

Determinação de propriedades petrofísicas de rochas via simulação. Um caminho interdisciplinar

(*Determination of petrophysical properties of rocks via simulation. An interdisciplinary way*)

A.R. Cunha¹, A.C. Moreira, D.P. Kronbauer, I.F. Mantovani, C.P. Fernandes

*Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas,
Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, Brasil*
Recebido em 12/10/2011; Aceito em 23/6/2012; Publicado em 10/12/2012

No presente trabalho, tratamos de um problema vindo das ciências aplicadas, a potencialização da extração petrolífera, com o objetivo de destacar seu caráter interdisciplinar. Acompanhamos as principais etapas da determinação de parâmetros petrofísicos de rochas via simulação de fenômenos físicos. Intentamos a exposição dos conceitos pertinentes e nos referimos à literatura para detalhes técnicos específicos. A importância dos ensaios experimentais no desenvolvimento de algoritmos simulatórios, assim como a relevância da colaboração de profissionais de diferentes áreas para uma pesquisa científica abrangente são abordados em uma breve discussão no final do texto. A intenção é mostrar a amplitude das aplicações da física, discutindo as aproximações e limitações da descrição do problema em questão.

Palavras-chave: ensino de física, interdisciplinaridade, física aplicada.

In this paper, we study the problem of oil extraction from a perspective of the applied sciences with the aim to highlight the interdisciplinarity of this subject. We follow the main stages of the determination of petrophysical rock parameters *via* simulation of physical phenomena. We restrict the presentation of relevant concepts and refer to the literature for specific technical details. The importance of experimental trials in developing simulations, as well as the importance of the collaboration of professionals from different areas for a comprehensive scientific research are addressed in a brief discussion at the end of the text. The intention is to show the breadth of applications of physics, discussing the approximations and limitations of the description of the discussed problem.

Keywords: physics teaching, interdisciplinarity, applied physics.

1. Introdução

Interdisciplinaridade é uma das palavras utilizadas no vocabulário que guia as novas tendências das instituições brasileiras de ensino superior. Sua expressividade pode estar vinculada ao fato de as universidades desempenharem papel central no competitivo cenário econômico de nossa sociedade tecnológica. Entretanto, a materialização de tal conceito a ponto de gerar produtos ou processos digeríveis por essa sociedade raramente ocorrem.

Apesar dos aspectos econômicos e financeiros relacionados à execução de qualquer projeto tecnológico extenso contribuírem decisivamente para sua existência e desenvolvimento, gostaríamos de, nas seguintes linhas, nos ater a uma outra questão: o domínio das diferentes ciências que convergem para um lugar comum, sendo assim, capazes de alcançar problemas presentes no cotidiano não acadêmico.

¹E-mail: cunha@lmpt.ufsc.br.

A ideia deste artigo é exemplificar o contexto acima para o caso específico da determinação de propriedades petrofísicas de rochas via simulação, destacando, para tanto, alguns pontos que tangenciam as formações dos autores.

2. Parâmetros petrofísicos de rochas

Em algumas ciências aplicadas – como geologia, hidrologia, engenharias de petróleo e ambiental – esforços são empregados para se conhecer as propriedades de rochas e solos. Vejamos como a necessidade dessas propriedades está associada ao caso da exploração de petróleo.

2.1. Indústria de petróleo

Podemos iniciar a motivação das atividades petrolíferas com a seguinte pergunta: como extrair o fluido do local onde se encontra? Mais precisamente, essa extração

ocorre por meio de uma expulsão. Água do mar, o próprio gás natural ou mais recentemente CO₂ costumam ser usados para realizar essa expulsão. A escolha dessas substâncias é motivada por sua abundância no local de extração e pelo baixo custo, além das intenções ecológicas como no caso do gás carbônico.

