



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DE SALINÓPOLIS  
FACULDADE DE ENGENHARIA

## **ESTIMATIVA DA RELAÇÃO PERMEABILIDADE/POROSIDADE EM AMBIENTE PRESSURIZADO EM INDIANA LIMESTONE**

Marcelo Santos Amaral<sup>1</sup>

### **RESUMO**

A permeabilidade é umas das propriedades petrofísicas mais importantes na indústria do petróleo, pois quantifica a característica de um reservatório ser atravessado por um fluido e, conseqüentemente, é usada na determinação da sua qualidade para produção. Assim como a permeabilidade, a porosidade tem papel nessa classificação, contudo, representa a capacidade de armazenamento de fluidos. Apesar de as duas propriedades, nas suas formas efetivas, serem ligadas e terem sido realizados inúmeros estudos em busca de correlacioná-las, permanecem em aberto correlações matemáticas representativas em determinados cenários, especialmente considerando a influência da pressão. O presente trabalho busca estabelecer correlações que busquem quantificar os valores dessas propriedades em ambiente de confinamento em laboratório diferente das quais foram medidas. Para estabelecer a correlação, foram analisados plugues de rocha carbonática calcítica do afloramento Indiana Limestone, bastante utilizado em ensaios de estimulação ácida em laboratório, quanto a sua permeabilidade, porosidade e compressibilidade. As análises dos dados obtidos foram realizadas por meio de modelos presentes na literatura. Foram obtidos, a partir da análise dos dados, uma correlação significativa entre os parâmetros estudados. O presente resultado permite a melhor interpretação de resultados experimentais e a alimentação de modelos de simulação de campo dependentes de equações empíricas utilizando essa rocha.

Palavras-chave: Permeabilidade, petrofísica, porosidade, rocha carbonática.

---

<sup>1</sup> Faculdade de Engenharia. Universidade Federal do Pará. marcelo.mmm26@gmail.com

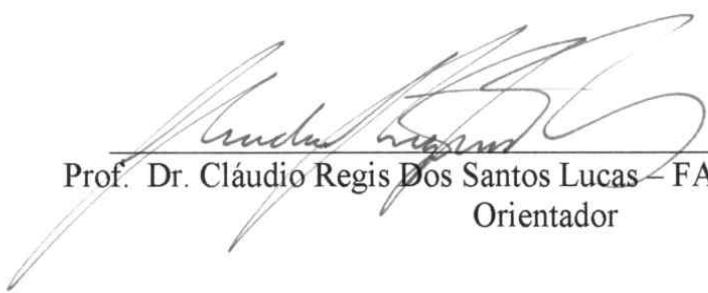
## **ABSTRACT**

Permeability is one of the most important petrophysical properties in the oil industry, as it quantifies the characteristic of a reservoir to be traversed by a fluid, and consequently, it is used to determine its quality for production. As well as permeability, porosity plays a role in this classification, however, it represents the fluid storage capacity. Although the two properties, in their effective forms, are linked and numerous studies have been conducted in an attempt to correlate them, representative mathematical correlations remain open in certain scenarios, especially considering the influence of pressure. The present work seeks to establish correlations that seek to quantify the values of these properties in a laboratory confinement environment different from those measured. To establish the correlation, plugs of calcitic carbonate rock from the Indiana Limestone outcrop, widely used in acid stimulation tests in the laboratory, were analyzed regarding its permeability, porosity and compressibility. The analyzes of the data obtained were performed using models present in the literature. A significant correlation between the studied parameters was obtained from the data analysis. The present result allows a better interpretation of experimental results and the feeding of field simulation models dependent on empirical equations using this rock.

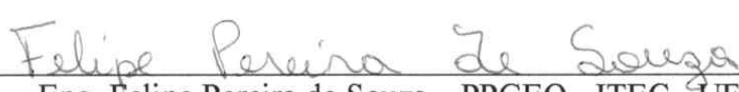
**Keywords:** Permeability, petrophysic, porosity, carbonate rock.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) aprovado por:

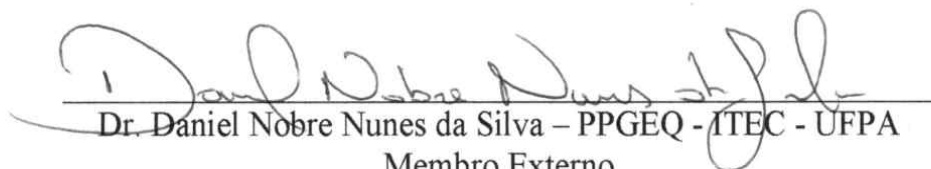
**BANCA EXAMINADORA**




Prof. Dr. Cláudio Regis Dos Santos Lucas – FAE - CAMPSAL- UFPA  
Orientador



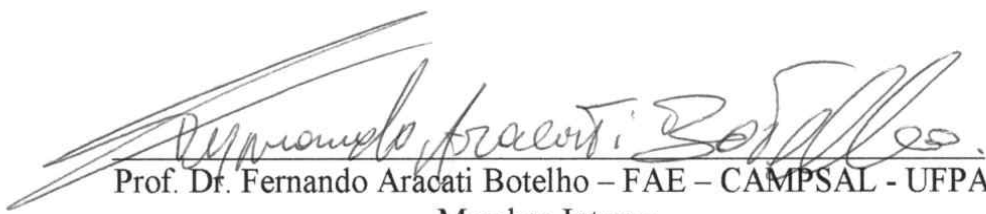
Eng. Felipe Pereira de Souza – PPGEQ - ITEC - UFPA  
Coorientador



Dr. Daniel Nobre Nunes da Silva – PPGEQ - ITEC - UFPA  
Membro Externo



Eng. Jair Rodrigues Neyra – PPGEQ – ITEC - UFPA  
Membro Externo



Prof. Dr. Fernando Aracati Botelho – FAE – CAMPSAL - UFPA  
Membro Interno

Data de submissão: 11 / 12 / 20 22

Data de aprovação: 14 / 12 / 20 22

## 1 INTRODUÇÃO

Os estudos científicos em carbonatos são justificados pelo fato de que mais 50% do petróleo do planeta é produzido nesse tipo de rocha reservatório (MELANI; ALEXANDRE; SCHUAB, 2014). Porém, para seu correto aproveitamento é necessário que ocorra detalhada investigação de seus parâmetros petrofísicos. No cenário atual o Brasil conta com grandes reservatórios de rochas carbonáticas localizados na província petrolífera do Pré-sal (SILVA, 2017). Os reservatórios encontrados na camada Pré-sal brasileira são formados por complexas estruturas carbonáticas e têm um elevado nível de permeabilidade e porosidade (SILVA, 2017). Os carbonatos são rochas sedimentares de mineralogia simples formadas por precipitação química e bioquímica, composta principalmente por minerais de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) e minerais evaporíticos, como anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) (ARH *et al.*, 2005).

A caracterização petrofísica de rochas carbonáticas é importante. Ela mostra a capacidade de um reservatório de conter petróleo e permite a realização de estudos que viabilizem seu melhor aproveitamento. Devido à complexidade dos reservatórios carbonáticos é desafiador prever o potencial de escoamento e sua capacidade de armazenamento de fluido (ARH *et al.*, 2005; ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

“O estudo de porosidade juntamente com o de permeabilidade, é de importância primordial na prospecção de fluidos contidos nas rochas sedimentares, tais como petróleo, gás e água subterrânea” (KENITIRO, 2003, Pag.72). Já a compressibilidade, é estudada para compreender o comportamento de reservatório subsaturado, pois afeta a previsão do desempenho do reservatório quando a rocha se expande com o declínio da pressão (HALL, 1953).

A permeabilidade é a característica da rocha que exprime a facilidade de transmitir um fluido em seu interior, sendo que ela depende do fluido em relação ao fluxo de fluido laminar com gradiente de pressão e a viscosidade do fluido, sendo limitada pela conexão dos poros (SCHON, 2015).

