

SIMULAÇÃO DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO UTILIZANDO PEDRA PÚMICE

Rayssa da Costa Cabral¹; Jaceguai Soares da Silva²

*Centro Universitário Tiradentes-UNIT, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo-rayssacabralc@outlook.com
1 Acadêmica do curso de Engenharia de Petróleo; 2 Docente do Centro Universitário Tiradentes-UNIT*

RESUMO

O petróleo é resultado da decomposição de matéria orgânica acumulada no fundo dos oceanos, sob altas pressões e temperaturas. É formado em rochas geradoras com granulometria fina, podendo ser folhelhos, siltitos, entre outros tipos. Após ser formado, o petróleo migra para a rocha reservatório que apresenta porosidade e permeabilidade adequadas para a acumulação e produção de hidrocarbonetos. A porosidade em uma rocha reservatório é representada por espaços vazios no interior da rocha que dependem da forma, arranjo, tamanho dos grãos e grau de cimentação da rocha, enquanto a permeabilidade é a capacidade da rocha de transmitir fluido, dependendo principalmente da quantidade, geometria e a interconectividade dos poros. O objetivo desse trabalho é utilizar uma matriz rochosa porosa e analisar sua capacidade de acumulação de óleo, permitindo um valor aproximado da porosidade da rocha utilizada para simular um reservatório, afim de obter parâmetros ideais que possam otimizar o processo de produção do petróleo e qualificar a Engenharia de Reservatório. O método utilizado para a obtenção da porosidade foi a medição da área dos poros através do software ImageJ que por sua vez realiza o tratamento da imagem através de uma binarização que consiste na conversão de uma imagem com níveis de cinza para uma imagem com representação binária, resultando na obtenção das medidas dos poros da rocha em PDF, para o cálculo das demais características. Os dados demonstraram que a matriz rochosa simulada como reservatório nesse estudo apresentou grande acúmulo de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Reservatório, Porosidade, Permeabilidade, Acumulação.

1. INTRODUÇÃO

Rochas podem ser definidas como um agregado sólido de um ou mais minerais. Arenitos e carbonatos são os tipos de rochas reservatório com maior potencial de armazenamento e abundância na crosta terrestre, contendo as maiores reservas de petróleo do mundo (TIAB e DONALDSON, 2004).

As propriedades macroscópicas das rochas, porosidade e

permeabilidade, são importantes para a indústria de petróleo, pois influenciam a lucratividade de uma jazida petrolífera (CABRAL, 2016). Um reservatório, do ponto de vista econômico, é considerado de boa produtividade, se possuir, além de uma grande quantidade de óleo, condições ótimas de recuperação dos fluidos, sendo estas diretamente associadas à porosidade e à

permeabilidade da formação (CABRAL, 2016).

Numa rocha, a porosidade é teoricamente influenciada não pela distribuição do tamanho dos poros, mas sim pela seleção dos grãos e conectividade desses poros. (THOMAS, 2004).

1.1.ROCHA RESERVATÓRIO

É representada por uma formação rochosa composta por grãos interconectados através do cimento. Exemplos dessas rochas são os arenitos, calcarenitos, rochas sedimentares permeáveis com porosidade intergranular, folhelhos e carbonatos com fraturas (CABRAL, 2016).

As características físico-químicas dessas rochas são diretamente ligadas à sua composição mineralógica, sendo constituídas majoritariamente por materiais inorgânicos, tais como o quartzo (SiO_2), para as rochas areníticas, e carbonato de cálcio (CaCO_3), para as rochas carbonáticas (SUGUIO, 2003).

A rocha reservatório deve apresentar condições de porosidade e permeabilidade adequadas para a acumulação e produção de petróleo, de

modo a garantir a viabilidade econômica da jazida petrolífera.

As rochas reservatório são meios porosos suficientemente permeáveis para permitir o escoamento de seus fluidos saturantes. Por esta razão, são muito estudadas em várias áreas de conhecimento humano, como por exemplo, geologia do petróleo, hidrogeologia, engenharias e petrofísica (ZINSZNER e PELLERIN, 2007).

A permeabilidade é um fator geométrico que define características de transmissão de fluidos em um meio poroso, representando a área de fluxo efetiva na escala dos poros. Esta pode ser considerada como uma função do meio poroso (FREEZE E CHERRY, 1979).