No caso em questão, temos interação entre dois fluidos e um sólido (água do mar, petróleo e rocha).² Para determinada configuração de componentes, a rocha geralmente possui mais “afinidade” com o petróleo se comparada à água do mar. Então, diz-se que o petróleo *molha* a rocha, *i.e.*, é o fluido *molhante*. Em contrapartida, a água do mar é chamada de fluido *não molhante*.

Quando a água do mar é injetada para efetuar a

expulsão do petróleo, ela não o faz de modo eficaz, ocorrendo a formação de bolhas dos hidrocarbonetos. Isso, por sua vez, diminui o controle e o rendimento na exploração do petróleo. A essa porção retida no interior da rocha, damos o nome de *petróleo residual* (ver Fig. 1).

Esse comportamento nos faz questionar sobre como se dá a migração de dois ou mais fluidos no interior da rocha, *i.e.*, desejamos conhecer a *permeabilidade relativa* do material para os fluidos em questão. A permeabilidade relativa é a grandeza que quantifica o quanto um material permite o fluxo de um fluido em seu interior mediante a presença de um outro fluido.

Deslocamento de fluidos imiscíveis

(Invasão do fluido NÃO molhante)

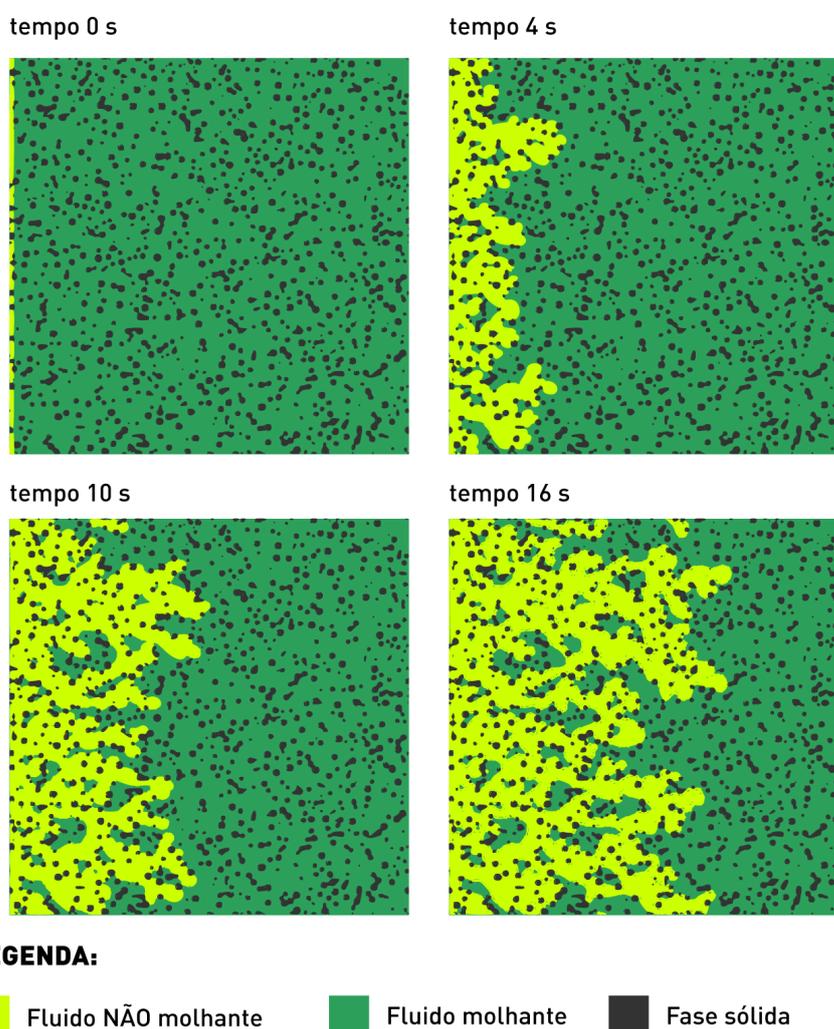


Figura 1 - Deslocamento de fluidos imiscíveis. Simulação de deslocamento de fluidos imiscíveis utilizando o método de *Lattice Boltzmann* (cortesia de L.O.E. Santos). Durante a migração de um dos fluidos, pode-se observar a formação de bolsões do outro, que são equivalentes ao petróleo residual.