A porosidade é uma característica volumétrica da rocha que mostra o potencial de volume de fluido que pode ser armazenado, como água, petróleo e gás (SCHON, 2015). Matematicamente, a porosidade é estabelecida como sendo a relação do volume poroso da rocha (volume de vazios) e o volume total da amostra (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A compressibilidade, por sua vez, é definida como a variação de volume quando submetida a força de compactação (pressão). São de interesse 3 tipos de compressibilidade: compressibilidade da rocha matriz é a variação fracional em volume do material sólido da rocha, com a variação

unitária da pressão; A compressibilidade total da rocha: é a variação fracional do volume total da rocha, com a variação unitária da pressão; e a compressibilidade dos poros: é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão (MOREIRA, 2010; ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

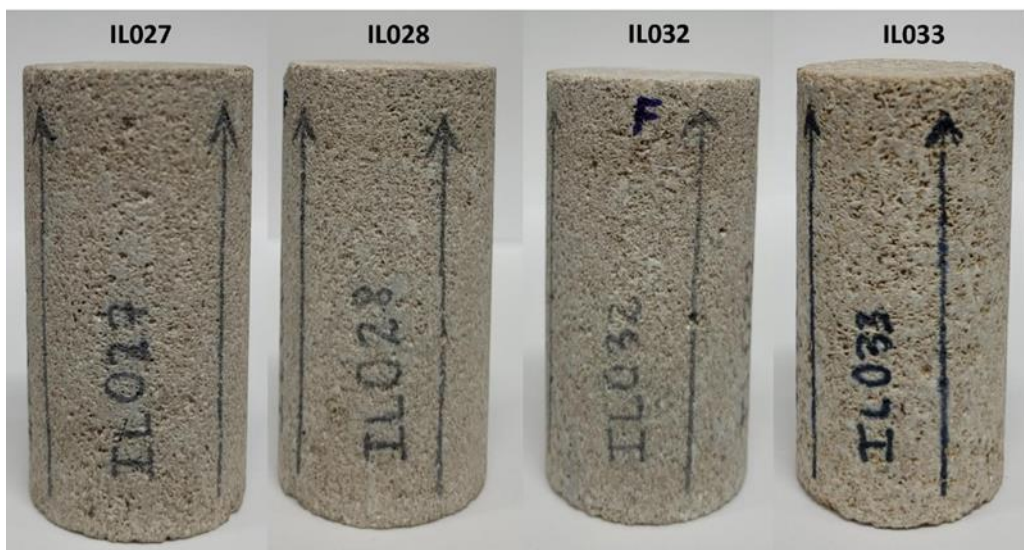
Nos estudos realizados por Bittencourt (2016), após testes nas mesmas amostras em 2 laboratórios distintos e com a mesma metodologia, resultou que os valores de permeabilidade e porosidade são influenciados pela pressão de confinamento sobre as amostras de rochas inconsolidadas. Notou-se que, a aplicação de pressões de confinamentos em tempos dissemelhantes, gerou valores menores de permeabilidade e porosidade, pois demonstrou que ocorreram alterações nas estruturas do meio poroso. Além disso, quando se tem o aumento da pressão gradativamente, acontecem deformações plásticas nas amostras o que gera perdas permanentes na permeabilidade.

O presente trabalho tem o objetivo geral de avaliar a permeabilidade, porosidade e compressibilidade sobre influência da pressão de confinamento para rochas padrão utilizados em ensaios de acidificação. Nesse sentido, o objetivo específico é encontrar a correlação da permeabilidade em função da porosidade e raio crítico do poro com a influência da variação de pressão de confinamento.

## 2 METODOLOGIA

Os plugs de rochas carbonáticas escolhidos foram da formação Indiana Limestone, sendo rochas utilizadas como referência na literatura para ensaios de petrofísica básica em sistemas de acidificação, esse tipo de formação tem fácil acessibilidade, disponibilidade e relativa homogeneidade. A seguir na figura 1 mostra a imagem das rochas utilizadas e a tabela 1 as informações sobre elas:

Figura 1: Amostras de rocha em escala plug.



Fonte: Autor

Tabela 1 - Dados geométricos dos plugs da formação Indiana.

Rochas	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)
IL027	3,81	7,32
IL028	3,81	7,31
IL032	3,81	7,35
IL033	3,81	7,36

Fonte: Autor

Os materiais utilizados foram:

- Plug de rocha Indiana Limestone (IL's);

- Material de látex para isolamento total do plug com a água;
- Água ultrapura para realizar o teste de compressibilidade hidrostática do plug,
- Reservatório de aço para confinar e comprimir a amostra.

Para estimar a permeabilidade absoluta ( $k$ ) em uma pressão de referência, foi utilizado permeâmetro a gás em estado estacionário, já as medidas de porosidade ( $\emptyset$ ) foram determinadas por um porosímetro de *Boyle*, para visualizar o interior da amostra e sua heterogeneidade, foi realizado ensaios de escaneamento por microtomografia computadorizada. Além disso para obter a compressibilidade da rocha utilizou-se a rocha com material latex (isolar da água) dentro do reservatório com água e em seguida ligou a bomba injetora para pressurizar o reservatório, sendo assim utilizou o diferencial de volume e a pressão absoluta para estimar a compressibilidade.

Em seguida, na figura 2 se tem o fluxograma experimental do desde da preparação das rochas até o tratamento dos dados.

Figura 2: Fluxograma experimental



Fonte: Autor

Segundo Neto (2011) o micro-ct possibilita análise dos minerais, fornece informações genético da porosidade em rocha carbonatica (dolomita). Além disso a separação entre poro, rocha, cimento e minerais opacos e a possibilidade de associação dos poros com fases minerais. Já a conclusão, apresentou que os 4 tipos de rochas (mármore, quartzito, arenito e dolomita) demonstram que o micro-ct tem competência de caracterizar arcabouços porosos distintos,

permitindo análise quantitativa e qualitativa da distribuição, forma, tamanho, conectividade e volume dos poros.

Segundo Dias (2014), as análises das amostras sintéticas em seu experimento de microtomografia computadorizada de raio x (micro-ct) fornece uma qualidade maior das resoluções das imagens adquiridas em relação as medições dos dados petrofísicos, sendo que, a microtomografia pode ser em 2D e 3D que pode verificar a forma do grão, distribuição e conectividade entre eles, não destruindo a amostra além disso, tem efetividade nas reconstruções de imagens de matérias inconsolidados.

As compressibilidades como função da porosidade foram comparadas do modelo de correlação propostos por Newman (1973) na Equação (1) e Hall (1953) na Equação (2).

A estimativa da permeabilidade como função do raio crítico foi realizada com base na correlação proposta por Nishiyama (2017) na Equação (4). Os dados foram sistematizados em planilha do programa do software Excel fornecido pela Microsoft Inc da versão 16.15629.20208 e gerados gráficos de acordo com os resultados obtidos no experimento.

Equação 1: A correlação da compressibilidade das rochas consolidadas de Newman. De acordo com Tiab (2016), é possível calcular a compressibilidade da rocha utilizando a correlação desenvolvida por Newman (1973), para porosidade de calcário que varia de 2% a 33%. A parti da equação (1) pode se ter a compressibilidade:

$$C_f = \frac{0,8535}{(1 + 2,367 \cdot 10^6 \cdot \phi^{0,93023})} \quad (1)$$

Onde:  $C_f$  é a compressibilidade expressa em  $\text{psi}^{-1}$  e a porosidade( $\phi$ ) em fração.

Equação (2): Compressibilidade da rocha sob pressão hidrostática proposta por Hall. De acordo com Richard (2015), essa correlação é utilizada na indústria do petróleo para estimar a compressibilidade da rocha desenvolvida por Hall (1953). A partir da equação (2) estima-se a compressibilidade:

$$C_f = \frac{1,782}{\phi^{0,438}} \quad (2)$$

Onde:  $C_f$  é a compressibilidade expressa em  $\text{psi}^{-1}$  e a porosidade ( $\phi$ ), sendo que ele não leva em consideração se a rocha é consolidada ou friável.

Equação (3): Cálculo da compressibilidade do volume poroso utilizado por Newman (1973).  
 A partir da equação (3) pode se ter a compressibilidade rocha:

$$C_p = \frac{1}{V_p} \cdot \frac{dV_p}{dP_{eff}} \quad (3)$$

Onde:  $C_p$  é a compressibilidade o volume poroso, vol/vol/psi;  $V_p$  é o volume de poros da amostra em uma determinada pressão efetiva;  $dV_p$  é a mudança incremental no volume de poro resultante de uma mudança incremental na pressão efetiva; e  $dP_{eff}$  é a mudança incremental na pressão efetiva.

Equação (5): Permeabilidade de meios porosos, uma correlação proposta Nishiyama (2017). De acordo com Nishiyama desenvolvida a partir da Equação (4) (*Apud* WALSH, 1984; GUÉGUEN, 1989; PALCIAUSKA, 1994; MARTY, 1992; COSTA, 2006; SAROUT, 2012, p. 2). A partir da Equação (4) pode se ter a relação entre a estrutura dos poros e permeabilidade:

$$k = C \cdot \phi \cdot r^2 \quad (4)$$

Onde:  $k$  é a permeabilidade;  $\phi$  é a porosidade;  $r$  é o raio do poro; e  $C$  é o fator geométrico que explica a forma, porosidade, conectividade, distribuição de poros e tortuosidade.

