

OBTENÇÃO DA PERMEABILIDADE ATRAVÉS DE PERFIS DE POÇOS USANDO EQUAÇÕES EMPÍRICAS

Álvaro Gustavo Bonfim da Silva¹

Amanda Grazielly Gonçalves Lima²

Cláudio Borba³

Engenharia



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

O conhecimento das propriedades petrofísicas das rochas é de suma importância para o desenvolvimento de um campo de petróleo. Um desses parâmetros é a permeabilidade. Essa depende de muitos fatores e deve ser medida meticulosamente já que afeta diretamente a viabilidade do poço. Pode ser obtida por diferentes métodos, desde teste de formação, equações empíricas com dados obtidos a partir de perfis, ou ainda pela análise de testemunhos em laboratório. Os perfis geofísicos, possuem vasta aplicabilidade, principalmente para a descoberta de hidrocarbonetos e estimativa de reservas. O objetivo deste trabalho é aplicar os modelos empíricos para calcular a permeabilidade com os dados gerados por perfis. Foi feita uma análise e comparação dos resultados obtidos por meio dos modelos empíricos e estimativa da permeabilidade por meio de amostras de testemunho em laboratório, dados estes provenientes do campo de Pilar situado na Bacia Sergipe-Alagoas. Com a aplicação dos modelos empíricos, verificou-se que a equação de Tixier se apresentou mais otimista quando comparada a estimativa de permeabilidade do testemunho, os outros modelos por sua vez subestimaram a estimativa da permeabilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Permeabilidade. Perfis de Poços. Modelos Empíricos. Testemunho.

ABSTRACT

Knowledge of the petrophysical properties of rocks is of paramount importance for the development of an oil field. One of these parameters is the permeability. It depends on many factors, and should be meticulously measured as it directly affects well viability. It can be obtained by different methods, from formation test, empirical equations with data obtained from well logs, or by the analysis of core samples in the laboratory. The geophysical logs have wide applicability, mainly for hydrocarbon discovery and reserves estimation. The objective of this study is to apply empirical models to calculate the permeability with the generated logs data. An analysis and comparison of the results obtained through empirical models and estimation of permeability through laboratory core samples were made, data from the Pilar field located in the Sergipe-Alagoas Basin. With the application of empirical models, it was found that the Tixier equation was more optimistic when buying the estimate of permeability of the core, the other models in turn underestimated the estimate of permeability.

KEYWORDS

Permeability. well-log. empirical models. core.

1 INTRODUÇÃO

Na exploração de jazidas petrolíferas, a busca pelo entendimento do comportamento dos reservatórios e as características do seu meio poroso é fundamental para aperfeiçoar o desenvolvimento do plano e execução de projetos de exploração e produção (KRONBAUER, 2014).

Os reservatórios de petróleo são formados por rochas, geralmente arenitos e calcarenitos. São compostos de grãos ligados entre si por uma espécie de cimento natural. Entre esses grãos há também a matriz, um material muito fino. Conhecer as propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade, saturação dos fluidos, entre outras) é essencial para a compreensão dos reservatórios, uma vez que, são regidos por forças viscosas, capilares e gravitacionais, que podem estabilizar, conduzir e delimitar o movimento dos fluidos. A partir destas informações, é possível mensurar a vida útil e a viabilidade econômica de um campo de petróleo (THOMAS *et al.*, 2004; KRONBAUER, 2014).

A permeabilidade de um reservatório é definida como a facilidade de uma rocha permitir que um fluxo de fluidos atravessasse em seu meio poroso. É dita absoluta quando apenas um fluido satura o meio poroso da rocha. Quando referidos a dois ou mais fluidos tem-se a permeabilidade efetiva a um determinado fluido. O quociente entre a permeabilidade absoluta e efetiva resulta na permeabilidade relativa (THOMAS *et al.*, 2004; KRONBAUER, 2014).

As propriedades petrofísicas podem ser obtidas em laboratório, por meio da análise de testemunhos, ou nos poços por meio de testes de formação. Ambos são denominados como métodos diretos. No entanto, nem sempre esses métodos estão disponíveis no campo e ainda detêm a desvantagem em utilizar amostras reais de rochas, tornando o processo de obtenção dessas informações mais longo e oneroso (BABADAGLI; AL-SALMI, 2004; KRONBAUER, 2014).

