

PREPARO DE ARENITOS SINTÉTICOS PARA USO NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Semuel Ebenézer Dantas Costa¹, Eduardo Lins de Barros Neto², Joemil Oliveira de Deus Junior³,
Millene Caroline Albino de Oliveira⁴, William Bruno Barbosa de Medeiros⁵

¹ Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Química –
semuelebenezer@hotmail.com

² Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Química –
eduardolbn@yahoo.com.br

³ Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Química –
joemiljunior@gmail.com

⁴ Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Química –
millene.caroline@gmail.com

⁵ Universidade Federal de Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Química –
williambruno@hotmail.com.br

RESUMO

A energia natural de um reservatório de petróleo diminui à medida que o óleo é extraído, comprometendo a produção. Para aumentar a quantidade de óleo produzido e restabelecer a vazão de produção, métodos de recuperação de petróleo são aplicados. O estudo e desenvolvimento destes métodos requerem a utilização de amostras que representem fielmente as características encontradas na rocha-reservatório. No entanto, o custo e as propriedades intrínsecas das rochas naturais dificultam este processo. Desta forma, o objetivo deste trabalho foi obter rochas sintéticas, feitas a partir de areia e argila cerâmica, com características de porosidade e permeabilidade compatíveis com arenitos naturais. Os resultados encontrados mostram que as rochas obtidas apresentaram valores de permeabilidade e porosidade condizentes com os encontrados na literatura, demonstrando assim o seu potencial uso em ensaios de recuperação avançada de petróleo.

Palavras-chave: Arenito sintético, sinterização, Recuperação Avançada de petróleo.

1. INTRODUÇÃO

Mudanças graduais em propriedades físico-químicas do petróleo e decaimentos da pressão do reservatório ao longo do tempo fazem com que um poço produza óleo em quantidades cada vez menores [Santos, 2009].

Para que a produção de petróleo ocorra em quantidades economicamente viáveis são usados os processos de recuperação, que são divididos basicamente em dois tipos: Métodos Convencionais de Recuperação, que são processos cujas tecnologias são bem

conhecidas e que têm alto grau de confiança em sua aplicação (injeção de água e da injeção de gás) e Métodos Especiais de Recuperação, que são aqueles que são mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas [Thomas, 2001].

Os ensaios de Recuperação Avançada de petróleo têm sido realizados em laboratório usando diversos tipos de rocha-reservatório, como rochas carbonáticas e arenitos Botucatu, e Berea. [Soares, 2012; Cardoso e Balaban,

2015; Santos, 2015]. No entanto, as amostras naturais são de difícil acesso, apresentam o inconveniente de serem anisotrópicas, ou seja, apresentam propriedades distintas quando são analisadas em diferentes direções e, além disso, a obtenção das mesmas para pesquisas envolve custos elevados [Fattahpour *et al.*, 2014; Marques *et al.*, 2011]. Com isso, o uso de amostras sintéticas análogas para testes experimentais se mostra vantajoso.

Sendo assim, o presente trabalho tem como objetivo principal a obtenção de rochas sintéticas cujas porosidades e permeabilidades sejam compatíveis com as de rochas naturais e que possam ser usadas em ensaios de Recuperação Avançada de petróleo.

2. METODOLOGIA

Os procedimentos adotados na realização deste trabalho são apresentados a seguir.

2.1. Preparo dos Arenitos Sintéticos (AS)

Os arenitos sintéticos foram obtidos pela mistura de areia da praia (de Natal/RN) e argila cerâmica (de Lagoa de Velhos/RN). A areia foi peneirada com peneiras de 65 e 100 mesh (tamanho médio do grão de 181,0 μm). A argila foi secada por 24 horas em estufa e moída em moinho de bolas por 1 hora e peneirada com peneira de 200 mesh.