A equação (4) se torna a Equação (5) inserindo os parâmetros  $c = 1/8 \cdot t^2$  com  $t = 0,15k^{-0,11}$  Nishiyama (2017), além disso, admitindo a contribuição da tortuosidade e poros não interconectados. A partir desses dados pode-se obter a correlação da permeabilidade em função da porosidade e raio crítico:

$$k = 8,5(\phi_{open} \cdot r_{cr}^2)^{\frac{1}{3}} \quad (5)$$

Onde:  $k$  é a permeabilidade;  $\phi_{open}$  é a porosidade total; e  $r_{cr}$  é o raio crítico (raio de maior esfera que pode passar livremente por um meio poroso).

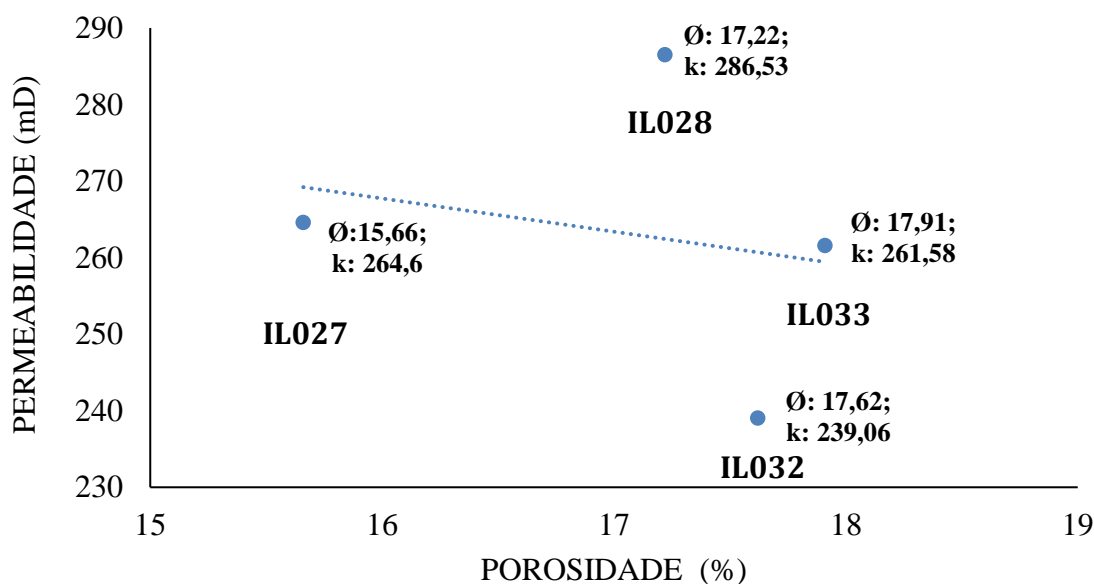
Dessa forma, a pesquisa é de cunho quantitativo, visto que, é fundamental para se entender o comportamento do fluxo de fluidos, volume poroso do reservatório e a correlação da compressibilidade da rocha.

### 3 ANÁLISES E DISCUSSÕES

A Figura 3, mostra a relação entre permeabilidade e porosidade medidas em laboratório em ensaios sob pressão de confinamento. A permeabilidade medida com 1000 psi e a porosidade com 100 psi em condições estacionárias em temperatura de 23 °C. Ambos utilizaram o ar como gás de medida.

Nota-se que, na Figura 3, os 4 pontos não têm uma correspondência entre as duas propriedades para se ter uma correlação mais útil. A amostra IL032 apresentou valor de porosidade alta, porém o valor de sua permeabilidade foi baixo, sendo assim teve comportamentos inversos aos encontrados na amostra IL027. Já as IL033 e IL028 apresentaram valores aproximados entre as duas propriedades, mas a IL033 apresentou permeabilidade menor mesmo tendo porosidade alta. Logo, essas amostras apresentarem variações em suas estruturas como é visualizado na Figura 4, não tendo uma linha de tendência estabelecida entre os valores de permeabilidade e porosidade.

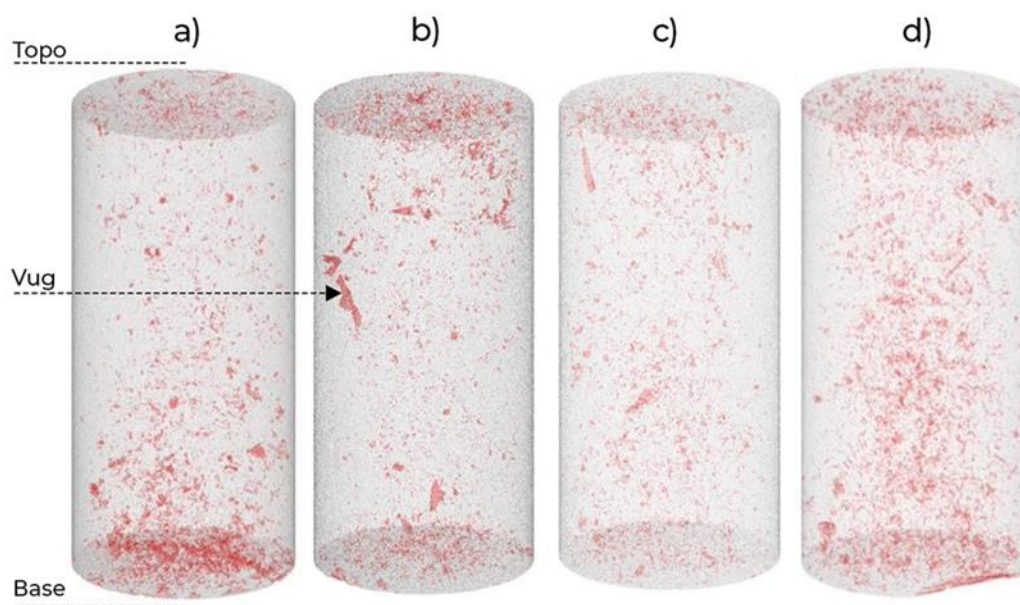
Figura 3 – Correlação da permeabilidade-porosidade



Fonte: Autor

A Figura 4 exibe imagens em 3D das rochas, adquiridas através da técnica de microtomografia computadorizada com a resolução de 41 micrometros ( $\mu\text{m}$ ), voltagem de 140 kilovolts (kV), corrente de 160 microampéres ( $\mu\text{A}$ ) e Tempo de Execução 200 milissegundos (ms).

Figura 4 – a) IL027; b) IL028; c) IL032; d) IL033.



Fonte: Autor

A amostra IL027 na Figura 4, apresenta distribuição de poros homogêneos ao longo de sua estrutura, na imagem é possível visualizar que, sua base tem maior incidência de poros, isso justifica a permeabilidade e porosidade com valores altos. A amostra IL028 apresenta maiores quantidades de poros nas partes de base e topo, além disso, tem a presença de *vugs* (poros com maiores diâmetros) distribuídos ao longo de sua estrutura, sendo assim, contribuiu para a permeabilidade e porosidade alta.

A imagem na Figura 4 representada pela amostra IL032, mostrou que um lado da amostra possui a presença de muitos poros distribuídos, porém é possível visualizar em seu topo a incidência de *vugs*, apesar dessas qualidades, o outro lado apresenta baixa presença de poros, isso contribuiu para ter a menor permeabilidade dentre as outras IL's. Já a amostra IL033 dentre as demais foi a que mais apresentou quantidades de poros homogêneos distribuídos ao longo da amostra, sendo possível a justificativa de alta permeabilidade e porosidade.

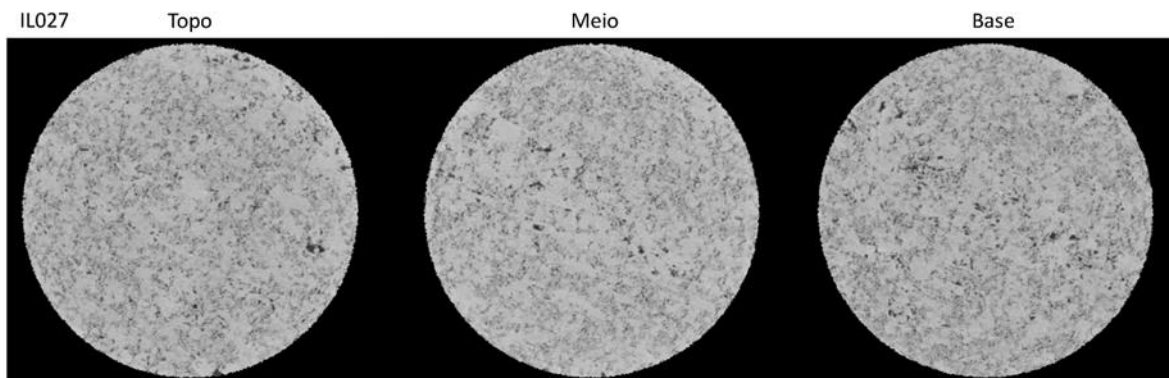
As figuras 5, 6, 7 e 8 apresentam as distribuições dos poros, forma, *vug* e tamanho dos poros ao longo do topo, meio e base. Desse modo, a imagem da IL027 demonstrou ter na base uma incidência maior de poros (região com pontos pretos) e foi possível visualizar a matriz rochosa representada pela região com a coloração cinza.