Os perfis geofísicos geralmente estão disponíveis na maior parte dos poços e apresentam uma abundância de informações. O processo de perfilagem consiste no movimento contínuo de um sensor, denominado ferramenta, dentro do poço. A partir da análise dos perfis, é possível definir a litologia, espessura, porosidade, os tipos de fluidos presentes e saturações, determinando quais intervalos são de interesse para a produção. Correlacionando essas propriedades medidas na rocha a equações empíricas, pode-se também obter a permeabilidade de modo indireto. Fica então evidente a vantagem técnica e econômica da aplicação do uso de perfilagem como um método indireto para se obter a permeabilidade (BABADAGLI; AL-SALMI, 2004; THOMAS *et al.*, 2004).

Em virtude disso, o objetivo deste trabalho é apresentar e comparar os diferentes métodos para a obtenção da permeabilidade. O estudo de caso foi realizado a partir de perfis elétricos e radioativos. A partir dos dados coletados foram feitos os cálculos de permeabilidade por meio de equações empíricas, que serão comparadas e discutidas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS

As duas mais importantes propriedades das rochas reservatório são a porosidade e a permeabilidade. A porosidade é a relação entre o volume de poros e o volume total da rocha. A porosidade total engloba todos os poros da rocha, sem considerar se há ligações entre os mesmos. Já porosidade efetiva só considera os poros que estão interconectados (BRUNO, 2014; ROSA, 2016). Para a engenharia de reservatórios esse é o valor pretendido a quantificar. A maior parte dos reservatórios apresenta porosidades que variam entre 0-30%; sendo classificados como: 0-5% sem interesse, 5-10% fraca, 10-15% razoável, 15-20% boa e de 20-30% muito boa (COSTA SILVA 2004 *apud* BRUNO, 2014).

Tão importante quanto a porosidade, é também a permeabilidade. Mesmo que a rocha possua uma quantidade considerável de poros e fluidos, isso não garante que estes fluidos possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que haja interligação entre os espaços porosos. A capacidade de a rocha proporcionar esse fluxo de fluidos é denominada permeabilidade. Em geral, a permeabilidade aumenta de acordo com a porosidade. Quando existe somente um fluido no interior da rocha, esta é nomeada de permeabilidade absoluta. Quando se trata de uma rocha reservatório que é sempre constituída pela presença de mais de um fluido, a facilidade

de locomoção de cada fluido é designada de permeabilidade efetiva (THOMAS *et al.*, 2004; KRONBAUER, 2014).

A unidade de medida da permeabilidade é o Darcy, em homenagem a Henry Darcy, que em 1856 desenvolveu a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos. Como um Darcy (D) é uma unidade muito grande, normalmente é utilizado o submúltiplo "mildarcy" ("mD"). Geralmente, em rochas reservatório a permeabilidade varia entre 1 e 1000 mD, sendo classificada entre: 1-10 mD razoável, 10-100 mD boa, 100-1000 mD muito boa (THOMAS *et al.*, 2004; KRONBAUER, 2014).

De acordo com Rosa (et. al) (2016), a equação mais usada para a avaliação de fluxo de fluidos em meios porosos é a formulada por Henry Darcy, desenvolvida na análise de problemas no tratamento de água através de filtros de areia. Quando adaptada para cenário de fluxo de fluidos viscosos e horizontais, é expressa de acordo com a Equação 1.

$$q = \frac{k.A.\Delta P}{\mu.L}$$

onde q é a vazão do fluido (cm^3/s), A a área da seção transversal (cm^2), ΔP representa o diferencial de pressão (atm), μ é a viscosidade do fluido (cp), L o comprimento do meio poroso (cm) e k faz referência a permeabilidade do meio poroso (Darcy).

2.2 MÉTODOS DIRETOS

A testemunhagem é o procedimento para se obter amostras reais de rocha na subsuperfície. A operação para a retirada do testemunho é feita na etapa de perfuração, no modo convencional ao final de cada corte de um testemunho é necessário deslocar a coluna de perfuração até a superfície, o que demanda um tempo maior nessa fase. As propriedades da rocha sofrem alterações mínimas, e a partir da análise do testemunho é possível obter dados de litologia, saturação de óleo e água, porosidade e permeabilidade (THOMAS *et al.*, 2004; MACHADO, 2010).

O teste de formação é um método de avaliação das formações que é caracterizado como método direto para conseguir dados dinâmicos. Na execução do teste o poço é colocado em produção por um determinado período de tempo, com medida de vazão e queda de pressão provocada pela produção. Em seguida, é adquirido um perfil de vazão e pressão no fundo do poço em relação ao tempo percorrido e é combinado a modelos que predizem a permeabilidade efetiva do reservatório (THOMAS *et al.*, 2004; MACHADO, 2010).