²Obviamente, estamos considerando os constituintes do sistema de maneira simplificada, haja visto que a palavra petróleo designa um variedade de hidrocarbonetos e a rocha envolvida pode possuir estrutura bastante heterogênea.

Em uma abordagem teórica, a determinação da permeabilidade relativa exige a simulação de um escoamento multifásico no interior da rocha ou solo (meio poroso), encontrando limitações tanto na modelização quanto no caráter computacional devido a complexidade da estrutura porosa. Este último fato pode ainda ser agravado quando lidamos com métodos numéricos que trabalham abaixo da escala macroscópica, como por exemplo o modelo de gás em rede de Boltzmann (em inglês, *Lattice Boltzmann*) [34].

Dessa forma, resta-nos a alternativa de buscar um resultado simplificado: inferir via simulação a *permeabilidade absoluta* da rocha, *i.e.*, uma propriedade que depende de apenas um fluido, ou seja, lidar com a simulação de um escoamento monofásico. Naturalmente, estamos partindo em busca de uma informação menos precisa. Apesar disso, tomemos como motivação um oportuno pensamento (atribuído ao matemático John Tukey): “É melhor ter uma resposta aproximada à pergunta certa do que ter uma resposta exata à pergunta errada.” [30].

Não estamos nos atendo à capacidade de previsão de um valor estimado, estamos, no entanto, buscando um guia rápido e barato para encurtar os caminhos experimentais. Algumas medidas de permeabilidade relativa em rochas carbonáticas podem chegar a mais de dez meses! Estamos nos referindo ao fato de que em complexas atividades extrativistas, o estudo quantitativo não é capaz de substituir a realização de experimentos. Porém a compreensão preliminar dos objetos e fenômenos envolvidos é necessária para a tomada de decisões conscientes. Além disso, a construção de modelos físicos simplificados tem sua utilidade para avaliar nossa capacidade de descrição de um fenômeno, etapa que, quando cumprida, deve evoluir para próximo do problema real.

3. A solução via análise de imagens

Em alguns casos, o desempenho dos experimentos constitui-se em uma demorada atividade, motivando a busca de novos caminhos. Neste sentido, o uso de técnicas de análise de imagens têm se mostrado uma ferramenta para as referidas ciências.³ Sua utilização é adequada para satisfazer algumas das necessidades citadas, e possui como vantagens:

1. Uniformidade e repetibilidade das análises.
2. Redução de custos se comparado aos métodos experimentais.
3. Determinados parâmetros das rochas só podem

ser obtidos diretamente a partir da imagem. Esses parâmetros estão relacionados com a conectividade da estrutura porosa e com a geometria dos poros ou grãos.

4. Obtenção de vários parâmetros através da mesma amostra.

Seu uso para caracterização de materiais porosos se posiciona em meio a diversas outras etapas, conforme descrito abaixo:

1. obtenção e preparação da amostra.
2. captura das imagens do material.
3. análise e processamento de imagens: caracterização da microestrutura porosa.
4. Simulação de algum fenômeno físico, o qual permite a determinação de outras propriedades, tais como permeabilidade e condutividade elétrica.

Passemos agora, a uma breve descrição desses tópicos.

3.1. Obtenção e preparação da amostra

A retirada de amostras constitui-se em uma cara tarefa para indústria de petróleo. Esse fato é agravado quando se trata da recente exploração da camada do pré-sal. Das rochas testemunhos são retiradas partes menores conhecidas pelo nome de *plugues*.

