRODUÇÃO

O processo de produção do óleo e gás natural é caracterizado também pela produção de água, conhecida como água produzida (AP). A AP contém tanto materiais orgânicos como inorgânicos, onde o principal componente presente é o óleo, e a descarga da mesma sem os devidos tratamentos pode poluir reservatórios superficiais e subterrâneos. O óleo pode estar presente na água sob as formas de óleo livre, óleo em emulsão e óleo solúvel, onde o óleo em emulsão apresenta maior dificuldade de separação da água em virtude do diâmetro (micrômetros e submicrômetros) dessas partículas emulsionadas (BADER, 2007).

Em virtude das desvantagens intrínsecas dos métodos convencionais de tratamento de AP, como baixa eficiência, alto custo de operação e a necessidade de outras formas de tratamento secundárias (HONGA et al., 2003), o processo de separação por membranas se apresenta como alternativa para o tratamento de óleo em emulsão.

Uma membrana é um material que consegue controlar a passagem de substâncias através dela, atingindo a separação de fases sem a necessidade de nenhum agente desestulsificante, apenas o diferencial de pressão (PADIGI et al., 2014). As membranas poliméricas se apresentam como grande potencial para a separação de substâncias na indústria, em virtude da facilidade de processamento de materiais poliméricos, a resistência à corrosão e a aplicação em temperaturas moderadas.



O objetivo deste trabalho é realizar uma pesquisa bibliográfica, esclarecendo como as membranas poliméricas atuam na separação de óleo da AP, evidenciando o uso dessa tecnologia na indústria do petróleo.

METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho se baseia em uma pesquisa bibliográfica, onde no primeiro momento é esclarecido como as membranas poliméricas atuam no tratamento de AP, dando uma maior prioridade a separação do óleo emulsionado. Logo após são abordados os fenômenos que ocorrem durante a separação do óleo a partir da água, fenômenos esses que atuam diminuindo a eficiência do processo. Por fim, são discutidos exemplos de aplicações do uso de membranas poliméricas na separação do óleo emulsionado a partir da AP.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A separação de substâncias presentes na AP por meio de uma membrana polimérica é um processo controlado pelo tamanho dos poros da mesma e pelas propriedades químicas dos materiais que a compõem, filtrando os componentes da solução pelo tamanho, onde a força motriz do fluxo através da membrana é o diferencial de pressão aplicado nela. Os processos de separação de fases em efluentes líquidos desenvolvidos pelas membranas dividem-se em três categorias: a microfiltração (MF) é a separação de partículas suspensas, a ultrafiltração (UF) é a separação de macromoléculas, e as membranas de osmose reversa (RO) realizam a separação de compostos iônicos dissolvidos (MADAENI, 1999).

A ultrafiltração é o método mais eficiente para o tratamento de água produzida em comparação com os métodos tradicionais, em função da alta eficiência de remoção do óleo, a independência de aditivos químicos, o baixo gasto energético e a necessidade de pouco espaço para instalações (HE e JIANG, 2008).

O processo de separação por membranas também apresenta suas limitações. Durante o fluxo da água através da membrana, as partículas de soluto podem ocupar a entrada e/ou o interior dos poros, isso ocorre quando o fluxo de permeação é muito alto, favorecendo a adsorção das partículas, tanto na superfície da membrana como

nos poros, esse fenômeno é conhecido como *fouling* e atua diminuindo o fluxo de permeação, tornando o processo gradativamente ineficiente (BELFORT et al., 1994).

Dessa forma, faz-se necessário o uso de aditivos para diminuir os efeitos do *fouling*, tornando o processo de separação mais eficiente, como o uso de nanocargas inorgânicas na matriz polimérica. Uma nanocarga inorgânica, em função da sua natureza química, pode gerar o efeito de repulsão de moléculas orgânicas e o aumento de permeabilidade da membrana, dificultando a adsorção das partículas orgânicas e diminuindo os efeitos do *fouling* (LIA et al., 2006).

BILSTAD e ESPEDAL (1996) compararam membranas de MF e UF para o tratamento de água produzida. Os resultados mostraram que a UF poderia alcançar os padrões requeridos para o descarte, reduzindo a concentração total de hidrocarbonetos de 50 mg/L para 2 mg/L (96% de remoção) e a concentração de metais pesados como Cu e Zn tiveram redução de 95%. LIA et al. (2006) estudaram um sistema tubular para UF, a partir de membranas de fluoreto de polivinilideno (PVDF) modificadas com nanopartículas de alumina (Al_2O_3) no tratamento de AP. Foi reportado em seus experimentos a redução de 90% e 98% da demanda de oxigênio químico (COD) e de carbono orgânico total (TOC), respectivamente. Além disso, o resíduo de óleo foi inferior a 1% após a ultrafiltração.

SALAHY et al. (2010) compararam a eficiência de membranas poliméricas no tratamento de AP oriunda da refinaria do of Tehran, no Irã. Foi constatado que os processos de MF e UF são viáveis e vantajosos para o tratamento de AP, onde membranas de poliacrilonitrila (PAN) apresentaram uma rejeição de 97,2% do teor de óleo e graxas, com altos fluxos de permeação (96,2 L/m² h).