As amostras foram preparadas com a massa de 60,00 g. A areia e a argila foram misturadas manualmente por 5 minutos. Em seguida, foram adicionados 4 mL de água destilada (para as concentrações mássicas de 20 e 30% de argila) e 4,2 mL (40% de argila), seguida de nova mistura manual por mais 5 minutos. Logo após, a mistura foi colocada no molde (Figura 1) e foi comprimida a 100 ou 200 kgf/cm^2 .

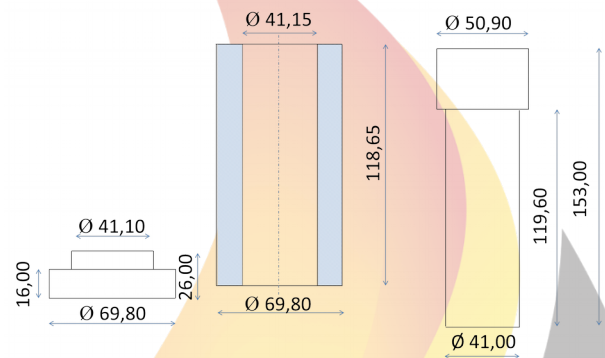


Figura 1: Molde de preparo dos arenitos sintéticos (escala em mm)

Depois disso, as amostras foram secadas em estufa por 24 horas a 110°C e foram sinterizadas em mufla a 950°C por 3 horas com taxa de aquecimento de 10°C/min. A Tabela 1 mostra as condições em que cada amostra foi obtida.

2.2. Análises química e mineralógica

A areia, a argila e o arenito sintético 5 (cuja concentração de argila é intermediária) foram analisadas no difratômetro MiniFlex II – Desktop X-ray Diffractometer da marca Rigaku (para análise mineralógica) e no espectrômetro EDX-720 Energy Dispersive X-ray

Spectrometer, da Shimadzu (para a análise química na forma de óxidos).

Tabela 1: Ensaios realizados

AS	Concentração da argila (%)	Pressão de compressão kgf/cm ²
1	20	100,0
2	30	100,0
3	40	100,0
4	20	200,0
5	30	200,0
6	40	200,0

As amostras foram moídas em almofariz e peneiradas em 200 mesh para produzir fragmentos de pó. Em seguida, foram aquecidas a 110°C durante 8 horas em estufa, para remover a umidade. A análise de DRX ocorreu a uma taxa de 2 graus por minuto, passo de 0,02 e ângulos de varredura de 5 a 60° (Cardoso e Balaban, 2015).

2.3. Análise de Porosidade

Esta análise foi feita no porosímetro (Figura 2).

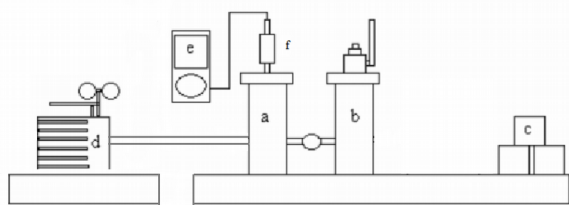


Figura 2: Sistema do porosímetro. a) célula 1, b) célula 2, c) peças de aço utilizadas como padrões de volumes, d) compressor, e) manômetro, f) transdutor de pressão

Primeiramente, foi feita a curva de calibração de pressão *versus* volume vazio no porosímetro, com o uso de cilindros de aço com dimensões conhecidas. Isto é feito a princípio com o porosímetro vazio (a uma baixa pressão) e, logo após, com um, dois e três cilindros de aço. Em seguida, foram introduzidos os arenitos (um de cada vez) para que, com a pressão do sistema, pudesse ser determinado seu volume de vazios, possibilitando o cálculo de sua porosidade.

2.4. Análise de Permeabilidade

A obtenção da permeabilidade dos arenitos à água destilada foi feita através de um experimento utilizando o sistema de injeção de fluidos, que é composto por uma bomba, cuja vazão é de cerca de 3 mL/min, uma cela de acrílico, um manômetro e o holder, no qual o plug é pressurizado por ar comprimido (Figura 3).