2.3 MÉTODOS INDIRETOS

O perfil de um poço é uma imagem por toda sua extensão, sendo caracterizado como um método rápido e não destrutivo usado para adquirir informações adicionais

das propriedades das camadas de rochas ao longo do poço. Esse método mostra-se vantajoso por conseguir fazer uma cobertura ampla e contínua, uma vez que faz registros a cada 20 cm, reunindo uma grande quantidade de dados.

O perfil raios gama (GR) mede a radiação natural gama, emitida pelas rochas atravessadas pelo poço. Em especial os folhelhos emitem maior quantidade de raios gama natural, devido ao potássio radioativo ser um componente presente na argila do folhelho. Esta particularidade na radioatividade permite que a ferramenta gama possa diferenciar folhelho e não folhelho (ELLIS; SINGER, 2008).

O perfil de densidade (RHOB) é usado para a obtenção da densidade das camadas rochosas, a partir da emissão de uma fonte radioativa situada dentro da ferramenta, que interage com os elétrons orbitais compostos nas rochas. A partir da densidade pode ser obtida a porosidade, inversamente proporcional à mesma. O perfil de indução (ILD) faz a leitura da resistividade da formação, isto é, mede a capacidade da rocha em permitir ou não a passagem de uma corrente elétrica. As rochas se comportam como isolantes, mas os fluidos aquosos presentes nos poros das rochas são condutores, exceto os hidrocarbonetos que são altamente resistivos (KEAREY; 2013; RIDER, 2000 apud KRETTELYS, 2017).

A ressonância magnética nuclear tem grande relevância em diversas áreas. Na indústria de petróleo, sua utilização se dá por meio de perfil de RMN. A utilização deste método tem ganhado grande destaque nos últimos anos. A RMN é fundamentada na aplicação de um campo magnético que analisa as propriedades magnéticas das rochas, associa a sensibilidade e grande presença de átomos de hidrogênio, de água ou hidrocarbonetos, fluidos estes que ocupam os poros de meios porosos. A partir deste perfil é possível estimar a quantidade de fluido móvel e não móvel existente nos poros e a partir da taxa de decaimento identifica-se o tipo de fluido, inclusive a permeabilidade efetiva aos mesmos (KEAREY, 2013; CARDOSO, 2016).

Existem diversos modelos empíricos para quantificar a permeabilidade por meio de propriedades petrofísicas estáticas da rocha, que geralmente são mais acessíveis. A permeabilidade se caracteriza como uma propriedade dinâmica, porém, a disponibilidade de informações dinâmicas do reservatório as vezes é restrita quando não se tem dados como testes de formação. Devido a isso, o uso de dados estáticos, torna-se muito útil. A permeabilidade nesse caso é adquirida por meio de equações empíricas baseada na porosidade, saturação de água e fator de resistividade. Essas informações podem ser obtidas a partir de perfis geofísicos (BABADAGLI; AL-SALMI, 2004; TORSKAYA *et al.*, 2007).

O trabalho precursor para medir a permeabilidade exclusivamente a partir das características estáticas das rochas foi criado por Tixier (1949), onde os dados do peso específico dos fluidos e de resistividade da formação estavam relacionados à permeabilidade. A relação do fator de formação e saturação irreduzível de água obtidos por meio de perfis de resistividade, foram relacionados a permeabilidade no modelo proposto por Wyllie e Rose (1950) (MACHADO, 2010).

O modelo elaborado por Timur (1968) apresentava a correlação da permeabilidade entre a saturação irreduzível da água e porosidade. Coates e Dumanoir (1974)

desenvolveram um modelo em que relacionavam a permeabilidade aos dados de porosidade, resistividade da água e da formação e acrescentaram um parâmetro (w) que é considerado um indicativo da natureza da formação. Coates e Denoo (1981) propuseram a correlação da permeabilidade com a porosidade e a saturação irreduzível de água (MACHADO, 2010; COATES; DUMANOIR, 1973). As equações empíricas dos modelos abordados e suas simbologias e variáveis estão apresentadas na Tabela 1 e Quadro 1, respectivamente.