Apesar da presença de poros nas rochas, que podem conter hidrocarbonetos armazenados, isto não é garantia de que possam ser extraídos. Para isso a rocha deve permitir o fluxo de fluidos através dela. Os fluidos percorrem os canais porosos, e se estes são cheios de estrangulamentos, muito estreitos e tortuosos, o grau de dificuldade para os fluidos se locomoverem no seu interior será maior. Os poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos (BARILLAS, 2005)

1.1.1. A influência da Porosidade numa rocha reservatório

A porosidade de um meio caracteriza a capacidade que o mesmo possui de armazenar fluido em seus poros (TIAB e DONALDSON, 2004).

A porosidade em rochas reservatórios, é representada por espaços vazios no interior da rocha, que dependem da forma, arranjo, tamanho dos grãos, seleção e grau de cimentação da rocha, esses fatores, quando unidos, tendem a deixar espaços vazios, dando origem à porosidade.

Em termos geológicos, dois tipos de porosidade são definidos: porosidade primária e porosidade secundária (ZINSZNER e PELLERIN, 2007).

A porosidade primária se refere ao volume, à geometria e à distribuição de poros da rocha. Os fatores que alteram a porosidade primária são a ductibilidade dos grãos que compõem o arcabouço, o alto teor de grãos solúveis, vidro vulcânico e *chert*. Além disso, a compactação mecânica, pressão de soluções, expansão de micas e argilominerais também são fatores que reduzem a porosidade (BJØRLYKKE, 1989).

A porosidade secundária é resultado da interação química do arcabouço, da matriz e do cimento com a água intersticial, favorecidas ou não pelas condições de temperatura ou pressão. (CABRAL, 2016).

Na petrofísica são definidos dois tipos de porosidade: a efetiva e a absoluta. A porosidade efetiva, é a mais importante, pois se refere à quantidade de poros interconectados, ou seja, aquela que faz parte da rede de escoamento de fluidos da rocha e é diretamente relacionado à permeabilidade (TIAB *et al.*, 2004), Já a porosidade absoluta engloba também os poros isolados, que, portanto, encerram fluidos não recuperáveis. Este tipo de porosidade não representa informação importante para as indústrias exploradoras de petróleo (LYONS *et al.*, 1996).

1.2 Influência do formato dos poros de uma rocha reservatório

As propriedades físicas da rocha dependem da dimensão e do formato dos poros. A determinação da geometria de porosidade é de extrema importância no conhecimento dos perfis de reservatórios, isso facilita abundantemente o comportamento dos reservatórios de óleo e gás. (CABRAL, 2016). Poros com formatos mais estreitos terão facilidades em sua compactação quando submetido

s à pressão de soterramento. A pressão efetiva modifica a geometria dos poros abrindo ou fechando microfaturas, que desenvolvem aumento ou redução dos módulos elásticos, da porosidade, da permeabilidade, entre outros parâmetros (ROQUE e MISSAGIA, 2012).

A esfericidade e o arredondamento dos grãos afetam a porosidade intergranular. Quanto maior a esfericidade e o arredondamento dos grãos, menores são os valores de porosidade (CHICOUREL, 1959).

Quanto maior for a seleção da rocha, maior será a porosidade, pois em uma rocha mal selecionada os grãos menores ocupam os espaços existentes entre os grãos maiores ocupando os espaços vazios.

Neste contexto, este trabalho mostra um estudo preliminar da acumulação de óleo em rocha porosa, por meio de simulação com utilização da pedra púmice.

2. METODOLOGIA

Utilizou-se a pedra púmice, comumente chamada de pedra pomes, uma rocha vulcânica de densidade baixa e com porosidade média de 90%.

As dimensões da pedra púmice utilizada (com comprimento, largura e altura de, respectivamente, 9,5, 4 e 2 cm) permitiu

calcular o volume da rocha utilizada: 76 cm³. Foi utilizado óleo lubrificante do tipo fluido multiaditivado, tipo A, da marca INGRAX ao invés do petróleo bruto devido a acessibilidade a esse tipo de óleo, além obter as propriedades adequadas por ser um derivado do petróleo.

