

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



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

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE COMPARATIVA MULTIESCALAR DA POROSIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

AUTORES:

alyneduarte7@gmail.com, Alyne Duarte Vidal¹, Marcus Vinicius Berao Ade¹, Hernani Aquines Fernandes Chaves¹, Adna Grazielly Paz de Vasconcelos², Caroline Henrique Dias², Inácio Figueiredo Borges², Luiz Landau²

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Estadual do Rio de Janeiro, ²Universidade Federal do Rio de Janeiro

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

ANÁLISE COMPARATIVA MULTIESCALAR DA POROSIDADE DE ROCHAS CARBONÁTICAS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Abstract

The Santos Basin is one of the main hydrocarbon exploration and production basins, receiving large investments in research in recent years. In this work, some samples of the central portion of the Santos Basin were studied, comparing the results of traditional petrophysics (conventional and well logs) with the new digital technique that is being increasingly used to predict petrophysical properties. In this sense, the present work proposes the development of a petrophysics model that represents the porous environment of the carbonate rocks and allows the prediction of the properties. In order to do so, two pore analyzes generated with different spatial resolutions are used: the analysis associated to the pores from the sub sample of the sample (coarse scale) with the analysis associated with the pores from the plugs. The integration between the different scales studied occurred as follows, the result obtained through conventional petrophysics will be compared with the fine scale, both from plugs. The comparison of the coarse scale that comes from the sample, will be compared with the results obtained by well petrophysics, where the electrical profiles were analyzed.

Introdução

A porosidade nas rochas é objeto de estudo de geocientistas devido a diversas implicações genéticas e exploratórias, com isso uma melhor e mais confiável caracterização desta propriedade vem motivando a busca por técnicas mais precisas. Segundo *Fernandes et al* (2009), a microtomografia computadorizada de raios X (micro-CT) permite a análise tridimensional dos poros em microescala, além de quantificações automatizadas no volume. A integração entre os conhecimentos pré-existentes neste campo e a formulação de uma caracterização do espaço poroso de petrofácies visa gerar resultados que contribuam para exploração e exploração de hidrocarbonetos no reservatório. Um prévio conhecimento do reservatório permite que sejam evitados gastos desnecessários em regiões ou zonas do campo em que a relação custo benefício pode não ser favorável. Neste trabalho, a região estudada localiza-se na porção central da Bacia de Santos, cujo reservatório tem origem em ambientes lacustres com influência marinha, constituídos por rochas carbonáticas depositadas no pré-sal. Neste sentido, o trabalho objetiva analisar a porosidade destes carbonatos através da caracterização da petrofísica e por meio de análises de imagens de tomografia. Além destas caracterizações, a petrofísica de perfis elétricos de poços foi utilizada, com o intuito de comparar os dados obtidos das novas técnicas por tomografia de raios X e as técnicas tradicionalmente usadas, e assim, obter uma correlação da porosidade em diferentes escalas, demonstrando as diferenças nos arcabouços porosos dessas rochas.

Metodologia

As amostras usadas são oriundas de um campo localizado na porção central da Bacia de Santos, onde foram estudados 6 plugues e 6 sub amostras de testemunhos. As sub amostras foram retiradas das mesmas profundidades, nas quais os plugues foram extraídos, apresentando assim, as mesmas características faciológicas. Tendo em vista a heterogeneidade no espaço poroso das rochas carbonáticas, faz-se necessário a caracterização em diferentes escalas de resolução, de forma a obter um intervalo de tamanhos de poros que seja representativo do meio.

Para isso, são realizadas duas análises de poros geradas com resoluções espaciais diferenciadas: 1. a análise associada aos poros provenientes da sub amostra do testemunho foi nomeada de escala grossa, enquanto que 2. a análise associada aos poros provenientes dos plugues foi nomeada de escala fina. A integração entre as diferentes escalas estudadas, ocorre da seguinte forma; o resultado obtido através da petrofísica básica (laboratorial) será comparada com a porosidade digital de maior resolução (escala fina), ambos oriundos de análises em plugues. A comparação da escala grossa proveniente do testemunho, será comparada com os resultados obtidos pela petrofísica de poço, onde foram analisados os perfis elétricos (Sônico, RHOB e NPHI). A Figura 1 representa ao fluxograma da metodologia seguida neste estudo.