Tabela 1 – Equações dos modelos empíricos para permeabilidade

Modelo	Equação	Nº da equação	Referência
Tixier (1949)	$k = \left(\frac{250 + \phi e f e^2}{S_{wi}} \right)$	[2]	[3]
Wyllie e Rose (1950)	$k = \left(\frac{70 + \phi e f e^2 + (1 - S_{wi})^2}{S_{wi}} \right)$	[3]	[3]
Timur (1968)	$k = \left(\frac{0,136 + \phi e f e^{44}}{S_{wi}^2} \right)$	[4]	[2]
Coates e Dumanoir (1974)	$k^{u,v} = \left(\frac{300 \phi^w}{w^4 S_{wi}^w} \right)$ $w^2 = (3,75 - \phi) + \frac{1}{2} [\log_{10} \left(\frac{R_w}{R_t} \right) + 2,2]$	[5] [6]	[6] [6]
Coates e Denoo (1981)	$k^{u,v} = \left(\frac{100 + \phi e f e^2 + (1 - S_{wi})}{S_{wi}} \right)$	[7]	[2]

Fonte: Próprios autores

Quadro 1 – Simbologia e variáveis das equações empíricas para permeabilidade

Símbolo	Variável
w	Indicativo da natureza da formação
k	Permeabilidade
ϕ	Porosidade
$\phi e f e$	Porosidade efetiva
R_w	Resistividade da água
R_t	Resistividade de formação
S_{wi}	Saturação da água

Fonte: Próprios autores

3 MATERIAL E MÉTODOS

O estudo de caso para aquisição da permeabilidade da rocha reservatório foi realizado a partir da construção e interpretação de perfis (raios gama, indução e densidade). Tais dados são provenientes da formação Coqueiro Seco, no campo de Pilar, localizada na Bacia Sergipe-Alagoas.

3.1 CONSTRUÇÃO DOS PERFIS

Os perfis GR (raio gama), RHOB (densidade) e ILD (indução) foram carregados e visualizados no programa Excel, a partir dos dados fornecidos pela companhia de perfilagem. Por meio desses perfis, foram geradas curvas processadas, como o perfil de argilosidade (VCL), que indica a quantidade de argila presente no reservatório, obtido por meio da aplicação da Equação (8). Fundamentado no VCL criou-se o perfil de litologia (LITO), para facilitar a identificação do tipo de rocha (Arenito - valor 1 - se $VCL < 0,5$ e Folhelho - valor zero - se $VCL > 0,5$).

A porosidade foi calculada a partir da Equação (9), o perfil de porosidade foi construído a partir do perfil RHOB, com a aplicação da Equação (9). Ao ser multiplicada pela curva LITO zerou-se a porosidade efetiva dos folhelhos, gerando o perfil de porosidade efetiva. A saturação de água foi calculada a partir do perfil de indução ILD e da porosidade efetiva, aplicando-se a Equação de Archie (10). As equações citadas, suas variáveis e simbologias estão apresentadas na Tabela 2 e quadro 2 respectivamente.

Tabela 2 – Equações para propriedades petrofísicas

Eq. Nº	Equação	Referência
[8]	$VCL = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$	[8]
[9]	$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{lido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$	[17]
[10]	$Sw = \frac{a \cdot R_w}{\phi_{efe}^2 \cdot ILD}$	[17]

Fonte: Próprios autores

Quadro 2 – Simbologia e variáveis das equações para propriedades petrofísicas

Símbolo	Variável
ρ	Densidade
φ	Porosidade
φ_{efe}	Porosidade efetiva
R_w	Resistividade da água
S_w	Saturação da água

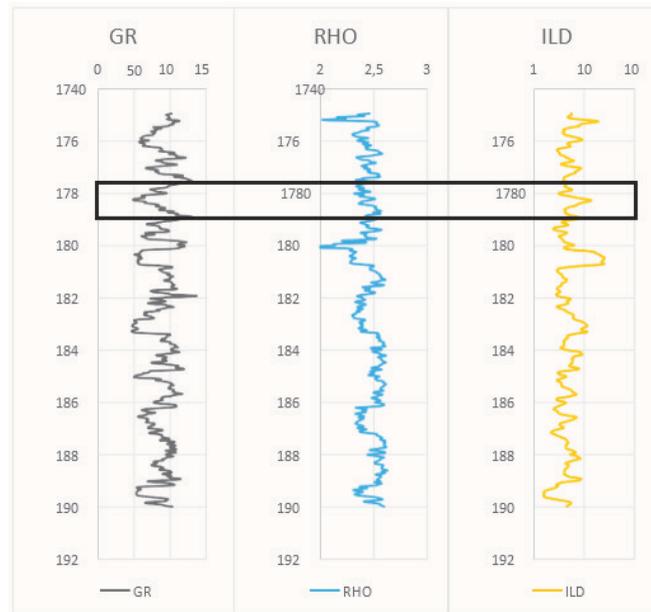
Fonte: Próprios autores

3.2 EQUAÇÕES EMPÍRICAS PARA ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE

Para estimar a permeabilidade, os modelos empíricos foram correlacionados aos dados provenientes dos perfis geofísicos do poço. Foram usados os valores de porosidade efetiva e média aritmética da saturação de água e então, aplicados nas equações apresentadas na Tabela 1.