Consiste num fluido para transmissões automáticas, formulado com aditivos detergentes, antioxidantes, antiespumantes, anticorrosivos, antidesgaste e melhorador de índice de viscosidade. Além disso, esse derivado do petróleo assegura uma película estável em altas temperaturas, propriedade ideal para reservatórios de petróleo com altas temperaturas.

A porosidade, representada pela letra grega ϕ , f_i , é definida como a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha. Na maioria dos reservatórios a porosidade varia de 10 a 20%. A porosidade absoluta corresponde ao volume total de vazios, enquanto na Geologia do Petróleo a porosidade efetiva se refere apenas aos poros interconectados. (PGT, 2010). A porosidade pode ser representada pela Equação 1, dada a seguir. Sendo V_p = Volume poroso e V_t = Volume total da rocha

$$\phi = V_p \div V_t [1]$$

As propriedades da rocha influenciam diretamente

te a produtividade do reservatório. A porosidade pode ser medida diretamente, em amostras de testemunho, ou indiretamente, através de perfis elétricos, a porosidade de uma rocha pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%), ou muito boa (>20%).(PGT,2010).

Existe uma correlação entre a porosidade e permeabilidade em reservatórios, explicado pela equação de Kozeny-von Cârman (Equação 2):

$$K = \frac{\phi^3}{5(1 - \phi)^2 Sp^2} \quad [2]$$

Sendo SP a superfície específica da partícula (área superficial por unidade de volume), que pode ser estimada facilmente quando as partículas são de geometria simples, sendo a Sp da pedra igual a 130 cm².

Através de um microscópio digital 500x zoom realizou-se a captura de imagens de partes da pedra púmice preenchida pelo óleo utilizado.



Figura 2: Escoamento de óleo lubrificante entre os poros interconectados numa rocha reservatório. Fonte: CABRAL,2016.

Foi possível obter medidas do tamanho de poros a partir do *software ImageJ*, que consiste em um programa para processamento e análise de imagens desenvolvido por *Wayne Rasband* no *National Institute of Mental Health, USA*, em linguagem Java. O *software* é capaz de exibir e tratar imagens de 8, 16 e 32 bits. Permite o processamento de diversos formatos de imagem como TIFF, GIF, JPEG, BMP, DICOM e FITS.(BARBOSA et al., 2014).

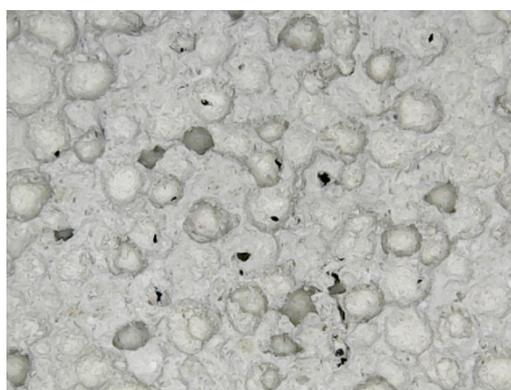


Figura 3: Imagem tratada em escalas de cinza. Fonte: CABRAL,2016.

O tratamento da imagem possibilita a obtenção

das medidas das áreas dos poros da rocha. A estrutura do *Microsoft excel*, facilitou os cálculos dos diâmetros, raios(em cm) médias, desvios padrões das medidas obtidas com as diferentes imagens tratadas, assim como a determinação do volume de poros para calcular a porosidade aproximada da rocha.

	Porosidade	Permeabilidade
Pedra Púmice	88,66%	0,57 mD

Tabela 1: Medidas de porosidade e permeabilidade da pedra. Fonte: Autores, 2018.

O volume total de poros calculado foi igual 67,38003 cm³, aplicando na Equação 1 para determinar a porosidade, tem-se aproximadamente $\emptyset = 88,66\%$, sendo classificada como muito boa para acumulação e produção de hidrocarbonetos.

A permeabilidade encontrada através da Equação 2, da pedra púmice utilizada, foi de aproximadamente 0,57 mD, comparada a permeabilidade em reservatórios essa permeabilidade é classificada como baixa (MONTEIRO,2011), ou seja, por mais que seja uma rocha porosa, seus poros estão pouco conectados, dificultando a capacidade de escoamento dos fluidos.