A imagem da IL028 apresenta incidência maior de poros no seu topo, a partir dos pontos pretos distribuído na amostra e conforme visto na figura 4 mostra a presença de *vug*, possibilitando visualizar no meio do slice a presença de um poro maior.

A imagem da IL032 apresenta uma estrutura com maior presença de poros em um lado da amostra, visto que é bastante evidente no topo, meio e base.

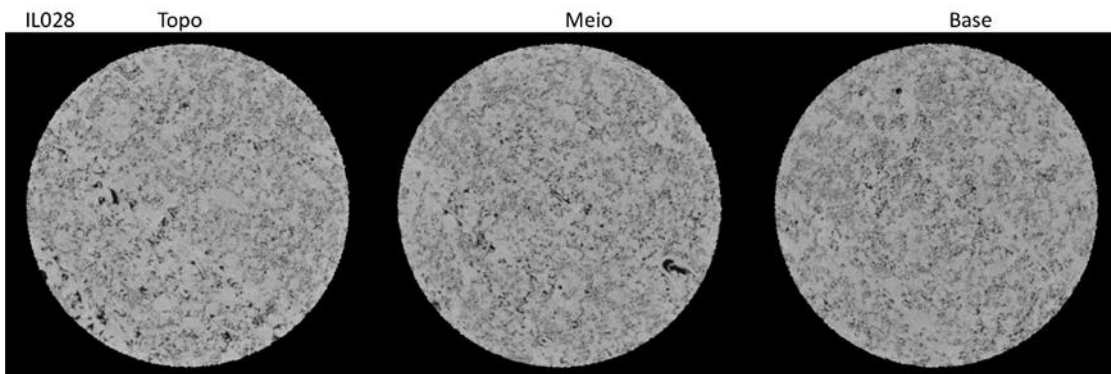
A IL033 mostra que a distribuição de poros uniforme ao longo de sua estrutura como é possível visualizar no *slice* da figura 8 tanto no topo, meio e base.

Figura 5: Imagem da amostra IL027 em *slice* na direção radial



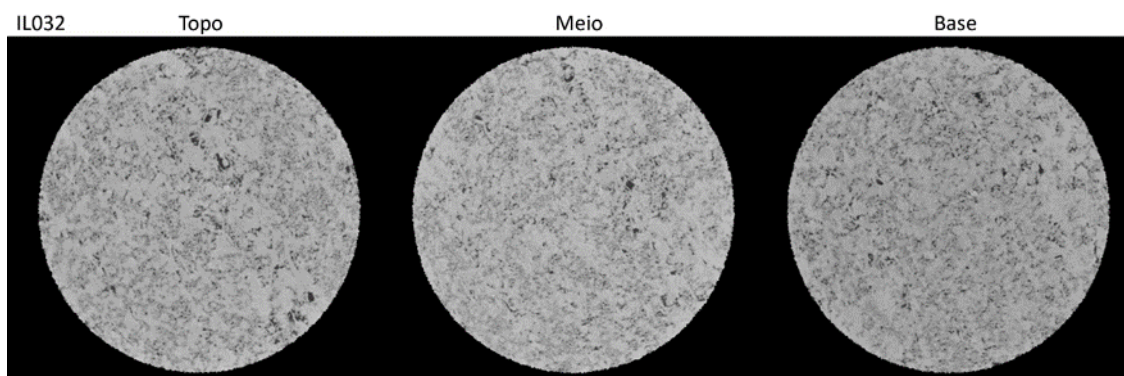
Fonte: Autor

Figura 6: Imagem da amostra IL028 em *slice* na direção radial



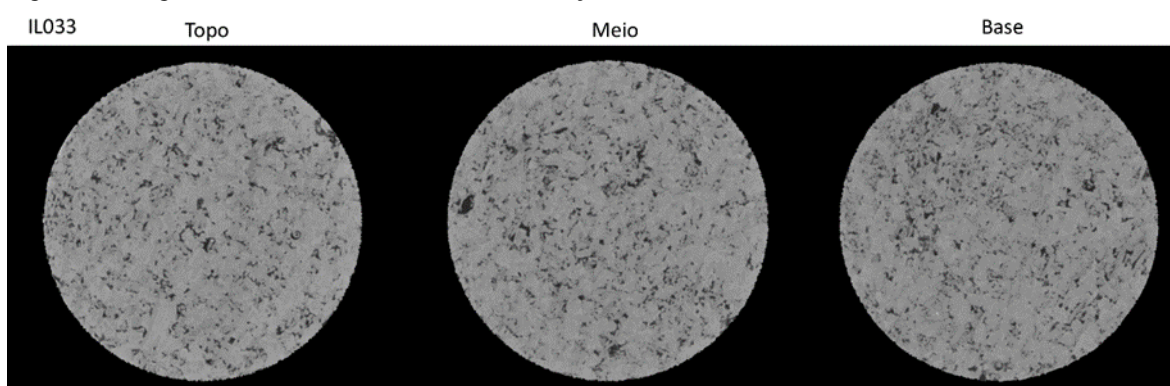
Fonte: Autor

Figura 7: Imagem da amostra IL032 em *slice* na direção radial



Fonte: Autor

Figura 8: Imagem da amostra IL033 em *slice* na direção radial



Fonte: Autor

A tabela 2 mostra os valores de compressibilidade dos resultados obtidos a partir da equação de compressibilidade Hall (1), Newman (2) e Experimental (3) das 4 rochas carbonáticas:

Tabela 2 – Compressibilidade das Rochas Indiana Limestone para os modelos de Hall, Newman e Experimental da Equação (3).

	Hall (1953)	Newman (1973)	Experimental
	Cf (psi <sup>-1</sup> )		
IL027	$5,0356 \cdot 10^{-1}$	$2,4623 \cdot 10^{-8}$	$1,0000 \cdot 10^{-2}$ a $5,1264 \cdot 10^{-2}$
IL028	$5,1230 \cdot 10^{-1}$	$2,5539 \cdot 10^{-8}$	$1,0000 \cdot 10^{-2}$ a $4,9815 \cdot 10^{-2}$
IL032	$5,0717 \cdot 10^{-1}$	$2,5000 \cdot 10^{-8}$	$1,0000 \cdot 10^{-2}$ a $4,8051 \cdot 10^{-2}$
IL033	$5,3406 \cdot 10^{-1}$	$2,7898 \cdot 10^{-8}$	$1,0000 \cdot 10^{-2}$ a $4,8224 \cdot 10^{-2}$