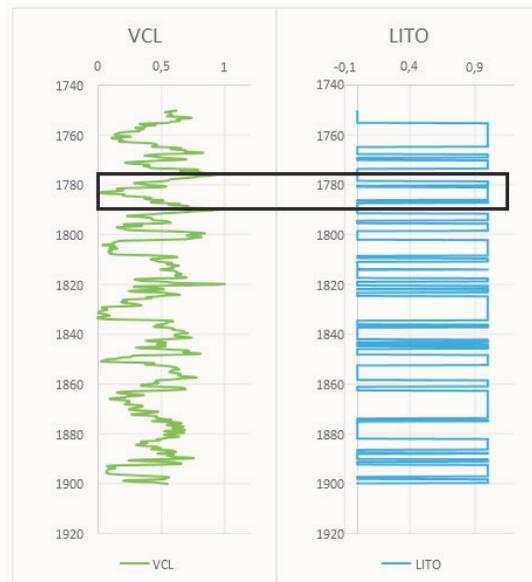
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A localização do reservatório foi baseada na interpretação do perfil Raio Gama (GR). Neste tipo de perfil, os valores altos são indicativos de argilas ou folhelhos, enquanto que valores baixos indicam a presença de arenitos, sais ou calcários. O perfil de densidade (RHOB) foi utilizado para o cálculo da porosidade e o de indução para identificação da litologia e saturações dos fluidos. Após terem sido realizados testes, a zona escolhida para o estudo está localizada entre 1777-1790 metros de profundidade, como demonstrado na Figura 1.

Figura 1 – Perfis utilizados para o estudo (GR, RHOB e ILD)

Fonte: Próprios autores

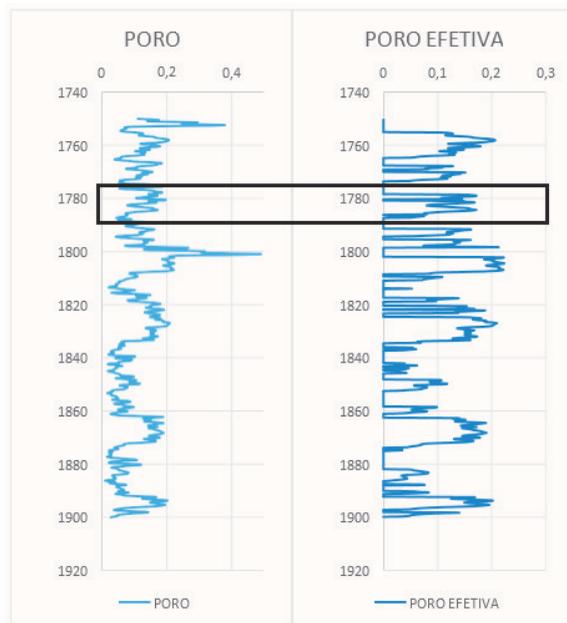
Os perfis de argilosidade (VCL) e litológicos (LITO) calculados conforme a metodologia descrita no item anterior, estão ilustrados na Figura 2. Onde no perfil VCL os valores altos são indicativos de argilas e valores baixos indicam arenitos. Já o perfil LITO é utilizado para distinguir folhelhos e arenitos.

Figura 2 – Perfis gerados para VCL e LITO

Fonte: Próprios autores

Para efetuar o cálculo da porosidade de acordo com a Equação 9, o valor atribuído a matriz da rocha (ρ_{matriz}) foi de $2,65 \text{ g/cm}^3$, por se tratar de uma rocha arenito. O valor da densidade do fluido foi (ρ_{fluido}) $1,0 \text{ g/cm}^3$. Para porosidade efetiva só foram atribuídos os trechos constituídos de arenitos, visualizados a partir do perfil LITO (FIGURA 2). Os perfis de porosidade e porosidade efetiva estão apresentados na Figura 3, e a média da porosidade efetiva encontrada para o reservatório em estudo foi de 12%.