Neste ponto, pode-se tomar dois caminhos. Se a tecnologia de captação da imagem for 2D (microscopia ótica, por exemplo), são extraídas lâminas a partir dos plugues (Fig. 2). Alternativamente, há aproximadamente duas décadas, surgiu uma maneira que permite a extração direta de imagens 3D a partir de pequenas amostras dos plugues (Fig. 3). Trata-se da microtomografia de raios-X.

Quando se deseja estimar um volume poroso baseando-se nas informações 2D, faz-se necessário um passo adicional durante a análise de imagens: a chamada *modelização 3D*, na qual se constrói uma estrutura 3D baseando-se nas propriedades estatísticas da imagem 2D obtida. Apesar do avanço proporcionado pela direta obtenção de imagens 3D, os métodos de modelização constituem-se ainda em uma importante linha de pesquisa [1, 12, 20, 23, 31], principalmente pelo fato da microtomografia de raios-X possuir lenta difusão, tendo em vista seus altos custos. Além disso, há casos em que a microtomografia não atinge uma resolução espacial suficiente, sendo necessário a utilização de outras técnicas de imageamento 2D com uma posterior modelização 3D.

³Naturalmente, o ramo de análise e processamento de imagens possui seus próprios limites [27, 29]. No entanto, queremos nos ater às suas qualidades.

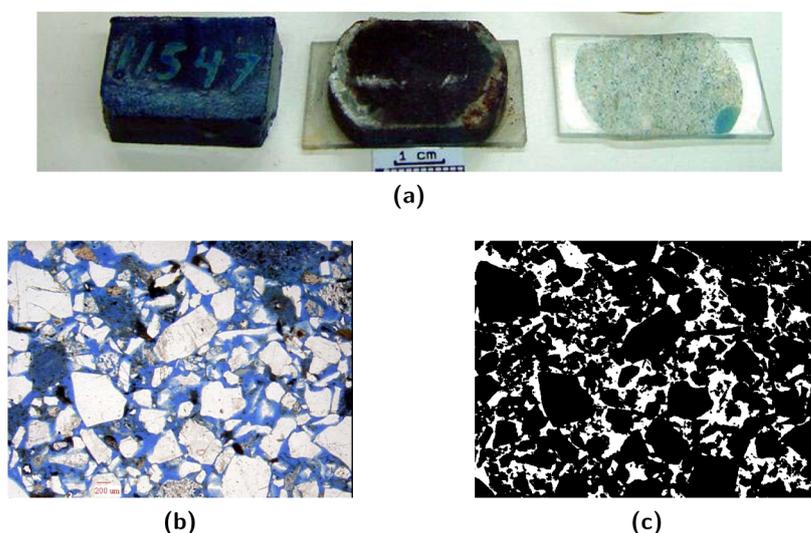


Figura 2 - Exemplo de obtenção de uma imagem 2D. As figuras acima resumem as fases de captação de imagens 2D: a) Sequência de preparação de uma lâmina. b) Imagem colorida de uma seção plana de uma rocha reservatório obtida por microscopia ótica com resolução de $7,84 \mu\text{m}$. A substância em azul é uma resina com corante injetada com o intuito de conferir estabilidade estrutural ao material e contraste ótico. c) Binarização da imagem ao lado (com fase poro em branco) (fonte: Ref. [11]).