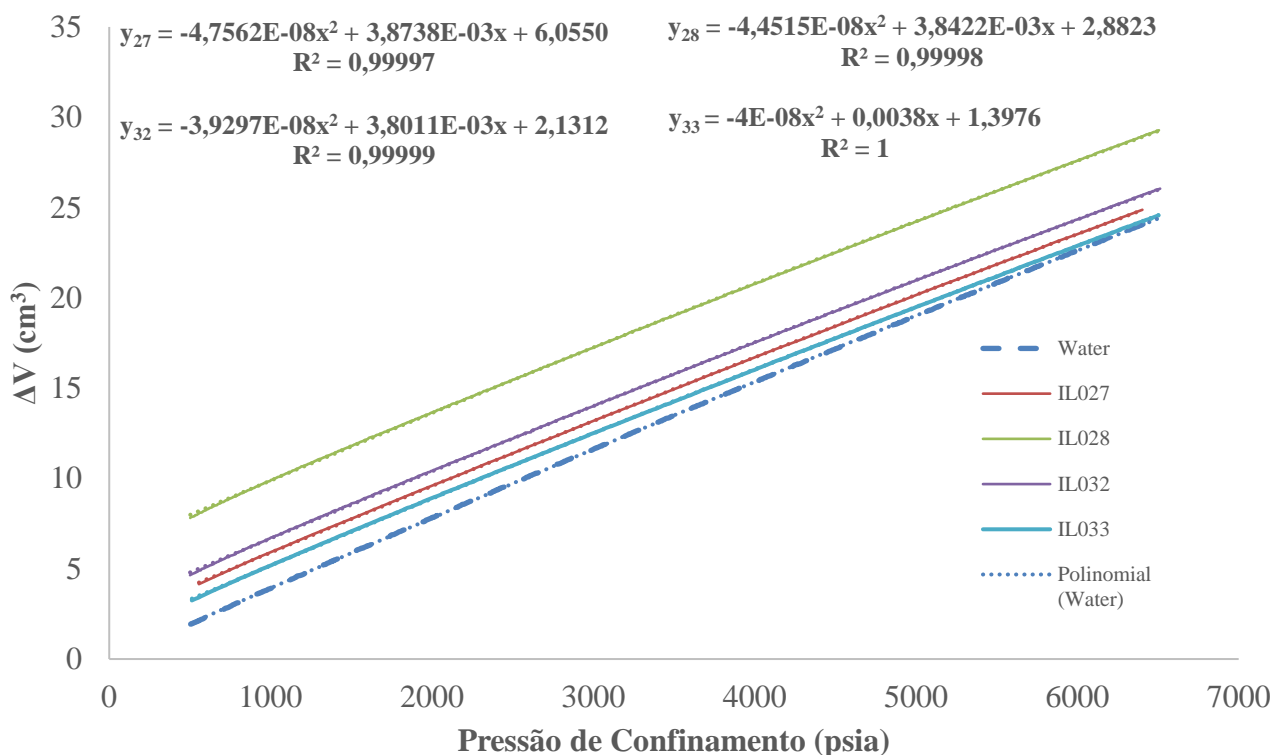
Fonte: Autor

Os valores obtidos experimentalmente da Equação (3), teve como resultado valores próximos ao aplicado no modelo de Hall (1953) para a compressibilidade como mostrado na Tabela 2. Já os resultados aplicados ao modelo de Newman foram diferentes ao encontrado experimentalmente. De acordo com os valores de rochas carbonáticas consolidadas encontrada por Newman (1973), a compressibilidade do volume dos poros em seu experimento variou de  $2,0 \cdot 10^{-6}$  a  $35 \cdot 10^{-2} \text{ psi}^{-1}$ , sendo selecionado 59 amostras de 11 reservatório de calcário.

Já os valores obtidos da Equação (2) tiveram resultados semelhante ao experimental como mostra a Tabela 2. Conforme os valores de compressibilidade da rocha carbonática obtido por Hall (1953), a compressibilidade efetiva da rocha em seu experimento variou de  $1 \cdot 10^{-6}$  a  $9,8 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ , sendo que seu experimento utilizou 7 amostras de carbonato e não houve seleção das amostras consolidadas, friáveis ou não consolidadas, visto que isso pode ter causado pouca concordância com a correlação de Newman. Logo, por mais que esteja utilizando a fórmula de Hall e Newman, a compressibilidade do volume de poros depende da distribuição da porosidade, sendo assim varia com o tipo de rocha estudada.

A Figura 9 apresenta a relação do experimento da compressibilidade entre o diferencial de volume das rochas IL's e a pressão absoluta medida de 500 até 6500 psi, sendo feita por 5 psi/sec. Nesta imagem se observa que tem uma relação de compressibilidade entre rocha e água, ocorre de forma indireta, a presença da rocha isolada com material látex dentro do reservatório com água permitiu analisar o comportamento da rocha com o aumento da pressão. A amostra IL027, IL028 e IL032 correspondem àquelas que sofreram a redução do seu volume poroso com a pressão de confinamento, mas a IL033 varia seu volume devido à pressão, comportando-se de acordo com o confinamento da água. Os volumes porosos iniciais, em  $\text{cm}^3$ : IL027 - 13,0690; IL028 - 14,3513; IL032 - 14,7699 e IL033 - 13,1404, mas os seus respectivos valores finais que variou de acordo o diferencial de volume foram: 11,8723; 13,0901; 13,4727 e 11,8118. Em Hall (1953), o autor em seu experimento tem como resultado da compressibilidade efetiva que as rochas sofrem a diminuição do espaço poroso por causa da compactação da rocha e expansão dos grãos individuais da rocha após a produção do fluido.

Figura 9 – Relação entre diferencial de volume e pressão de confinamento

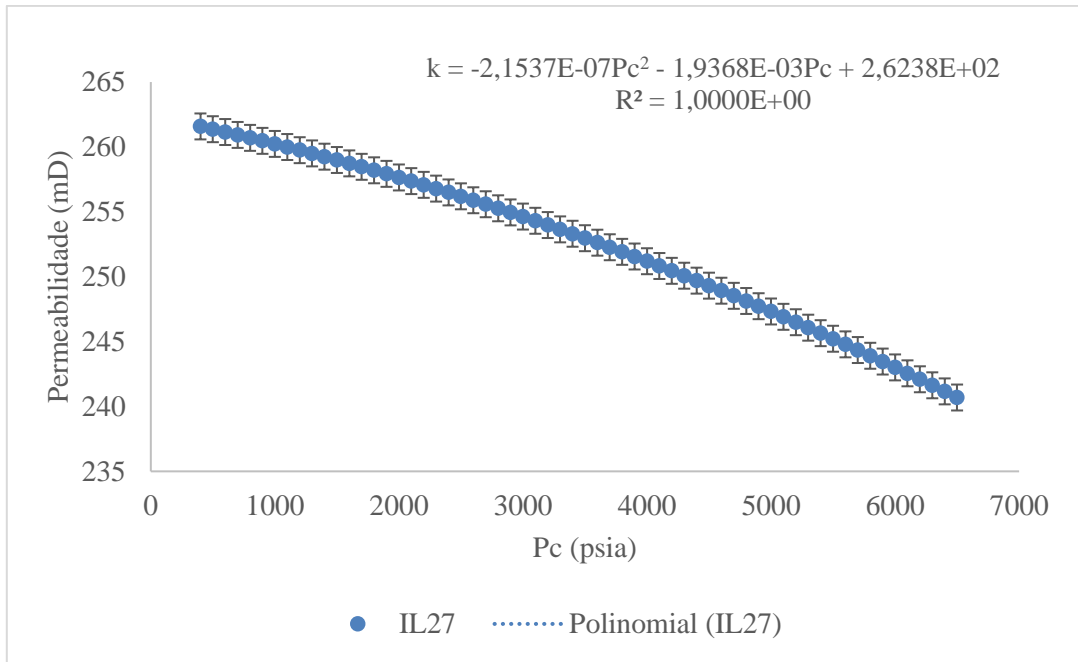


Fonte: Autor

As Figuras 10, 11, 12, e 13 apresentam a relação entre a permeabilidade e pressão de confinamento conforme a sequência do experimento do fluxograma a partir da equação (4). Nas Figuras são observadas a queda da permeabilidade ao se ter o aumento da pressão, considerou-se que o raio crítico do poro é proporcional ao aumento de pressão, ou seja, influenciando diretamente a permeabilidade. Os valores de ( $r_{cr}$ ) da amostra foram os seguintes: IL027 - 9,4402  $\mu\text{m}$ ; IL028 - 9,3235  $\mu\text{m}$ ; IL032 - 8,5968  $\mu\text{m}$  e IL033 - 9,4820  $\mu\text{m}$ , já os dos experimentos de Nishiyama variam de 1,5 a 39  $\mu\text{m}$ . Apresentou ter uma boa correlação entre ( $r_{cr}$ ) e ( $k$ ) para formação Indiana Limestone, visto que o raio crítico do poro controla a permeabilidade da rocha.