CONCLUSÃO

Pode ser evidenciado que o uso de membranas poliméricas para o tratamento de AP se caracteriza como um processo viável e vantajoso, sendo o processo de ultrafiltração o mais eficiente para a separação do óleo emulsionado, além de remover outras partículas sólidas como metais e outras formas de matéria orgânica. Vale salientar que as propriedades apresentadas pelas membranas são resultado de suas



características físicas, estruturais e químicas, demandando a flexibilidade dos materiais para variadas aplicações.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), pelo auxílio financeiro concedido, e ao Laboratório de Materiais Multifuncionais e Experimentação Numérica da Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (LAMMEN-ECT/UFRN) pela estrutura fornecida.

REFERÊNCIAS

- BADER, M. S. H. Seawater versus produced water in oil-fields water injection operations. *Desalination*, [s. l.], v. 208, ed. 1/2, p. 159-168, Apr. 2007.
- BELFORT, G.; DAVIS, R. H.; ZYDNEY, A. L. The behavior of suspensions and macromolecular solutions in crossflow microfiltration. *Journal of Membrane Science*, [s. l.], v. 96, ed. 1/2, p. 1-58, 1994.
- BILSTAD, T.; ESPEDAL, T. Membrane separation of produced water. *Water Science and Technology*, [s. l.], v. 34, p. 239-246, 1996.
- HE, Y.; JIANG, Z. W. Treating oilfield wastewater: technology review. *Filtration and Separation*, [s. l.], v. 48, p. 14-16, 2008.
- HONGA, A.; FANE, A. G.; BURFORD, R. Factors affecting membrane coalescence of stable oil-in-water mixtures. *Journal of Membrane Science*, [s. l.], v. 222, p. 19-39, 2003.
- LIA, Y. S.; YANA, L.; XIANG, C. B.; HONG, L. J. Treatment of oily wastewater by organic – inorganic composite tubular ultrafiltration (UF) membranes. *Desalination*, [s. l.], v. 196, p. 76-83, 2006.
- MADAENI, S. S. The application of membrane technology for water disinfection: review paper. *Water Research*, [s. l.], v. 33, p. 301-308, 1999.
- PADIGI, A.; SARANYA, R.; ARTHANAREESWARAN, G.; ISMAIL, A. F.; MATSUURA, T. Enhanced oil – water separation using polysulfone membranes modified with polymeric additives. *Desalination*, [s. l.], v. 344 p. 280-288, 2014.
- SALAH, A.; GHESLAGHI, A.; MOHAMMADI, T.; MADAENI, S. S. Experimental performance evaluation of polymeric membranes for treatment of an industrial oily wastewater. *Desalination*, [s. l.], v. 262, p. 235-242, 2010.



SOBRE OS ORGANIZADORES



Antonio Rodolfo Paulino Pessoa

Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

Lattes: <http://lattes.cnpq.br/5462842425443359>.

E-mail: rodolfopaulino@ufersa.edu.br

Possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Ceará (2006), mestrado em Engenharia e Ciência de Materiais pela Universidade Federal do Ceará (2009) e doutorado em Engenharia e Ciência de Materiais pela Universidade Federal do Ceará (2015). Atualmente é adjunto IV da Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Tem experiência na área de Engenharia de Materiais e Metalúrgica, com ênfase em Engenharia de Materiais e Metalúrgica, atuando principalmente nos seguintes temas: ligas de níquel, aço inoxidável superduplex, mig/mag, soldagem de revestimento e corrosão em dutos de transporte de petróleo.



Jardel Dantas da Cunha

Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA).

Lattes: <http://lattes.cnpq.br/3658783471840574>

E-mail: jardel.dantas@ufersa.edu.br

Doutor em Ciências e Engenharia do Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) em 2013, Mestre em Ciências e Engenharia dos Materiais pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) em 2008 e Engenheiro de Materiais pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) em 2004. Docente do curso de Engenharia do Petróleo da Universidade Federal do Semi-árido (UFERSA). Tem experiência na área de Engenharia dos Materiais, com ênfase em Corrosão de Dutos e Equipamentos onde atuou como Engenheiro pela Fundação Norte-Rio-Grandense de Pesquisa e Cultura (FUNPEC) em contratos com a Petrobras e Transpetro dos anos de 2004 a 2010. Possui atuação nas áreas: Síntese de precursores poliméricos, pigmentos cerâmicos, corrosão induzida por microorganismos (CIM), pintura industrial e Monitoramento da Corrosão

Endereço

Editora Universitária da UFERSA (EdUFERSA)

Av. Francisco Mota, 572 (Centro de Convivência, Campus Leste)

Bairro: Costa e Silva | Mossoró, RN | CEP: 59.625-900 | Telefone: (84) 3317-8267

Portal: <http://edufersa.ufersa.edu.br> | E-mail: edufersa@ufersa.edu.br

Composição da Obra

Dimensões: A4

Característica: Digital

Formato: PDF-A

Números de páginas: 179 f.

Paleta de cores: Colorido

Estilo da fonte: Calibri

ISBN: 978-65-87108-84-1

CSL



9 786587 108841