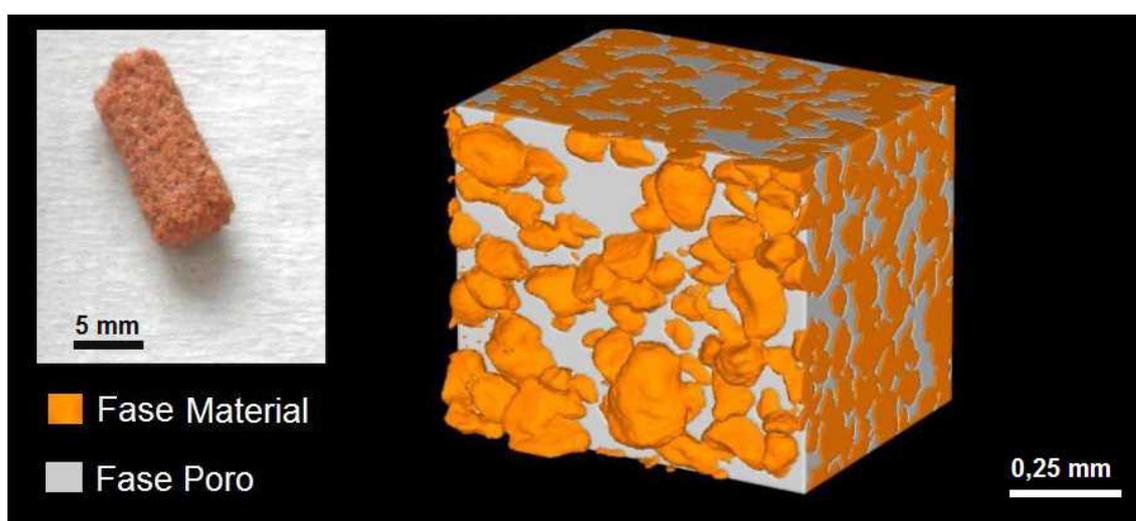


Figura 3 - Exemplo de imagem 3D obtida por microtomografia de raios-X.

3.2. Microtomografia de raios-X

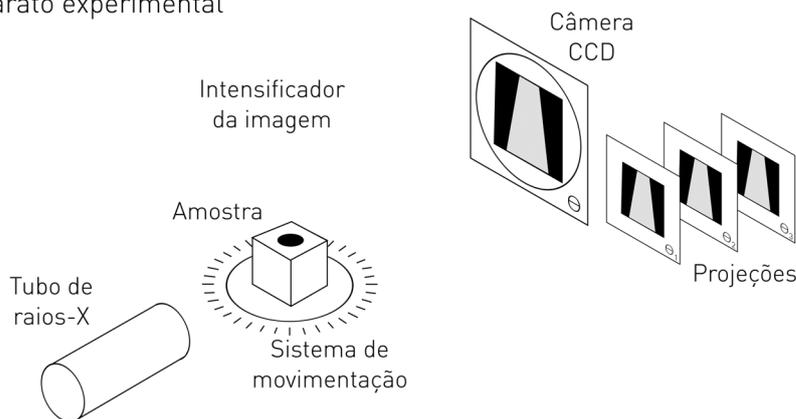
A microtomografia computadorizada por *transmissão* de raios-X ($\mu\text{-CT}$) é uma técnica que mede variações de densidade e número atômico de um material por meio do fenômeno de absorção da radiação emitida sobre o material [22]. Ao atravessar o meio em questão, a intensidade da radiação é atenuada e satisfaz a seguinte expressão (conhecida como lei de Lambert-Beer [2]),

$$I = I_0 e^{-\mu x},$$

onde I_0 é a intensidade da radiação incidente, μ é o coeficiente de atenuação do material em questão, e x é a espessura atravessada. O material é irradiado sob diversos ângulos (veja Fig. 4). Sendo assim, várias projeções bidimensionais serão captadas pela câmera CCD⁴ [21]. Cada ângulo fornece uma nova projeção. O algoritmo de reconstrução analisará todas as projeções e gerará um conjunto de fatias que serão empilhadas, fornecendo, dessa forma, uma imagem 3D do material averiguado.

⁴Sigla inglesa para *dispositivo de carga acoplada*.

1. Aparato experimental



2. Algoritmo de reconstrução



Figura 4 - Resumo das etapas de captação e processamento de imagens obtidas por microtomografia de raios-X (fonte: Ref. [19]).

