

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

CARACTERIZAÇÃO DE ARENITOS SINTÉTICOS PARA APLICAÇÕES EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

AUTORES:

Henrique Borges de Moraes Juvinião¹, Samuel Ebenézer Dantas Costa², Millene Caroline Albino de Oliveira³, Eduardo Lins de Barros Neto⁴, Djalma Ribeiro da Silva⁵

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPEURO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPEURO.

CARACTERIZAÇÃO DE ARENITOS SINTÉTICOS PARA APLICAÇÕES EM ENSAIOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Abstract

Pressure is an important production parameter of an oil reservoir, since it is directly related to the production potential. Over the years of operation, the primary energy decreases as the hydrocarbons and other compounds are extracted from the reservoir, resulting in a pressure reduction. So, the use of recovery methods become necessary. This methods seek to supplement the lost energy or to reduce capillary forces, increasing the production. The study and development of these methods require the use of rock samples (plugs) that represent faithfully the reservoir rock characteristics. However, the costs and the intrinsic properties of natural rocks hamper this process. Thus, the objective of this work was to obtain synthetic sandstones plugs from a sintered mixture composed by ceramic clay and silica with granulometric cuts between $48 < X < 65$ mesh (A1 and A2) and $100 < X < 150$ mesh (A3 and A4), analyzing its XRF, XRD, porosities and permeabilities properties. The samples presented porosities and permeabilities values of 21.63% and 3.03 mD (A1 and A2), 17.79% and 1.66 mD (A3 and A4), respectively. The results found in the XRF and XRD analyses show that the obtained rocks presented compositions that are in accordance with the literature. In this way, the synthetic sandstones plugs obtained presented petrophysics properties that are similar to natural sandstone, demonstrating the potential usage of these synthetic plugs in advanced oil recovery analysis.

Key words: Synthetic Sandstone Plugs, Core Holder, Sintering, Oil Recovery Simulation, EOR.

Introdução

Segundo Lima *et al.* (2010), rochas podem ser definidas como agregados naturais compostos de um ou mais minerais. Para poder ser considerada rocha, o agregado deve atingir alguns conceitos gerais como ter representatividade à escala cartográfica, ter volume suficiente, e ocorrer repetidamente no espaço e no tempo, ou seja, o fenômeno geológico que a forma deve ser importante na história geológica, mostrando que ele faz parte da dinâmica da terra.

Rochas são materiais abundantes na natureza e têm sido exploradas largamente ao longo do tempo pelo homem. A partir de rochas são fabricados e extraídos inúmeros produtos importantes para a construção civil, indústria petroquímica e de diversos ramos da economia, como a agricultura, indústria alimentícia, de computadores, entre outros (Rheinheimer, 2001).

Dentre as diversas aplicações para os aglomerantes, a indústria petroquímica tem grande destaque pois para que ocorra a geração do petróleo, diversas rochas e diferentes condições de pressão e temperatura são necessárias. Segundo Santos (2009), mudanças graduais em propriedades físico-químicas do petróleo e decaimentos da pressão do reservatório (energia primária) ao longo do tempo fazem com que um poço produza óleo em quantidades cada vez menores.

Devido a esse decaimento, a indústria tem de buscar por maneiras ou métodos que supram essa perda de energia e que sejam capazes de elevar os fluídos até a superfície. Estes recebem o nome de métodos de recuperação de petróleo e, segundo Rosa (2006), podem ser divididos nas categorias Métodos de Recuperação Convencionais, cujas tecnologias são bem conhecidas e desenvolvidas, obtendo um alto grau de confiança em sua aplicação (injeção de água, injeção de vapor e injeção de gás imiscível) e Métodos de Recuperação Avançada, os quais são mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas.

Porém, antes de se aplicar qualquer um desses métodos nos reservatórios de petróleo são feitas simulações laboratoriais em softwares de computador ou em células reservatório de pequena escala usando dados e se possível rochas similares ou até mesmo provenientes do reservatório no qual o petróleo será produzido. Na literatura, diversos tipos de rocha reservatório tem sido usadas para a simulação em laboratório tais como rochas carbonáticas e arenitos Botucatu, e Berea (Soares, 2012; Cardoso e Balaban, 2015; Santos, 2015).