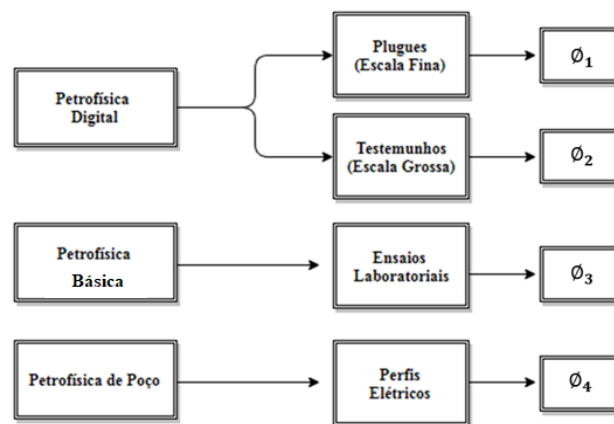


Figura 1: Representação esquemática da metodologia utilizada nesta pesquisa.

A combinação destas informações provenientes das escalas grossas e finas permitem uma caracterização mais ampla das amostras por meio da comparação dos dados obtidos pelo método laboratorial e da análise de perfis elétricos.

Resultados e Discussão

Os valores de porosidade aquisitados em plugues (escala fina), foram maiores que os valores obtidos para as sub amostras do testemunho (escala grossa) (Gráfico 1).

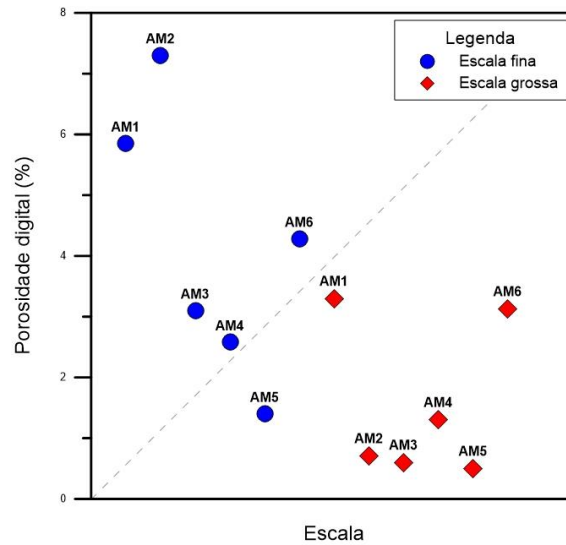


Gráfico 1: Comparação entre as porosidades das escalas fina e grossa obtidas em relação as suas escalas

Todas as amostras apresentam valores de porosidades estimadas na escala grossa (testemunho) menores (menos da metade) do que a porosidade na escala fina (plugues). Isto indica que parte dos microporos presentes nas sub amostras (testemunhos) não foram visualizados durante o imageamento, assim, as análises em escala fina (amostras dos plugues) possuem maior resolução permitindo a identificação de pequenos poros e consequentemente valores maiores de porosidade do que as sub amostras dos testemunhos. A tabela 1, apresenta os resultados obtidos da escala grossa e fina, a porosidade laboratorial e suas razões estimadas em relação a escala fina.

Prof. (m)	Amostras	$\varnothing_{Grossa}$ (%)	$\varnothing_{Fina}$ (%)	$\varnothing_{Lab}$ (%)	Razão $\varnothing_{Fina}/\varnothing_{Grossa}$	Razão $\varnothing_{Lab}/\varnothing_{Fina}$
5090,52	AM 1	3,3	5,8	10,7	1,8	1,9
5092,14	AM 2	0,7	7,3	13,6	10,4	1,9
5092,81	AM 3	0,6	3,1	16,3	5,2	5,2
5099,36	AM 4	1,3	2,6	11,2	2,0	4,3
5101,34	AM 5	0,5	1,4	5,9	2,8	4,2
5102,77	AM 6	3,1	4,3	12,5	1,4	2,9

Tabela 1: Percentuais de Porosidade ($\varnothing$) e suas razões Porosidade Fina/Porosidade Grossa ($\varnothing_{Fina}/\varnothing_{Grossa}$) e Porosidade Laboratorial/Porosidade Fina ($\varnothing_{Lab}/\varnothing_{Fina}$)

Na tabela 1, as porosidades aumentam da escala grossa para a laboratorial com razões $\varnothing_{Fina}/\varnothing_{Grossa}$ e $\varnothing_{Lab}/\varnothing_{Fina}$ variam de 1,4 a 10,4 e 1,9 a 5,2 respectivamente. Isso ressalta bem as diferenças entre as medidas de porosidade em uma mesma amostra, obtidas em diferentes escalas. Nos casos extremos, as amostras AM 2 e AM 3 tiveram suas porosidades variando em 10 vezes e 1,4 vezes entre as análises na escala fina e grossa. As razões mostram que a escala fina tem uma melhor resolução que a escala grossa e a análise laboratorial tem melhor resolução que a escala fina (gráfico 2).