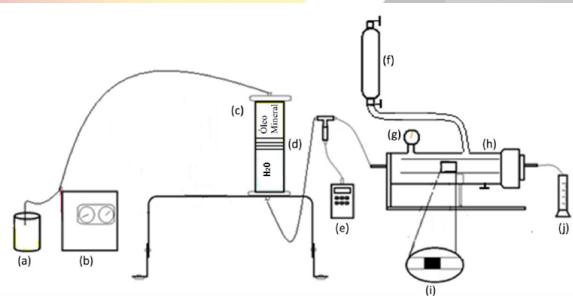


Figura 3: Ensaio de permeabilidade, (a) frasco com óleo mineral, (b) bomba de injeção (c) cela de acrílico, (d) êmbolo, (e) manômetro de pressão interna, (f) cilindro de ar comprimido, (g) manômetro da pressão externa, (h) holder, (i) arenito sintético, (j) proveta.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Todos os arenitos apresentam colocaram avermelhada com pontos amarelos (de areia). Seus diâmetros e alturas se encontram na Tabela 2.

Tabela 2: Diâmetros e alturas dos arenitos sintéticos

AS	D (cm)	H (cm)
1	4,160	2,610
2	4,165	2,360
3	4,160	2,190
4	4,165	2,455
5	4,165	2,260
6	4,160	2,135

A Figura 4 mostra o arenito sintético 5 pronto.



Figura 4: Arenito sintético 5

Neste arenito, bem como na areia e argila, foram realizadas análises de FRX e DRX. A Tabela 3 apresenta as composições dos mesmos.

A composição química da areia apresenta majoritariamente SiO_2 , o que está em concordância com seu difratograma (Figura 5a).

A composição da argila cerâmica mostra grande concentração de SiO_2 , Al_2O_3 e Fe_2O_3 . Sua alta concentração de fundente óxido de ferro (23,731%) somado aos demais fundentes (MgO e K_2O) totaliza 28,808%, o que justifica a sinterização à baixa temperatura de 950°C e contribui para reduzir a absorção de água e aumentar a resistência do arenito sintético.

Como o arenito sintético 5 é formado por 70% de areia e 30% de argila, sua composição é intermediária entre estas duas.

Tabela 3: Principais componentes dos materiais (em porcentagem)

Composição	Areia	Argila	AS 5
SiO_2	91,261	47,177	65,731
Al_2O_3	4,238	18,380	11,808
Fe_2O_3	2,199	23,731	14,782
CaO	0,697	2,027	1,644
K_2O	1,160	2,216	1,872
SrO	0,143	0,519	0,437
TiO_2	0,230	1,257	0,969
MgO	-	2,861	1,445
ZrO_2	-	0,744	0,676
Outros	0,072	1,088	1,367

Os difratogramas são apresentados na Figura 5.

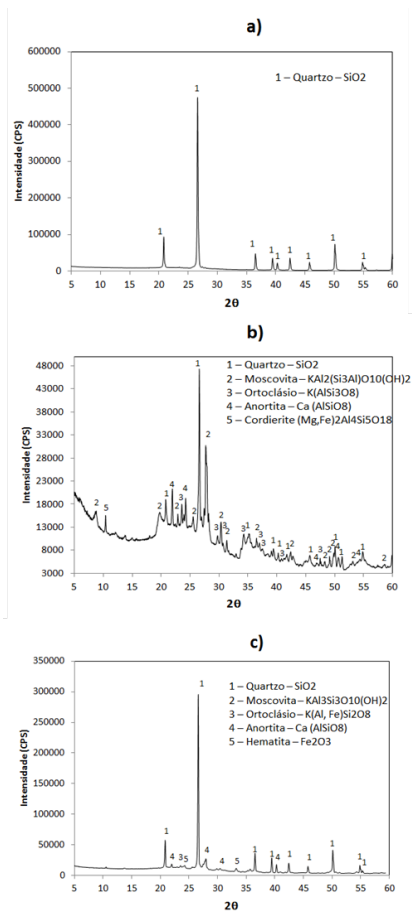


Figura 5: Difratogramas a) da areia, b) da argila cerâmica e c) do arenito sintético 5