Entretanto, a disponibilidade dessas rochas para ensaios laboratoriais muitas vezes é comprometida, uma vez que seus custos de obtenção são muito elevados, as mesmas são de difícil acesso e possuem características anisotrópicas. Com isso, a utilização de rochas sintéticas similares às a serem estudadas é uma boa solução para esse impasse nos testes de laboratório.

Visando suprir essa necessidade, o presente trabalho tem como objetivo principal a obtenção de rochas arenito sintéticas cujas porosidades e permeabilidades sejam compatíveis com as das rochas naturais e que possam ser aplicadas em ensaios de Recuperação de Petróleo de bancada.

Metodologia

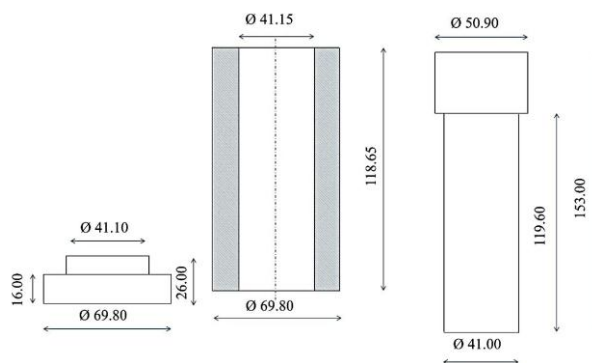
A metodologia para realização desse trabalho foi segmentada em quatro etapas, as quais são apresentadas a seguir.

Preparo dos Arenitos Sintéticos (AS)

A composição dos arenitos se deu a partir de uma sílica obtida na Praia do Meio localizada na cidade de Natal/RN com argila cerâmica obtida de uma olaria da cidade de Lagoa dos Velhos/RN. Dois modelos de plugs em duplicata foram preparados e nomeados como A1, A2, A3 e A4. Para a elaboração das amostras A1 e A2, a areia foi peneirada entre peneiras de aberturas 48 e 65 mesh, sendo selecionada sílica contida no recheio das peneiras; já para as amostras A3 e A4 foram utilizadas peneiras de 100 e 150 mesh. A argila foi separada das raízes e seca por 24 horas em estufa a 110 °C, em seguida ela foi moída com o auxílio de um moinho de bolas por 1 hora, por fim ela foi peneirada com uma peneira de 200 mesh.

Para esse trabalho, as amostras foram construídas com uma massa total de 60 gramas, sendo 60% dessa massa de sílica e 40% de argila. Para o preparo dos plugs, a sílica e argila foram misturadas por cerca de 5 minutos, em seguida foram adicionados 4 mL de água destilada e os sistemas foram novamente misturados por cerca de 5 minutos. Após a etapa de mistura, cada uma das amostras foi colocada separadamente em um molde de aço inox do qual as dimensões são apresentadas na Fig. 1, em seguida com o auxílio de uma prensa hidráulica as amostras foram comprimidas à 200 kgf/cm².

Fig. 1 – Dimensões do molde para preparo dos arenitos sintéticos



Fonte: Costa, 2016.

Logo após, as amostras foram secas em estufa a 110 °C por cerca de 24 horas, após esse período os plugs moldados e sólidos foram submetidos a 3 horas em mufla sob uma temperatura de 850 °C para que ocorresse a sua sinterização.

Análises químicas e mineralógicas

Para essa etapa, as amostras foram moídas com o auxílio de um almofariz e peneiradas à 200 mesh para produzir fragmentos de pó. Em seguida, foram aquecidas em uma estufa por 8 horas a 110°C, 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). O equipamento usado para as análises de DRX foi o XRD 7000 (Shimadzu), para a análise de FRX o equipamento utilizado foi o Ray ny EDX – 720 (Shimadzu).

Análise da porosidade

A porosidade é uma das propriedades mais importantes das rochas para o estudo de reservatório, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A determinação da porosidade foi feita em bancada com base no princípio da capilaridade, que segundo Rosa (2006) é definida como a pressão da "fase não molhada", aquela que não está em contato com o fluido, $p_{f_{nm}}$ com a pressão da "fase molhada", aquela em contato com o fluido, p_{f_m} . Para essa análise, as amostras foram secas por 24 horas em estufa a 110°C, de modo a remover a umidade; em seguida, se pesou a amostra seca. Na etapa seguinte, uma extremidade de cada amostra foi colocada em contato água destilada.