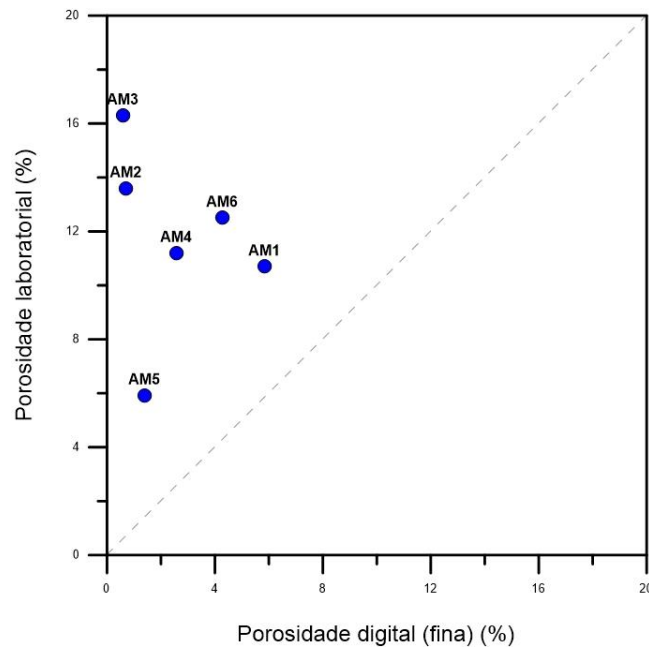


Gráfico 2: Comparação entre os resultados laboratoriais com os obtidos com as imagens de plugues

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

Estas variações podem ser explicadas pelo fato de que as medidas laboratoriais conseguem detectar microporos ainda menores que o imageamento, escala fina, não percebe, isso porque a técnica laboratorial injeta gás na amostra permitindo um completo preenchimento dos microporos e consequentemente maiores porosidades.

Gaspari *et al.* (2004) explicam que, o fato de as imagens não possuírem resolução suficiente para detecção do menor tamanho de poro contribuem para resultados quantitativos mais baixos do que aqueles obtidos por métodos quantitativos experimentais. Este fato corrobora com as observações deste trabalho. Gaspari *et al.* (2004) consideram a técnica de micro-CT confiável para análise de porosidade e permeabilidade intrínseca em rochas. Os resultados de porosidade adquiridos em perfis elétricos (acústico, neutrão e densidade) mostraram-se muito semelhantes entre eles (tabela 2).

Prof (m)	Amostras	Ø Acústica (%)	Ø Neutrão (%)	Ø Densidade (%)	Média	Ø Lab (%)	Ø Grossa (%)	Ø Fina (%)
5090,52	AM 1	12,2	11,3	12,3	12,0	10,7	3,3	5,8
5092,14	AM 2	14,5	13,9	15,0	14,5	13,6	0,7	7,3
5092,81	AM 3	12,8	11,0	13,6	12,5	16,3	0,6	3,1
5099,36	AM 4	7,4	4,4	7,1	10,2	11,2	1,3	2,6
5101,34	AM 5	6,9	3,4	7,9	6,0	5,9	0,5	1,4
5102,77	AM 6	8,2	9,5	9,2	8,0	12,5	3,1	4,3

Tabela 2: Comparação entre as porosidades encontradas através de perfis elétricos, laboratoriais e imagens escala grossa e fina.

Quando comparados com as obtidas através dos ensaios laboratoriais a máxima e a mínima variação foi de 0,2% a 4%, respectivamente, e em relação as porosidades escala grossa e fina os valores foram bem maiores. Para uma análise comparativa mais aprofundada, todos os dados obtidos neste trabalho foram comparados entre si em função das escalas pertencentes (gráfico 4).