Na areia, a composição é basicamente de quartzo e impurezas em pequenas quantidades. Na argila e no arenito sintético, os altos teores de óxido de silício que foram apresentados na Tabela 3 devem-se à presença do quartzo. A presença da cordeirite justifica a concentração de Fe₂O₃, a da anortita a de CaO e as de moscovita e ortoclásio as de Al₂O₃ e K₂O. No entanto, no arenito sintético, observa-se também a formação da hematita, a qual é formada a altas temperaturas (Santos,

2013) e garante a coloração avermelhada às amostras sinterizadas.

Os resultados da porosidade e permeabilidade são apresentados nos gráficos da Figura 6.

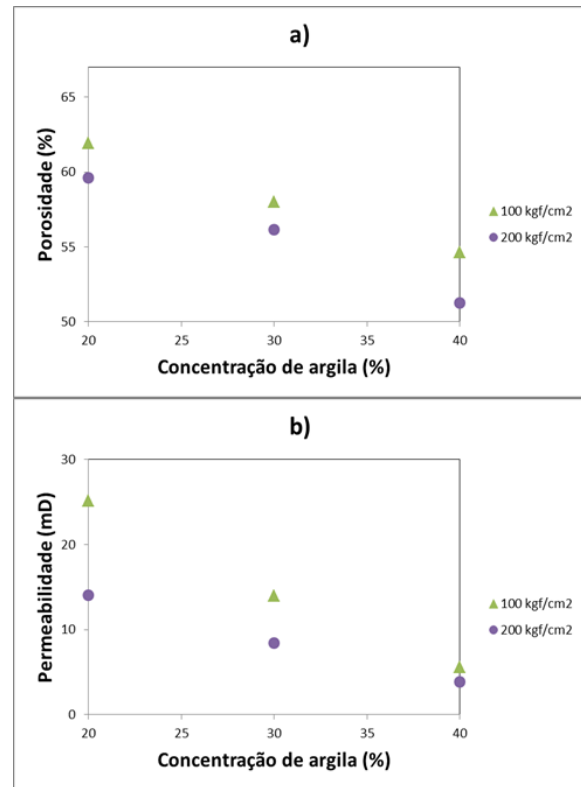


Figura 6: Resultados de a) porosidades e b) permeabilidades dos arenitos sintéticos

As porosidades variaram de 51,23 a 61,92 % e as permeabilidades à água variaram 3,87 e 25,14 mD, com desvios de 0,0543% e 0,4281 mD, respectivamente.

É possível notar um comportamento linear tanto para porosidade como para permeabilidade em função da concentração de argila, e também se pode observar a relação inversamente proporcional entre as grandezas-

resposta e a variável independente: o aumento da concentração de argila causa uma redução na porosidade e permeabilidade. A razão física para isto é encontrada na distribuição de aglomerante (argila) nos contatos entre os grãos. Para baixo teor de argila, esta é encontrada nas áreas de contato de grãos, construindo ligações de aglomerante que, quando sinterizado, endurece e une as partículas de areia. Quando se aumenta a quantidade de argila, o número de ligações e sua extensão aumentam. Em determinado ponto, este aumento promove o envolvimento das partículas e preenchimento dos espaços entre elas, promovendo a redução da porosidade e permeabilidade (Holt, 2005).

O aumento da pressão durante o preparo da amostra também promove redução na porosidade e permeabilidade. Isto ocorre porque as partículas ficam mais bem compactadas a valores mais elevados de pressão, o que está evidenciado nos valores das alturas dos arenitos sintéticos, mostrados na Tabela 1.