As primeiras imagens captadas por tomografia remetem a medições de densidade de partículas de um *leito fluidizado* realizadas na década de 50 [7,28]. O pioneirismo na área médica é devido aos esforços de Godfrey N. Hounsfield e Allan M. Cormack cujos trabalhos lhes renderam o Prêmio Nobel de fisiologia/medicina de 1979. A técnica ganhou grande força na década de 80 com a criação do algoritmo de reconstrução 3D devido a [18]. E nesse período, propagou-se na área de meios porosos para satisfazer as necessidades de pesquisas em caracterização microestrutural, inclusive as da indústria do petróleo, revelando-se uma valiosa ferramenta [14,33].

3.3. Processamento de imagens

A realização da simulação de escoamento diretamente na imagem 3D gerada pelo microtomógrafo pode ser efetuada com um mínimo de tratamento (filtros para correção de artefatos indesejados e segmentação binária, por exemplo). Apesar dessa abordagem ser relativamente acurada, o custo computacional é alto [32]. Por isso, são desenvolvidos modelos que representem a fase porosa visando compensar tal deficiência. A essa simplificação chamamos, neste trabalho, de rede poro-ligações.

A estratégia de criar um modelo físico que represente adequadamente o meio poroso remete aos desenvolvimentos de [15–17], que devido às limitações para efetuar cálculo, criou uma associação de resistores elétricos — no qual a corrente seria o análogo do fluxo. Nesse modelo ele assumiu que a estrutura porosa 3D

poderia ser simplificada por uma rede 2D regular. [9] se opuseram a tal argumento, revelando que uma rede 2D é incapaz de descrever a interconectividade de materiais porosos.

Em outras palavras, para descrever as propriedades físicas com maior confiabilidade, faz-se necessário incorporar a complexidade da estrutura porosa. De acordo com [3], há basicamente três modos distintos para representar a fase porosa:

1. Descrever o processo sedimentar pelo qual a rocha é formada. Por exemplo, simular o arranjo de grãos por um empacotamento de esferas [8,25,26].
2. Usar as propriedades estatísticas de fatias 2D para gerar um volume 3D. Mas para que essa metodologia “concorde” com as propriedades topológicas, faz-se necessário a criação de estatísticas de múltiplos pontos [12].
3. Utilizar imagens 3D microtomográficas, e a partir dela conceber uma rede topologicamente equivalente: a rede de poro-ligações [13].

Adotamos o item *iii*, e para extrair a rede poro-ligações, escolhemos o algoritmo das bolas máximas devido a [13]. Resumidamente, a ideia é representar o espaço vazio da imagem (fase porosa) por um aglomerado de bolas. Em seguida, divide-se as esferas em dois grupos: um de poros esféricos, e outro correspondente às suas ligações em formato cilíndrico. A Fig. 5 mostra o resultado da aplicação do procedimento descrito.