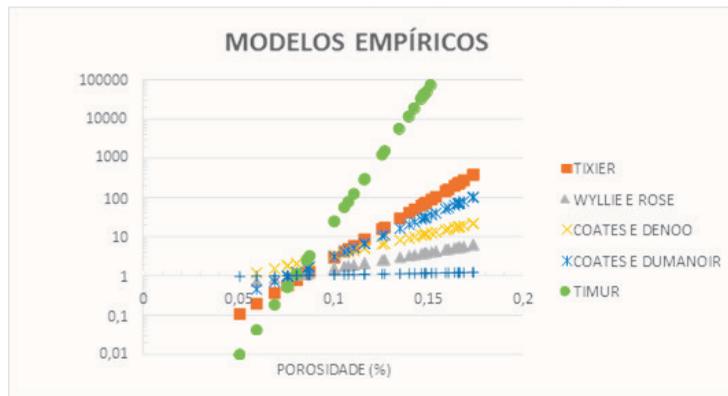
Figura 3 – Perfis gerados de porosidade e porosidade efetiva



Fonte: Próprios autores

De acordo com Thomas (*et al*) (2004), um reservatório não é constituído por apenas um fluido, além de hidrocarbonetos há também água. Em virtude disso, conhecer somente o volume poroso da rocha não é o suficiente para quantificar os percentuais que cada fluido ocupa, esses valores são denominados de saturação de óleo e água. A saturação de água irreduzível é determinada a partir dos perfis de resistividade (ILD) e porosidade efetiva por meio da Equação 10 (Equação de Archie). É necessário também o conhecimento da resistividade da água de formação (R_w) e do coeficiente de tortuosidade (a), para este estudo foram atribuídos os valores, respectivamente de, $R_w=0,042 \text{ ohm/m}$ e $a=0,81$. A média da saturação de água irreduzível encontrada na zona estudada foi de $S_{wi}=0,6825$.

Para se estimar valores confiáveis de permeabilidade por meio dos modelos empíricos é crucial a correlação das informações obtidas a partir dos perfis geofísicos. Baseado nos valores obtidos por meio dos perfis e posterior aplicação nas cinco equações da Tabela 1, a Figura 4 ilustra a relação da porosidade com a permeabilidade com os valores obtidos por meio dos modelos para as permeabilidades da zona estudada.

Figura 4 – Gráfico com os resultados da aplicação das equações empíricas

Fonte: Próprios autores

Na Figura 4 é possível visualizar que os modelos obtiveram resultados de permeabilidade divergentes um do outro. De acordo com Torskaya e *(et al)*(2007), uma das explicações para essa discrepância pode ser devido à litologia e/ou irregularidade de tamanho na distribuição dos grãos, como também à presença de diferentes tipos de argilas no reservatório, essa diferença de morfologia afeta diretamente na porosidade e permeabilidade.

Tixier propôs o primeiro modelo de permeabilidade a utilizar dados exclusivamente de perfis. Segundo Branco (2012), nesse modelo a permeabilidade foi relacionada aos dados de resistividade da formação e peso específico dos fluidos.

Entretanto, o modelo é fisicamente limitado pela ausência de perfis que determinassem contatos válidos de óleo-água. O cálculo da permeabilidade deste modelo é feito por meio de uma média na zona equivalente ao gradiente de resistividade, tornando o modelo restrito. Esses fatores esclarecem algumas causas para o desvio nos valores da permeabilidade. O resultado obtido com este modelo para a zona estudada apresentou-se como o mais otimista, esse resultado pode ter sido derivado dos parâmetros escolhidos para a aplicação.

O fato do modelo de Tixier ter apresentado uma estimativa mais otimista no valor da permeabilidade deste estudo, não significa que este modelo forneça as melhores estimativas de permeabilidade para todos os tipos de formações rochosas ou que seja superior aos outros modelos empíricos. Com o modelo de Wyllie e Rose, a estimativa para a permeabilidade apresentou o valor mais baixo. Isso pode ser explicado pelas particularidades do modelo, que não são compatíveis com este estudo. O modelo de Wyllie e Rose foi embasado nas circunstâncias de haver porosidade homogênea e intergranular na formação, e o óleo possuir um grau API médio para se obter uma boa estimativa da permeabilidade. A falta de conhecimento de algum desses parâmetros pode ter alterado os resultados.

Fundamentado no trabalho de Wyllie e Rose (1950), Timur (1968) apresentou uma equação generalizada, na qual os parâmetros a, b e c são determinados estatisticamente. É notório no gráfico da Figura 4, que o modelo empírico de Timur apresen-

tou resultados superestimados para o presente estudo. Esse resultado pode ter sido derivado dos parâmetros escolhidos para formação na aplicação da equação.

O resultado obtido com a equação de Timur foi extrapolado por esse modelo ter apresentado um valor de permeabilidade superior a 10000 mD, considerando que para reservatórios o máximo é de 1000 mD. Sendo assim o resultado desse modelo foi desconsiderado e, ainda, por ter divergido muito nos resultados obtidos pelas outras equações.