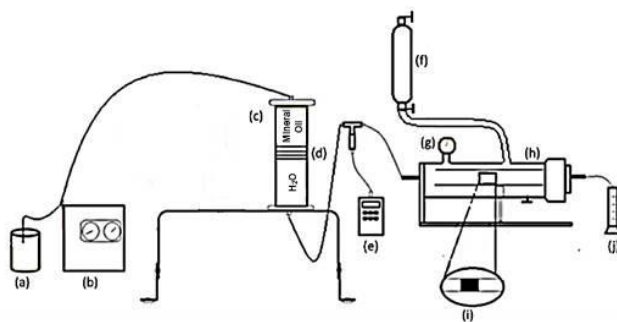
Por capilaridade a água é succionada para dentro do plug até que o mesmo seja saturado e quando essa condição é atingida o arenito sintético é removido do contato com a água e sua massa é pesada. A diferença entre as massas corresponde ao volume de água retido nos poros conectados do arenito sintético e, com base nesse volume (V_p) e no volume total da rocha (V_t), é possível se obter a porosidade (Equação 1). Os valores dessa propriedade para cada amostra são dispostos na Tabela 1. Assim, a porosidade é definida como sendo a relação entre o volume poroso ou volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Análise da permeabilidade

Para a obtenção dos dados de permeabilidade dos arenitos sintéticos foi utilizada uma célula reservatório com sistema de injeção de fluidos. O sistema para o ensaio de permeabilidade era composto por um recipiente contendo óleo mineral (a), uma bomba pistão de um stroke (b), uma cela de alumínio (c), um embolo de plástico (d), um manômetro digital (e), um compressor de ar (f), um manômetro (g), um core holder(h), um plug de arenito sintético (i) e uma proveta (j), esse sistema é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Sistema para o ensaio de permeabilidade



Fonte: Santos, 2015 (modificado).

Para a determinação da permeabilidade cada plug foi saturado por 1 hora com água destilada com vazão de 3,2 mL/min, em seguida com o auxílio da equação de Darcy (Equação 2), suas respectivas permeabilidades foram determinadas.

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta x} \quad (2)$$

Resultados e Discussão

Após a fase final do preparo dos arenitos sintéticos, todos eles apresentaram uma coloração avermelhada, seus respectivos diâmetros e alturas são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados das amostras de arenito sintético

Amostra	Diâmetro (cm)	Altura (cm)	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
A1	4,12	2,02	21,7	3,03
A2	4,13	2,11	21,56	3,01
A3	4,12	2,14	17,34	1,62
A4	4,125	2,02	18,24	1,66

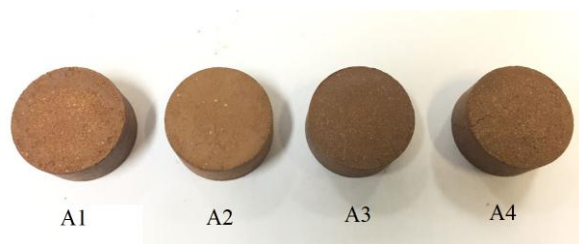
As diferenças nas dimensões físicas de cada amostra foram muito baixas, a Figura 3 apresenta os arenitos sintéticos após a fase final do preparo. Entretanto a diferença nos valores de permeabilidade e porosidade é notória entre as amostras compostas por diferentes tamanhos de aglomerados.

As variações na porosidade das rochas se devem a vários fatores, dentre os quais pode-se destacar: forma e imbricamento dos grãos; presença de materiais de granulometria fina, como argilas e silte, ocupando os espaços intergranulares; presença de materiais cimentantes (calcita, sílica, sais, entre outros), que podem preencher total ou parcialmente os poros do meio e distribuição granulométrica (MHHE, 2000). Assim, analisando a porosidade das amostras é possível notar que as amostras A1 e A2 apresentam uma porosidade média de 21,63 %, valor bem superior ao de 17,79 % das amostras A3 e A4, segundo Rosa (2006) quanto maior o tamanho dos grãos que compõem a rocha reservatório maior será o número de espaços vazios gerados em seu meio poroso.