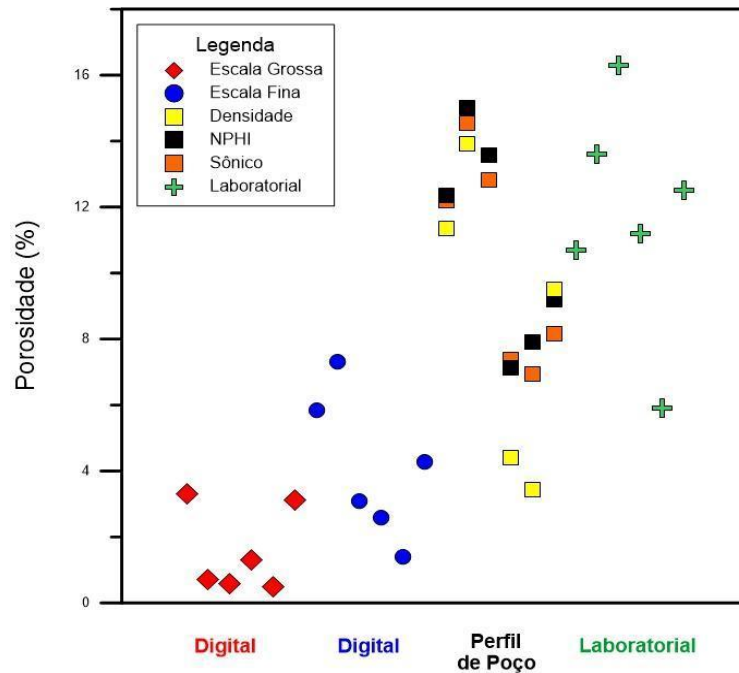


Gráfico 4: Comparação entre todos os dados de porosidade obtidos em função das suas escalas

O gráfico 4 mostra perfeitamente que a porosidade aumenta da técnica digital da escala grossa para a laboratorial. Dessa forma, a discrepância entre os resultados ocorre devido às diferentes escalas de percepção que cada técnica possui, ou seja, a escala grossa não identifica poros muito pequenos ao passo que, em oposição à laboratorial apresenta uma melhor resolução na identificação de espaço poroso muito pequenos.

Conclusões

As rochas carbonáticas são conhecidas por apresentarem um sistema poroso heterogêneo e altamente complexo. A variação na porosidade é extensa e a observação em apenas uma escala de resolução espacial não é representativa da amostra, visto que com o aumento da resolução, percebe-se um aumento da porosidade. Os valores da porosidade digital variaram de 0.5% a 3.3% na escala grossa, de 1.4% a 7.3% na escala fina, nos perfis em relação ao valor médio de 6% a 14%, e na laboratorial de 5,9 a 16,3%.

Para carbonatos é conveniente fazer análises conjuntas entre duas ou mais escalas de observação, obtendo com isso, um conhecimento mais amplo sobre a estrutura porosa presente neste tipo de reservatório além de resultados mais confiáveis. O aumento da resolução implicou em uma melhor avaliação da porosidade.

$$\phi_{\text{GROSSA}} < \phi_{\text{FINA}} < \phi_{\text{PERFIL}} < \phi_{\text{LAB}}$$

Maior Resolução $\Rightarrow$ Maior Identificação do espaço poroso $\Rightarrow$ Maiores Porosidades

A microporosidade não pode ser detectada na escala grossa, devido as resoluções insuficientes com as quais foram aquisitadas. Porém, identificou-se regiões de microporos, mesmo que pequena, em amostras de maiores resoluções (escala laboratorial).

A partir das comparações entre as técnicas tradicionais e as novas técnicas para obtenção da porosidade, percebe-se que para uma caracterização e identificação do espaço poroso, a utilização de várias escalas faz-se necessário para que as simulações ou modelagens dos reservatórios sejam mais realistas em relação a variável petrofísica conhecida como porosidade.

Agradecimentos

Os autores agradecem a PETREC - Petroleum Research and Technology e a COPPE/UFRJ pela disponibilização das rochas e plugues para realização deste estudo.

Referências Bibliográficas

FERNANDES, J. S., APPOLONI, C. R., FERNANDES, C. P., 2009, Determinação de parâmetros microestruturais e reconstrução de imagens 3D de rochas reservatório por microtomografia de raios X, Revista Ciências Exatas e Naturais, v.11, nº1

GASPARI H.C., FERNANDES C.P., PHILIPPI P.C., RODRIGUES C.R. O. 2004. Determinação Computacional da Permeabilidade de Rochas Reservatório. In: Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, 3, Anais, p. 1-6.