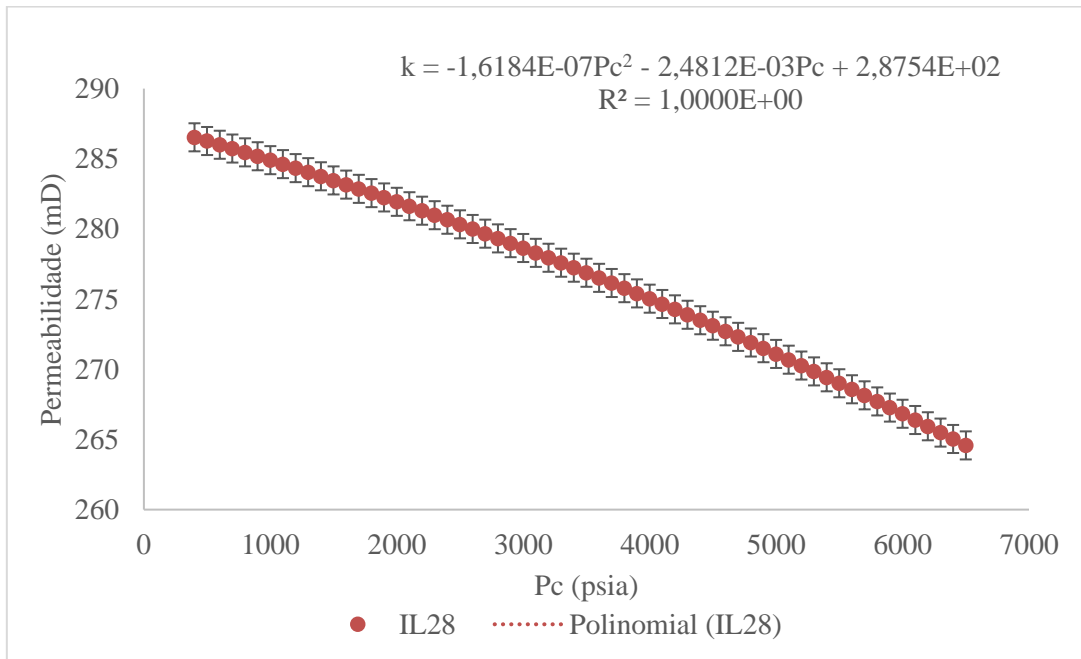
De acordo Nishiyama (2017), o raio crítico influencia em diversos tipos de materiais naturais ou artificiais com ampla faixa de permeabilidade, sendo que em seu experimento o ( $r_{cr}$ ) corresponde bem ( $\varnothing_{open \cdot r_{cr}^2}$ ). Além disso, afirma que a tortuosidade tende a aumentar com a diminuição dos poros não conectados presentes na rocha, quanto maior e o tamanho do poro maior é o raio crítico e a tortuosidade aumenta com a diminuição de permeabilidade, supondo que o caminho de fluxo é tortuoso pela abundância de minerais argilosos.

Figura 10 – Relação entre a permeabilidade e pressão de confinamento



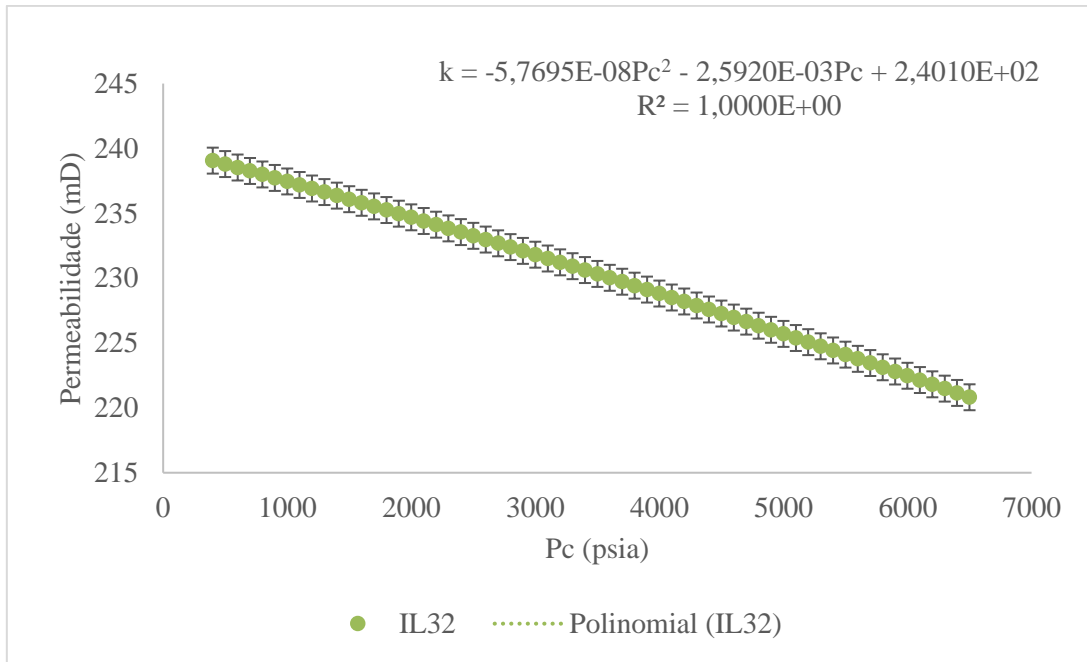
Fonte: Autor

Figura 11 – Relação entre a permeabilidade e pressão de confinamento



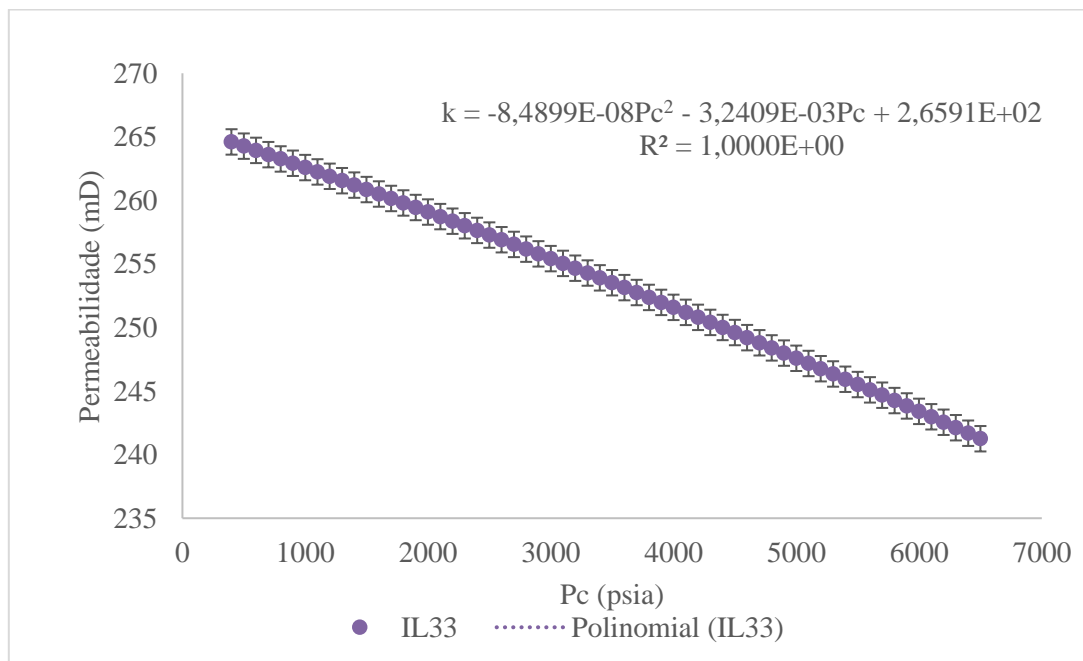
Fonte: Autor

Figura 12 – Relação entre a permeabilidade e pressão de confinamento



Fonte: Autor

Figura 13 – Relação entre a permeabilidade e pressão de confinamento



Fonte: Autor

#### 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conclui-se que, as propriedades petrofísicas da formação Indiana Limestone são consideradas de boa qualidade para exploração de hidrocarboneto, pois suas características estimadas em laboratório demonstraram ter um potencial volume de armazenamento de fluido e uma capacidade de transmitir fluido em seu interior. Apesar da formação ter parcial homogeneidade, não se tem uma linha de tendência específica entre a permeabilidade das rochas (IL027, IL028, IL032 e IL033) e a sua porosidade.

O experimento mostrou que o raio crítico do poro é influenciado diretamente pela pressão de confinamento, sendo que, é o raio crítico que determina a permeabilidade dos meios porosos. Nesse sentido, a equação gerada pelo gráfico de permeabilidade versus pressão de confinamento se tem a seguinte expressão da média de  $k = (-1,2995 \cdot 10^{-07} \pm 5,8654 \cdot 10^{-08}) \cdot P_c^2 + (-2,5627 \cdot 10^{-03} \pm 3,5373 \cdot 10^{-04}) \cdot P_c + k_0$ .  $k_0$  seria permeabilidade intrínseca obtida a pressão atmosférica.

## REFERÊNCIAS

AHR, W. M.; ALLEN, D.; BOYD, A.; BACHMAN, H. N.; CLERKE, E. A.; SMITHSON, T.; GZARA, K.; HASSALL, J.; MURTY, C.; ZUBARI, H.; RAMAMOORTHY, R. Confronting The Carbo-Nate Conundrum. **Schlumberger Oil Field**, Rev. P. 18 – 29, 2005.

BITTENCOURT, G. L. C. **Avaliação dos efeitos da pressão efetiva no escoamento de fluidos no meio poroso**. Orientadores: Alfredo Moisés Vallejo Carrasco e Dario Abilio Cruz. 2016. 66f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia de Química e Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ, 2016. Disponível em: [https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/2613/TCC\\_Giulia%20Arquivo%20final.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/2613/TCC_Giulia%20Arquivo%20final.pdf?sequence=1&isAllowed=y). Acesso em: 8 jul. 2022.