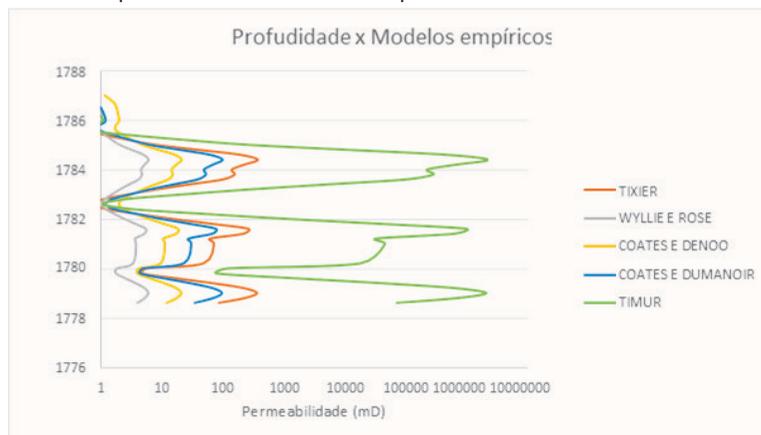
No modelo desenvolvido por Coates e Dumanoir (1973), os autores salientaram em seu estudo que o valor encontrado com o uso da equação desenvolvida por eles gerava um resultado similar a modelos já existentes. Fato este que pode ser observado na Figura 4, uma vez que, obteve-se um resultado aproximado ao melhor valor conseguido para permeabilidade da zona estudada. Entretanto, a aplicação deste modelo é mais útil e reproduz resultados melhores em reservatórios de rochas carbonáticas onde o expoente de cimentação é conhecido por ser um parâmetro problemático.

No modelo Coates e Denoo o resultado alcançado para a permeabilidade apresentou o segundo valor mais pessimista. Esse baixo valor é derivado no modelo ser limitado a reservatórios nos quais a saturação de água irreduzível precisa ser bem definida (perfis não dão 100% de certeza), a porosidade intergranular e a rochas que apresentem pouco ou nenhum conteúdo de argila nas gargantas de poros.

De maneira geral, ao assumir correlações específicas com a porosidade, saturação de água e com qualquer outra propriedade rochosa, que não é fortemente influenciada pelas gargantas porosas do meio poroso de comunicação, deixa explícito por que a permeabilidade obtida por modelos empíricos não é universal. Diferentes alterações nas equações devem ser estabelecidas para diferentes tipos de rochas. Portanto, é necessário adotar esses fatores adequadamente, estabelecendo uma correlação entre as propriedades da rocha para calcular permeabilidade.

Na Figura 5 é possível observar os valores obtidos com os modelos empíricos em função da profundidade da área estudada.

Figura 5 – Gráfico da profundidade versus permeabilidade dos modelos empíricos



Fonte: Próprios autores

Com o intuito de fazer uma comparação entre os métodos diretos e os indiretos abordados até aqui, foram cedidos dados de amostras de testemunho que após passarem por análise laboratorial foram gerados os valores para a permeabilidade. A partir destes dados gerou-se o gráfico apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Relação da porosidade versus permeabilidade do testemunho



Fonte: Próprios autores

Por meio da análise dos valores da permeabilidade do testemunho e, considerando a porosidade efetiva do reservatório de 12%, a média de permeabilidade conseguida pelo método direto é de 50 mD. Foi observado que as equações de Wyllie e Rose, Dumanoir e Denoo subestimaram o valor da permeabilidade obtida pelo testemunho. Estes resultados pessimistas podem ser explicados pelos fatores já citados anteriormente. Enquanto que, o modelo de Tixier se aproxima ao valor da amostra, no entanto os valores conseguidos por meio das equações são baseados em regressão linear, onde essa fornece o melhor valor de estimativa da média. Para uma aproximação mais precisa, correlacionar os dados conseguidos diretamente do poço é uma boa alternativa para obter valores de permeabilidade seguros.

5 CONCLUSÃO

A permeabilidade é uma das propriedades petrofísicas mais difícil de se estimar, visto que é necessário conhecer o modelo da estrutura das rochas do reservatório e distribuição dos poros. Pode ser obtida pela análise laboratorial em amostras de testemunho, testes de formação e por modelos empíricos relacionados aos perfis elétricos ou também por perfil de ressonância magnética. Por meio dos modelos empíricos foram geradas estimativas para a permeabilidade e comparadas com a estimativa obtida por amostras de testemunho.

Viu-se que os modelos de Wyllie e Rose, Coates e Denoo e Coates e Dumanoir subestimaram os valores de permeabilidade obtidos pelo método direto. Já o modelo

de Timur os resultados foram supervalorizados tornando-se inviável para ser usado no estudo. Enquanto que o modelo de Tixier apresentou-se o mais aproximado da permeabilidade obtida no testemunho.