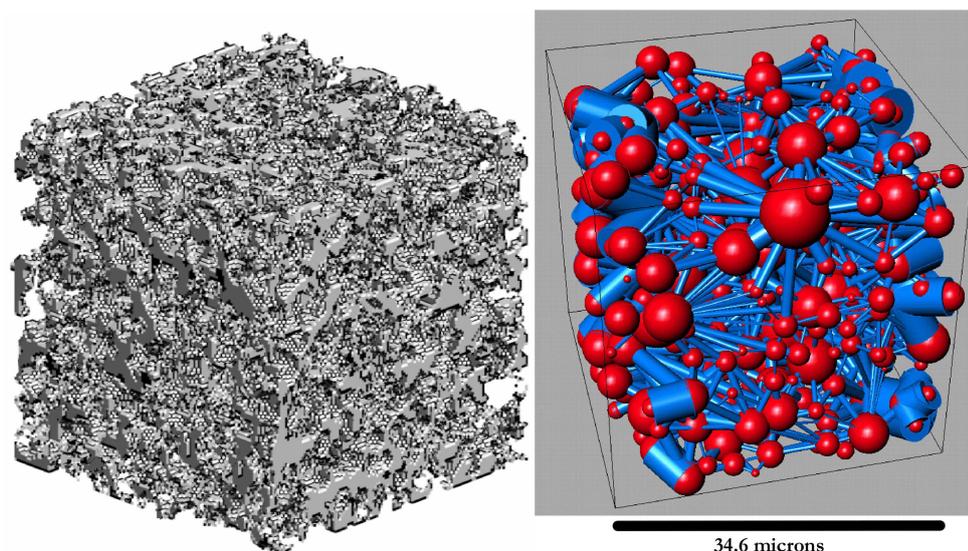


Figura 5 - Resultado da aplicação do *algoritmo das bolas máximas* (fonte: Ref. [3]).

Nessa rede, a simulação de um escoamento monofásico é simplificada. Neste caso, dispomos de um método semianalítico para o cálculo da permeabilidade absoluta [10], dispensando a realização de uma simulação ordinária,⁵ reduzindo o problema numérico à resolução de um sistema linear.

Os parágrafos acima comentam sobre uma das várias formas de se modelizar o meio poroso. Naturalmente, não é a única. Trata-se de uma área rica e diversificada em pleno desenvolvimento com correntes de pensamentos variadas. Para uma revisão recente de outros trabalhos citamos [3,32].

4. Discussão

Os poucos exemplos aqui citados – de uma possível *virtualização* analítica de rochas reservatório – nos permitem absorver a ideia de que a pesquisa em caracterização de meios porosos segue no caminho das simulações computacionais de parâmetros físicos, encontrada em vários ramos da ciência.

A informação sobre o meio poroso usada como dado de entrada para as simulações é a imagem tridimensional. A análise de imagens no espaço bidimensional pode ser amparada por modelos que permitem a projeção para o domínio tridimensional. Alguns modelos podem ser comparados a imagens 3D microtomográficas, mostrando desempenho acima do esperado [5]. O advento do imageamento microtomográfico substitui a aplicação da modelagem tridimensional. O processo de captura de imagens ganhou em fidedignidade permitindo que conexões porosas, antes modeladas, sejam exploradas com maior confiança. A microtomografia está em plena evolução, apoiando-se na nanotomografia de raios-X

como seu mais recente avanço, mesmo que ainda pouco disponível.

A microscopia eletrônica de varredura e a metalografia óptica ainda são as técnicas de imageamento mais difundidas no meio acadêmico e superam a microtomografia na resolução espacial de imagem atingida. Algumas amostras de rochas reservatório, possuidoras de poros na escala do angstrom, necessitam da união de diferentes técnicas de captura de imagens para a composição de sua imagem tridimensional. Programas computacionais com algoritmos que unem informações de imagens bidimensionais com alto grau de resolução a imagens tridimensionais provenientes da tomografia (fazendo com que as necessidades inerentes de cada metodologia sejam amparadas pelas qualidades da outra) já são uma realidade [6].

Vale lembrar que a evolução da simulação necessita da experimentação física. Um evento físico não pode ser modelado ou simulado sem que pelo menos uma noção de seu comportamento seja conhecida.

As fontes de pesquisa para esse conhecimento precisam ser inúmeras e interdisciplinares. A convergência para um senso comum de diferentes linguagens científicas tem o propósito de suprir esse conhecimento com dados que *a priori* podem caracterizar a estrutura estudada e também fornecer condições para que os modelos sejam criados. Este trabalho tem o intento de fornecer ao leitor, principalmente estudantes, de que em alguns ramos de trabalho a ciência está evoluindo para uma convergência de valores que vai muito além das grades curriculares.

⁵Como simulação ordinária queremos nos referir, por exemplo, à resolução das equações de movimento de Navier-Stokes pelo método dos volumes finitos, ou ainda, aos modelos da gás em rede, como o *Lattice Boltzmann*.