A Tabela 4 mostra alguns valores de porosidade e permeabilidade de rochas naturais.

Tabela 4: Porosidades e permeabilidades à água destilada de rochas naturais

Rocha	Referência	ϕ (%)	kw (mD)
Botucatu	Firmino (2016)	37,19 a 54,96	-
Botucatu	Souza (2013)	28,81 a 44,05	-
Rocha carbonática	Soares (2012)	48,99 a 74,28	-
Berea	Rosenbrand <i>et al.</i> (2014)	18	9,8 a 13,7
Botucatu	Deste trabalho	44,51 a 57,84	24,76 a 28,09
Berea	Deste trabalho	20,41	2,43

Pode-se observar que as faixas de porosidade e permeabilidade das rochas naturais são semelhantes às encontradas para os arenitos sintéticos, o que é favorável para o uso destes em ensaios de Recuperação Avançada de petróleo.

4. CONCLUSÕES

Baseado nos dados obtidos com o preparo de arenitos sintéticos feitos com areia e argila cerâmica foi mostrado uma relação inversa no comportamento da porosidade e permeabilidade com a concentração de argila e com o nível de compressão durante o preparo dos arenitos. E estes arenitos apresentaram faixas de porosidade e permeabilidade compatíveis com as rochas naturais usadas em ensaios de Recuperação

Avançada, o que indica que os mesmos têm grande potencial para uso nestes ensaios.

5. AGRADECIMENTOS

À Capes pelo auxílio financeiro e ao Núcleo de Ensino e Pesquisa em Petróleo e Gás (NUPEG) pela estrutura física necessária ao desenvolvimento do trabalho.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARDOSO, O. R., BALABAN, R. D. C., *Comparative study between Botucatu and Berea sandstone properties*. Journal of South American Earth Sciences, v. 62, p. 58-69, 2015.

FATTAHPOUR, V.; BAUDET, B. A.; MOOSAVI, M.; MEHRANPOUR, M.; ASHKEZARI, A. *Effect of grain characteristics and cement content on the unconfined compressive strength of artificial sandstones*. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, v. 72, p. 109–116, 2014.

FIMINO, P. C. O. S. *Influência de sistemas microemulsionados na molhabilidade de arenito e na recuperação de petróleo*. 2016. 93 p. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

HOLT, R.M.; KJØLAAS, J.; LARSEN, I.; LI, L.; GOTUSSO PILLITTERI, A. ;

SØNSTEBØ, E.F. *Comparison between controlled laboratory experiments and discrete particle simulations of the mechanical behaviour of rock*. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, v. 42, p. 985–995, 2005.

MARQUES, L. C.; APPOLONI, C. R.; FERNANDES, C. P. *Porosity Study of Synthetic Sandstones by Non-Destructive Nuclear Techniques*. Materials Research, v.14(3), p. 394-402, 2011.

ROSENBRAND,E.;HAUGWITZ, C. JACOBSEN,P.S.M.; KJØLLER, C.; FABRICIUS, I.L. *The effect of hot water injection on sandstone permeability*. Geothermics, v. 50, p. 155–166, 2014.

SANTOS, F. K. D. *Avaliação do comportamento de fluidos micelares na recuperação avançada de petróleo*. 2009. 116p. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

SANTOS, J. S. C. *Avaliação de sistemas constituídos por polímeros/ tensoativo/ EDTA na recuperação avançada de petróleo*. 2015. 99p. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

SANTOS, O. C. *Formulação de bloco intertravado cerâmico com adição de resíduos urbanos e industriais*. 2013, 177p. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. Natal – RN.

SOARES, A. P. J. *Aplicação de microemulsão na recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos*. 2012. 177f. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

SOUZA, T. T. C. *Nanoemulsões aplicadas à recuperação avançada de petróleo*. 2013. 98 p. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Natal – RN.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, 2001.