DIAS, G. A. N. Análise da porosidade através da técnica de microtomografia computadorizada (Micro-CT) em amostra sintética de rocha. *In: vi Simpósio Brasileiro de Geofísica*. Anais do SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica. Porto Alegre, 2014. P. 1-3.

Hall, H. N. “Compressibility of Reservoir Rocks,” **J Pet Technol** 5 (1953): 17-19. doi: <https://doi.org/10.2118/953309-G>

KENITIRO, S. **Geologia sedimentar**. 1a edição. São Paulo: Edgard Blucher, 2003, 400 p.

MELANI, L. H.; VIDAL, A. C. SCHUAB, F. B. Caracterização petrofísica de reservatório carbonático fraturado do grupo Macaé, Bacia de Campos. *In: vi Simpósio Brasileiro de Geofísica*. Anais do SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica. Porto Alegre, 2014. P. 1-5.

MOREIRA, F. P; *et al.* **Laboratório e propriedades de rochas e fluidos de reservatório**. Orientador: Rogério Fernandes De Lacerda. 2010. 80f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia de Química e Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ, 2010. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/953/Felipe%20Porto%20Moreira.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 21 Jul. 2022.

NEWMAN, G. H. (1973). Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. **Journal of Petroleum Technology**, 25(02), 129–134. doi:10.2118/3835-pa

NISHIYAMA, N., YOKOYAMA, T. Permeability of porous media: Role of the critical pore size. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, 122(9), 6955–6971. 2017. doi:10.1002/2016jb013793

REIS NETO, J. M. dos *et al.* A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Brazilian Journal of Geology**, v. 41, p. 498-508, 2011.

RICHARD O. B, HARVEY, W. Y., JERRY L. J., 7 - Conventional Core Analysis-Rock Properties. Practical Reservoir Engineering and Characterization, **Gulf Professional Publishing**, 2015, P. 197-237, ISBN 9780128018118, doi: 10.1016/B978-0-12-801811-8.00007-9.

ROSA, A. J.; DE SOUZA CARVALHO, R.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006.

SCHON, J. **Propriedades físicas das rochas aplicadas à engenharia: fundamentos teóricos e práticos**. Elsevier Brasil, 2015.

SILVA, Henrique Cardoso. **Acidificação em reservatórios carbonáticos**. 2017. 52f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia de Química e Petróleo, Universidade Federal

Fluminense, Niterói – RJ, 2017. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/5458/Henrique%20Cardoso%20Silva.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 1 de agosto de 2022.

TIAB, D., & Donaldson, E. C. Effect of Stress on Reservoir Rock Properties. **Petrophysics**, 483–582, 2016. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00009-7>

## ANEXO A – Carta De Aprovação Do Artigo



### Carta de Aprovação

Caros, **MARCELO SANTOS AMARAL, MARCOS VINICIUS DE SOUZA ARAÚJO, LUÍS FELIPE RAMOS TORRES, FELIPE PEREIRA DE SOUZA, DANIEL NOBRE NUNES DA SILVA, PEDRO TUPÃ PANDAVA AUM, CLÁUDIO REGIS DOS SANTOS LUCAS**, é com satisfação que informamos que o trabalho **ESTIMATIVA DA RELAÇÃO PERMEABILIDADE/POROSIDADE EM AMBIENTE PRESSURIZADO EM INDIANA LIMESTONE - 72942**, foi aceito para apresentação no 11º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento de Petróleo e Gás – 11º PDPetro que ocorrerá em Belém/PA entre os dias 10 e 12 de novembro de 2022, nas dependências do Hotel Princesa Louçã. Para que o trabalho seja incluído nos anais do congresso é necessário que ele seja apresentado no horário disponibilizado na programação do evento.

O congresso será realizado pela Universidade Federal do Pará (UFPA) com apoio da Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (ABPG).

Prof. Dr. Pedro Tupã Pandava Aum  
Presidente do 11º PDPetro

Prof. Dr. Cláudio Regis dos Santos Lucas  
Coord. da Comissão Científica do 11º PDPetro



### ANEXO B – Artigo

## 11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



### TÍTULO DO TRABALHO:

ESTIMATIVA DA RELAÇÃO PERMEABILIDADE/POROSIDADE EM AMBIENTE PRESSURIZADO EM INDIANA LIMESTONE

### AUTORES:

Marcelo Santos Amaral<sup>1</sup>, Marcos Vinicius de Souza Araújo<sup>1</sup>, Luís Felipe Ramos Torres<sup>1</sup>, Felipe Pereira de Souza<sup>2</sup>, Daniel Nobre Nunes da Silva<sup>2</sup>, Pedro Tupã Pandava Aum<sup>1</sup>, Cláudio Regis Dos Santos Lucas<sup>1</sup>

### INSTITUIÇÃO:

<sup>1</sup>Laboratório de Ciência e Engenharia de Petróleo, Campus Salinópolis, Universidade Federal do Pará (LCPetro/UFPA).

<sup>2</sup>Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Pará (PPGEQ/UFPA).

**ESTIMATIVA DA RELAÇÃO PERMEABILIDADE/POROSIDADE EM  
AMBIENTE PRESSURIZADO EM INDIANA LIMESTONE**

**Resumo**

A permeabilidade é umas das propriedades petrofísicas mais importantes na indústria do petróleo, pois quantifica a característica de um reservatório de ser atravessado por um fluido, e conseqüentemente, é usada na determinação da sua qualidade para produção. Assim como a permeabilidade, a porosidade tem papel nessa classificação, contudo, representa a capacidade de armazenamento de fluidos. Apesar de as duas propriedades, nas suas formas efetivas, serem ligadas e terem sido realizados inúmeros estudos em busca de correlacioná-las, permanecem em aberto correlações matemáticas representativas em determinados cenários, especialmente considerando a influência da pressão. O presente trabalho busca estabelecer correlações que busquem quantificar os valores dessas propriedades em ambiente de confinamento em laboratório diferente das quais foram medidas. Para estabelecer a correlação foram analisados plugues de rocha carbonática calcítica do afloramento Indiana Limestone, bastante utilizado em ensaios de estimulação ácida em laboratório, quanto a sua permeabilidade, porosidade e compressibilidade. As análises dos dados obtidos foram realizadas por meio de modelos presentes na literatura. Foram obtidos, a partir da análise dos dados, uma correlação significativa entre os parâmetros estudados. O presente resultado permite a melhor interpretação de resultados experimentais e a alimentação de modelos de simulação de campo dependentes de equações empíricas utilizando essa rocha.

Palavras-chave: permeabilidade, petrofísicas, porosidade, rocha carbonática.

**Abstract**

Permeability is one of the most important petrophysical properties in the oil industry, as it quantifies the characteristic of a reservoir to be traversed by a fluid, and consequently, it is used to determine its quality for production. As well as permeability, porosity plays a role in this classification, however, it represents the fluid storage capacity. Although the two properties, in their effective forms, are linked and numerous studies have been conducted in an attempt to correlate them, representative mathematical correlations remain open in certain scenarios, especially considering the influence of pressure. The present work seeks to establish correlations that seek to quantify the values of these properties in a laboratory confinement environment different from those measured. To establish the correlation, plugs of calcitic carbonate rock from the Indiana Limestone outcrop, widely used in acid stimulation tests in the laboratory, were analyzed regarding its permeability, porosity and compressibility. The analyzes of the data obtained were performed using models present in the literature. A significant correlation between the studied parameters was obtained from the data analysis. The present result allows a better interpretation of experimental results and the feeding of field simulation models dependent on empirical equations using this rock.

Keywords: permeability, petrophysics, porosity, carbonate rock.

## ANEXO C - Instrução Normativa 01/2022 - PROEG/UFPA



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE GRADUAÇÃO

### INSTRUÇÃO NORMATIVA Nº 01/2022 – PROEG/UFPA

Dispõe, de forma excepcional e temporária, sobre as diretrizes acadêmicas para a normatização e realização das atividades do Trabalho de Conclusão de Curso – TCC, flexibilizando a sua forma de elaboração, de apresentação e de defesa, em virtude das consequências decorrentes da pandemia da COVID-19.