Já para a permeabilidade as amostras A1 e A2 apresentaram uma média de 3,03 mD enquanto as amostras A3 e A4 uma média de 1,66 mD, o aumento na média da permeabilidade para as amostras A3 e A4 está intrinsecamente relacionado com o aumento na porosidade das mesmas. Segundo Bruno (1994) é o arranjo dos constituintes, e não simplesmente a composição deles, que fundamentalmente

determina a permeabilidade da rocha (Bruno, 1994).

Figura 3 – Arenitos sintéticos após a última fase de preparo

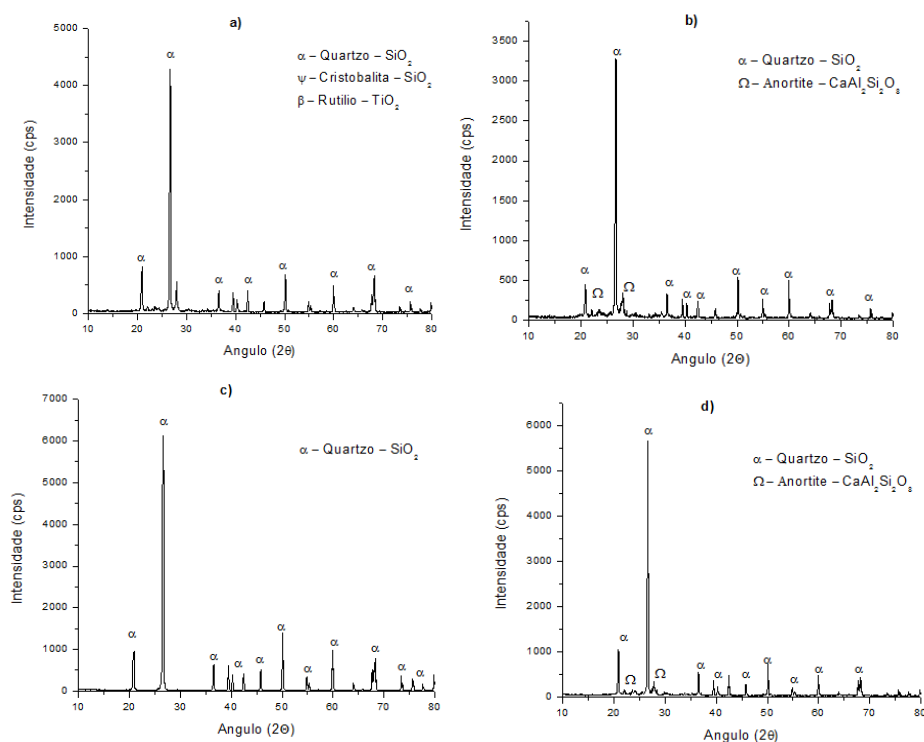


Foram realizadas análises de Fluorescência de Raio X (FRX) e de Difração de Raios X (DRX) para a argila, a areia de praia e uma amostra de cada arenito sintético sinterizado, as quais tiveram o enfoque em averiguar as composições de cada sistema, os dados obtidos são dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Principais componentes dos materiais no FRX

Composição (%)	A1 e A2	A3 e A4	Areia	Argila
SiO ₂	64,22	65,51	87,40	52,40
Al ₂ O ₂	8,06	8,30	2,95	8,86
Fe ₂ O ₃	17,57	19,11	5,81	18,12
CaO	2,44	1,28	0,37	4,86
K ₂ O	2,21	1,31	0,55	5,99
TiO ₂	1,63	2,49	---	1,75
Outros	10,80	0,33	0,82	7,93
SO ₃	1,13	1,64	2,06	0,03

Figura 4: Difratomogramas a) Amostra A1, b) Amostra A4, c) Areia da praia, d) Argila.



Com base nesses dados de FRX e DRX, Tabela 2 e Figura 4, é possível notar que a composição química da areia apresenta em sua grande parte quartzo SiO_2 , sendo o restante composto por impurezas, sendo coerente com os dados de Nascimento (2003). Ao analisar a composição da argila cerâmica foi possível constatar uma grande concentração de SiO_2 , Fe_2O_3 e Al_2O_3 , dentre estes compostos, a elevada concentração do fundente óxido de ferro (18,127%) associado com os demais fundentes (TiO_2 e K_2O) totaliza 25,884%, esse valor justifica a sinterização a baixa temperatura de 950°C, contribuindo para reduzir a absorção de água e aumentar a resistência do arenito sintético.