Assim quanto menor a permeabilidade, mais dificilmente o fluido escoar, e permeabilidade baixa dificulta exploração de reservatórios sendo inviável economicamente e impedindo a produção.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O volume total de óleo no reservatório é diretamente proporcional a porosidade, isto é, quanto maior o volume de óleo que um reservatório suporta, maior a sua porosidade. A porosidade encontrada para o tipo de rocha utilizado, pode ser comparada a um reservatório de petróleo composto por rochas areníticas muito porosas, ou seja, pode ser considerada como uma amostra de reservatório ideal (QUEIROZ GALVÃO, 2015).

Onde os arenitos são considerados com excelentes propriedades macroscópicas de porosidade e permeabilidade para a acumulação e produção de petróleo, além de serem os reservatórios mais comumente encontrados.

Através do comportamento da amostra da rocha porosa utilizada como simulação de um reservatório de petróleo, foram obtidos parâmetros de porosidade de um reservatório ideal para o acúmulo e produção de petróleo, enquanto o valor de permeabilidade encontrado foi baixo em relação aos valores ideais para esse fator em reservatórios de petróleo.

4. CONCLUSÕES

Na engenharia de petróleo, o estudo detalhado acerca das propriedades do reservatório e suas influências são de grande importância, uma vez que implicará diretamente no fator de recuperação e na produção do poço.

Esse trabalho foi motivado pela pouca quantidade de referências bibliográficas acerca de testes de porosidade e permeabilidade ideais para reservatórios, além da ausência em testes realizados com a pedra pumice e suas propriedades adequadas que facilitam os testes.

Os resultados obtidos com a pedra pumice apresentaram características de porosidade semelhantes às de um

reservatório desejado para a exploração e produção de petróleo, pois significa que a matriz rochosa simulada como reservatório nesse estudo apresenta grande potencial de acúmulo de hidrocarbonetos, resultando em alta viabilidade econômica da jazida petrolífera.

A simulação da porosidade da amostra utilizada facilitou a percepção da importância da condição de rocha através do comportamento médio de uma amostra para a acumulação e produção do petróleo.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Centro Universitário Tiradentes, e a coordenação de Graduação em Engenharia de Petróleo.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2005.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBOSA, D.H. B. M.; SILVA, A. C.; MENDES, M.V. A **Caracterização granulométrica e automação do método de gaudin através do imagej**. Enciclopédia Biosfera. v.10, n.19; p. 166, 2014.

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. 2005. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) –

BJØRLYKKE, K. **Sedimentology and Petroleum Geology**. Tradução B. Wahl. Berlin: Springer-Verlag, 1989. 363 p. Tradução de: Norwegian Lærebok i Sedimentologi og Petroleums Geologi.

CABRAL, R. **Análise da distribuição do tamanho de poros aplicado a rocha reservatório utilizando ImageJ**. Centro Universitário Tiradentes, Maceió, Alagoas. 2016.

CHICOUREL, V. 1959. **Diversos Métodos de Determinação da Porosidade em Laboratório (Estudo Comparativo)**. Boletim Técnico da Petrobrás, 3(1):107-119.

DIAS, J. **Determinação do efeito de escala na porosidade de arenitos artificiais não consolidados e projeto de um porosímetro a gás para amostras com diferentes diâmetros**. 2014.

FREEZE, R. A.; CHERRY, J. A. **Groundwater**, Prentice Hall, Inc. U.S, p. 604, 1979;

GALVÃO, Q. **Tipos de Rochas**. BRASIL, 2015.

LYONS, W. C. **Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. USA: Gulf Professional Publishing, 1996.

MONTEIRO, P. **Geologia do Petróleo**. 2011

ROQUE, L. A. O. L.; MISSAGIA, R. M. **Análise do efeito da geometria dos poros nas propriedades físicas da rocha**. Vértices, v.14, n. 2, p. 71-92, 2016.

Petroleum Geoscience Technology. Geologia do Petróleo. 2010.

SANSONE, E. **Porosidade das rochas**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2014.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar**. São Paulo: Ed. Blucher, 2003.

TEIXEIRA, J. **Petrografia de rochas reservatório areníticas e relação com diferentes técnicas de obtenção de parâmetros petrofísicos**. Universidade Federal Fluminense, Niterói. 2016.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Interciência, 2004.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 2 nd ed. New York, USA: Elsevier, 2004.

ZINSZNER, Bernard; PELLERIN, François Marie. **Geocientists Guide to Petrophysics**. Editions TECHNIP, 2007.