A Pró-Reitora de Ensino de Graduação da Universidade Federal do Pará, no uso de suas atribuições legais e regimentais, frente à necessidade de reduzir os impactos da pandemia da COVID-19 na vida acadêmica dos(as) discentes de graduação,

Considerando a Declaração da Organização Mundial de Saúde, de 11 de março de 2020, que decretou situação de pandemia no que se refere à infecção pelo novo Coronavírus (COVID- 19); a Lei Nº. 13.979, de 06 de fevereiro de 2020, que dispôs sobre as medidas para enfrentamento da emergência em saúde pública de importância internacional representada pela pandemia do novo Coronavírus (COVID-19);

Considerando a decisão do CONSEPE, de 22 de maio de 2020, que referendou a suspensão das atividades acadêmicas e administrativas presenciais na UFPA;

Considerando todas as questões que tem sido discutidas sobre os cursos de graduação da UFPA no âmbito do Plano Anual de Monitoramento da PROEG;

Considerando a autonomia universitária conferida pelo artigo 207 da Constituição Federal e Art. 53 da Lei nº 9.394, de 20 de dezembro de 1996, que estabelece as Diretrizes e Bases da Educação Nacional;

Considerando a seção II do Capítulo III da Resolução nº 4.399-CONSEPE, de 14 de maio de 2013, do Conselho Superior de Ensino, Pesquisa e Extensão – CONSEPE, que estabelece o Regulamento de Ensino de Graduação da UFPA,

### RESOLVE

Art. 1º Regular os procedimentos a serem adotados para flexibilizar a elaboração, apresentação, defesa e creditação de Trabalho de Conclusão de Curso – TCC, aos(às) discentes dos cursos de graduação, prováveis concluintes de 2022, para que integrem



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE GRADUAÇÃO

o currículo até a finalização do 4º Período Letivo de 2022, em conformidade com o calendário acadêmico da UFPA.

Art. 2º Para efeito desta Instrução Normativa considera-se que “O Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é uma Atividade Curricular Obrigatória, componente do Projeto Pedagógico do Curso, com o fim de sistematizar o conhecimento de natureza científica, artística ou tecnológica.” (RESOLUÇÃO Nº 4.399/2013 – CONSEPE/UFPA, p. 21).

Art. 3º O TCC poderá ser desenvolvido de forma individual ou conjunta, caso o Conselho da subunidade decida acatar essa possibilidade, considerando o disposto no Art. 80 da RESOLUÇÃO Nº 4.399/2013 – CONSEPE/UFPA.

Art. 4º Respeitando as características e especificidades, além das formas de concepção, desenvolvimento e apresentação do TCC descritas nos PPCs de cada curso de graduação da UFPA, a subunidade responsável pela oferta do curso de graduação poderá facultar aos discentes concluintes que integralizarem o currículo até o 4º período de 2022 a obtenção do crédito em TCC pelo cumprimento de uma das seguintes atividades:

- I. Elaboração de texto científico na forma de resumo expandido, artigo científico, resenha, memorial formativo;
- II. Apresentação e/ou publicação de trabalho em evento técnico-científico, com autoria individual ou coautoria, com certificação;
- III. Publicação ou aceite de publicação de artigo em periódico científico qualificado, adequado;
- IV. Submissão de artigo científico em periódico qualificado em coautoria ou não com um(a) docente da UFPA;
- V. Autoria ou coautoria de capítulo de livro com comitê editorial;
- VI. Relatório de participação em projeto de pesquisa com cumprimento integral do plano de iniciação científica anual concluído (PIBIC e PIVIC) na condição de bolsista ou voluntário(a), desde que essa atividade não tenha sido utilizada para crédito de outra componente curricular;
- VII. Relatório de participação em projeto de extensão com plano de trabalho anual concluído (PIBEX), na condição de bolsista ou voluntário(a), desde que essa atividade não tenha sido utilizada para crédito de outra componente curricular;
- VIII. Produção Audiovisual;
- IX. Relatório de projetos especiais ou de projeto de intervenção.

Parágrafo único: Outras modalidades poderão ser utilizadas, em conformidade com a área de conhecimento, desde que o Conselho da subunidade aprove, considerando, sempre que possível, as Diretrizes Curriculares Nacionais do curso, a Resolução nº



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE GRADUAÇÃO

4.399-CONSEPE e a presente Instrução Normativa.

Art. 5º Para fins de execução do que refere a presente Instrução Normativa, o(a) discente apto(a) a concluir seu curso fará sua matrícula na componente curricular referente ao TCC normalmente.

Art. 6º A subunidade acadêmica analisará a solicitação do(a) discente e realizará o procedimento de matrícula, designando-lhe um(a) docente orientador(a).

Art. 7º Discente e docente – orientado(a) e orientador(a) – deverão definir conjuntamente a forma pela qual o(a) discente deverá apresentar seu TCC.

Art. 8º Definida a forma de apresentação do TCC, o(a) discente deverá encaminhar à Coordenação de Curso/Direção da Faculdade a solicitação de crédito em TCC, até o encerramento do 4º período letivo de 2022, contendo os seguintes documentos:

- I. Requerimento preenchido (Anexo I);
- II. Documento comprobatório de cumprimento do requisito em uma das modalidades de atividades descritas no Art. 4º.

§ 1º A solicitação deve ser realizada de forma individual, mesmo que a atividade tenha sido realizada por mais de um(a) discente;

§ 2º Os documentos necessários à comprovação, referente às atividades do Art. 4º estão descritos no anexo II da presente instrução.

Art. 9º É recomendado facultar a realização de defesa de TCC, todavia as subunidades poderão autonomamente decidir sobre o procedimento.

Art. 10 Caberá à subunidade a constituição de banca(s) para avaliação da(s) atividade(s) submetidas a crédito do TCC.

§ 1º As subunidades acadêmicas poderão regulamentar a dispensa da defesa, limitando o julgamento à emissão, por membro da banca examinadora, com parecer e status "Aprovado" ao tipo de produção acadêmica indicada pelo(a) discente.

§ 2º Considerando-se a ocorrência de defesas, a subunidade deverá organizar as jornadas de defesa com divulgação de data, horário e local indicados, observando os prazos definidos no calendário acadêmico.

§ 3º As apresentações de TCC dos cursos de graduação em suas diferentes modalidades poderão ser realizadas de forma não-presencial (forma remota), utilizando plataformas de tecnologia da informação e comunicação (Google Meet, Microsoft Teams, RNP, etc), com o tempo mínimo de 10 e máximo de 20 minutos para apresentação do trabalho.

Art. 11 Cada membro da Banca Examinadora deverá receber uma cópia eletrônica da atividade a ser creditada para leitura e avaliação em até sete dias antes da data prevista



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE GRADUAÇÃO

para a sua apresentação.

Art. 12 Caberá ao(à) docente orientador(a) ou professor(a) responsável pelo componente curricular TCC realizar o lançamento do conceito final no SIGAA.

Art. 13 Casos omissos serão dirimidos pela PROEG e as dúvidas podem ser encaminhadas para o e-mail daad@ufpa.br.

Art. 14 Esta Instrução Normativa permite a flexibilização dos projetos pedagógicos dos cursos e de suas normas complementares no que se refere ao TCC, no período entre a sua aprovação e o encerramento do 4º período letivo de 2022, respeitando o planejamento previsto no Calendário Acadêmico de 2022.

Art. 12 Esta Instrução Normativa entra em vigor na data de sua publicação.

Belém, 07 de junho de 2022.

Profa. Dra. Marília de Nazaré de Oliveira Ferreira  
Pró-Reitora de Ensino de Graduação

## **AGRADECIMENTO**

Agradeço

Primeiro à Deus por me ajudar a chegar até aqui sem nunca desistir dos meus sonhos.

Ao meu Avó/Pai Edson da Silva Amaral (in memoriam) por sempre me ajudar nos meus estudos e ser um exemplo de vida, uma grande profissional (eterno professor Amaral).

A minha Mãe Elizabeth Maria Araújo Santos por ter dado todo apoio emocional, material e ter acreditado em mim desde o início dos meus estudos, obrigado por tudo minha Amazona.

Ao meu professor orientador Dr. Cláudio Regis Dos Santos Lucas por acreditar em mim e ter me dado todo suporte, dedicação e contribuição durante a minha pesquisa e experimento.

Ao meu coorientador Eng. Felipe Pereira de Souza, por toda paciência e dedicação durante a minha pesquisa no laboratório.

Aos meus colegas de pesquisa do Laboratório Ciência e Engenharia de Petróleo, por todo apoio e parceria.

Ao meu grupo de estudo “Qualquer Coisa” por toda parceria, apoio e conselhos sobre a vida profissional e acadêmica.

Ao meu grupo do laboratório de química, pelo apoio nos momentos difíceis durante os relatórios.

Ao meu amigo Franciney e sua família que me acolheram, apoiaram e me incentivaram a não desistir em um momento de grande dificuldade.

Por fim, mas não menos importante, ao meu namorado Tobias Santana dos Santos, por todo apoio emocional e por ser alguém que me faz ser melhor a cada dia.