A elevada pressão, 200 Kgf/cm², aplicada durante a etapa de compactação da amostra também promove uma redução na porosidade e na permeabilidade em todas as amostras. Entretanto, segundo Ribeiro (2007) o tamanho dos grãos é um fator de maior influencia. Estudos mais avançados envolvendo outros fatores como pressão de compactação, volume de argila, temperatura de sinterização e tempo de sinterização devem ser realizados para ser possível se afirmar a influencia de cada um desses fatores nas propriedades finais do arenito sintético.

A Tabela 3 mostra valores de porosidade e permeabilidade de rochas naturais encontrados na literatura, comprovado o potencial de aplicação do arenito sintético desenvolvido por Costa (2016) em ensaios de recuperação de petróleo.

Tabela 3 – Porosidades e permeabilidades à água destilada de rochas naturais.

Rocha	Referência	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
Arenito Berea	Rosenbrand et. al (2014)	18	9,8 - 13,7
Arenito Açú	Curbelo (2006)	24 – 29,78	1,21 – 8,36
Arenito Berea	Azevedo (2014)	21,9 – 22,4	----

Conclusões

Baseado nos dados obtidos dos arenitos sintéticos (AS) preparados com areia de praia e argila cerâmica foi constatado uma diminuição nos valores da porosidade e da permeabilidade com a diminuição dos grãos de areia utilizados no preparo dos arenitos, uma vez que quanto menor for a diferença entre os grãos do sistema menor será o número de espaços vazios entre eles e por consequência menor será a porosidade. Os arenitos produzidos com maior granulometria de areia mostraram faixas de porosidade e permeabilidade compatíveis com as rochas naturais encontradas na literatura e utilizadas em ensaios de recuperação de bancada. Sendo assim quanto maior a granulometria, melhores serão os resultados de porosidade e permeabilidade e, portanto, esses AS com maiores grãos de areia seriam os mais indicados para ensaios de recuperação em células reservatório de bancada. Essa conclusão destaca o grande potencial para uso destes AS em ensaios de recuperação de petróleo em bancada, entretanto estudos mais aprofundados devem ser desenvolvidos para desenvolver um matriz que apresente um melhor fator de permeabilidade.

Agradecimentos

A Central Analítica do NUPPRAR, ao Laboratório de Tecnologia em Tensoativos, ao Núcleo de Ensino e Pesquisa em Petróleo e Gás e a FUNPEC pelo suporte financeiro e pela infraestrutura concedida que possibilitou a realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

AZEVEDO, F. S. Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo. v., 145f.: il.; Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2014.

BRUNO, M. S.; Nelson, R. B. Microstructural analysis of the inelastic behavior of sedimentary rock. Submitted for publication to: Mechanics of Materials, 1990.

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.

COSTA, S. E. D. Preparo de arenitos sintéticos e estudo de suas propriedades para uso na recuperação avançada de petróleo. 2016. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

CURBELO, F. D. S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 217f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN.

LIMA, R.P.D.(2010). Uso e aplicação de materiais artificiais como rocha ornamental. Dissertação de mestrado em Engenharia Mineral. Universidade Federal de Pernambuco. 111p.

MHHE (McGraw-Hill Higher Education). Groundwater and Wetlands, 2000. Disponível em <<http://www.mhhe.com/earthsci/geology/mcconnell/demo/prop.htm>>. Acesso em: Julho de 2017.

NASCIMENTO, D.R., Jr. & Carelli, S.G. 2003. Bimodalidade granulométrica nas areias da praia da Areia Preta (Guarapari-ES): influência na interpretação sedimentológica. Rev. Universidade Rural (Série Ciênc. Exat. e da Terra), UFRRJ (Rio de Janeiro), v.22, n.1/2, pp.111-116.

RIBEIRO NETO, V. C. Desenvolvimento de sistemas a base de tensoativos para recuperação avançada de petróleo. Mestrado, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2007.

RHEINHEIMER, V.(2001) Utilização de rochas ígneas, sedimentares e metamórficas. Escola de engenharia.Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre.

ROSA, A. J., R. D. S. CARVALHO e J. A. D. XAVIER Engenharia de reservatório de petróleo. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRAS. 2006.

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.