No entanto, a estimativa da permeabilidade por modelos empíricos tem uma precisão limitada em confiabilidade, pois assumem correlações específicas com a porosidade e saturação de água, propriedades essas que não são fortemente ligadas as gargantas de poros do meio poroso. Essas discrepâncias nos resultados também podem ser explicadas devido a escolha dos parâmetros que são relacionados diretamente com as propriedades das rochas.

A permeabilidade quando adquirida por diferentes fontes geralmente diferem significativamente. Quando são provenientes das amostras de testemunho possuem uma profundidade de investigação menor que a perfilagem, que por sua vez mede a permeabilidade com menor precisão. ideal seria se todas as fontes estivessem disponíveis para o poço, entretanto, isso não é prático nem econômico. Logo, esses valores devem ser usados em conjunto para melhor representar o desempenho do reservatório e produtividade do poço, visto que em cada simulação enfatiza diferentes aspectos do reservatório.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, P. **Integração de atributos geológicos e perfis de poços na estimativa da permeabilidade de um reservatório carbonático da bacia de Campos**. 2015.

Dissertação (Mestrado) – Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ, 2015.

BABADAGLI, T.; AL-SALMI, S. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, abril, 2004.

BRANCO, F. R. **Estimativas da permeabilidade através da análise de novas tecnologias: o perfil MNR**. 2012. Monografia. Centro de ciências e tecnologia – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ, 2012.

BRUNO, C. B. **Estudo de métodos para a determinação de permeabilidade de uma rocha siliciclástica**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Engenharia de petróleo – Técnico, Lisboa, 2014.

CARDOSO, C. E. N. **Caracterização petrofísica de reservatórios argilosos com perfis avançados: aplicação a um poço na Bacia de Maracaibo, Venezuela**. 2016. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2016.

COATES, G. R.; DUMANOIR, J. L. **A new approach to improved log derived permeability**. SPWLA Fourteenth annual logging symposium, maio, 1973.

ELLIS, Darwin V.; SINGER, Julian M. **Well Logging for Earth Scientists**. 2. ed. New York: Springer Science, 2008.

JESUS, F. A.; SILVA *et al.* Determinação das propriedades mecânicas das rochas a partir da perfilagem de poços em reservatórios tight sands. **Scientia Plena**, v. 15, n. 1, 2019. doi: 10.14808/sci.plena.2019,015301.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. **Geofísica de exploração**. 7. ed. São Paulo, 2013.

KRETTELYS, M. G. **Integração de dados geológicos e geofísicos por métodos de simulação estocástica para a modelagem geológica do campo de Peregrino, Bacia de Campos**. 2017. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2017.

KRONBAUER, D. P. **Determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios usando modelos de redes de poros**. 2014. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de materiais, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2014.

LIMA, J. A. **Estimativa da permeabilidade a partir de perfis geofísicos de poços no campo de Namorado** – Bacia de Campos – RJ. 2004. Monografia (Graduação em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

MACHADO, V. F. Inteligência computacional na estimativa da permeabilidade de reservatórios de petróleo a partir de perfis de ressonância magnética nuclear. 2010. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação, Engenharia civil, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PINHEIRO, L. N. P. **Caracterização do reservatório Carapebus do campo de Peregrino, bacia de Campos, através da análise de perfis geofísicos de poços, integrada à interpretação sísmica**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2014.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SOUZA, F. J. T.; JUNIOR, V. A. P. **O comissionamento de ferramentas de perfilagem de poços de petróleo para garantir a alta disponibilidade nas operações**. Projeto de conclusão de curso – Pós-graduação em Engenharia de Condicionamento e Comissionamento, Universidade Federal do Espírito Santo, 2009.

THOMAS, J. E. *et al.* **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

TORSKAYA, T; JIN, G; TORRES-VERDIN, C. Porel-level analysis of the relationship between porosity, irreducible water saturation, and permeability of clastic rocks. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, nov. 2007.

Data do recebimento: 28 de novembro de 2020

Data da avaliação: 9 de dezembro de 2020

Data de aceite: 12 de dezembro de 2020

1 Acadêmico do curso de Engenharia, Universidade Tiradentes – UNITE. E-mail: gustavobonfim290@gmail.com

2 Acadêmico do curso de Engenharia, Universidade Tiradentes – UNITE. E-mail: amanddalimaa@gmail.com

3 Doutor; Professor da Universidade Tiradentes - UNITE. E-mail: clborba@gmail.com