5. Muito além das grades curriculares...

O decorrente crescimento mundial no âmbito das inovações tecnológicas, voltadas em parte à geração de subsídios para um planeta a cada dia mais populoso [24], encontrou na extração petrolífera uma solução rápida, apesar de poluente e cara, para suprir suas necessidades energéticas.

Fato positivo desta solução é o aumento da intervenção multidisciplinar científica que moderniza e potencializa a extração do petróleo, muitas vezes encontrado em locais distantes e de difícil acesso.

A prospecção de um possível poço e a retirada de seu petróleo (e/ou gás natural) vai desde sua perfuração, passando pela amostragem da rocha, preparação, realização de medidas analíticas e determinação de parâmetros físicos, interpretação dos resultados até a aplicação dos conhecimentos adquiridos para uma melhoria na extração. Todo esse procedimento é avaliado e acompanhado por profissionais das mais diferentes áreas. Além da análise geológica da região a ser explorada, a engenharia desempenha importante papel no processo. Engenheiros de diferentes áreas aplicam seus conhecimentos desde técnicas de perfuração de poços até a compreensão dos efeitos capilares do escoamento fluídico do óleo pelos poros da rocha. As mais distintas pesquisas são realizadas nas amostras adquiridas: avaliação do meio poroso como um todo, ensaios petrofísicos para a observação do escoamento de fluidos, caracterização química e mineralógica, entre outros, que são realizados em suma por químicos, geólogos, engenheiros, físicos e biólogos. A caracterização estrutural realizada através de simulações em imagens 3D (argumentada e exemplificada neste texto), que além dos físicos e engenheiros, tem a atuação direta de matemáticos e profissionais da tecnologia computacional. Todas as áreas científicas citadas atuam no desenvolvimento deste ramo energético mundial, a extração petrolífera.

A interdisciplinaridade encontra na sinergia dos diferentes ramos de pesquisa ânimo necessário para a superação das dificuldades provenientes de diferentes termos técnicos e linguagens afeiçoadas a cada área de trabalho. O resultado mais saliente desta grande mistura é a aglomeração de conhecimentos variados, que contribui não somente para o fim desejado (melhorias técnicas na extração de petróleo), mas também para a evolução da ciência.

6. Conclusão

Nas páginas anteriores buscamos a exposição do problema de se determinar as propriedades petrofísicas de rochas com o intuito de exemplificar a pesquisa interdisciplinar.

Apesar da aparente simplicidade conceitual – pois era nosso objetivo contemplar os principais estágios –,

a resolução desses problemas reserva seus desafios. Esperamos que com a diversidade de tópicos abordados, conseguimos comunicar os meandros daqueles que trabalham com ciências aplicadas e engenharia.

Conforme salientamos na introdução, o custo para realização de uma pesquisa dessa envergadura pode ser alto, e à primeira vista, todos os desafios poderiam lançar dúvidas quanto à capacidade de realização do projeto, inibindo, assim, o potencial de aposta de um possível investidor. Apesar de todos os obstáculos, os resultados obtidos em ágil período compensam tais limitações.

Além disso, a quantidade de subprodutos que uma pesquisa pluridisciplinar é capaz de gerar pode superar o capital inicial investido em todos os aspectos: recursos humanos, comercialização de produtos e processos, divulgação de conhecimento, para enfim gerar bem-estar social.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES e ao Programa de Pós de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina.

Referências

- [1] P.M. Adler, C.G. Jacquin and J.A. Quiblier, *Int. J. Multiphase Flow* **16**, 691 (1990).
- [2] S. Akin and A.R. Kavscek, *Int. J. Multiphase Flow* **16**, 691 (1990).
- [3] A.S.Z. Al-Kharusi, *Pore-scale Characterization of Carbonate Rocks* (Imperial College London, Londres, 2007).
- [4] C.R. Appoloni, C.P. Fernandes and C.R.O. Rodrigues, *Nucl. Instrum. Methods. Phys. Res.* **580**, 629 (2007).
- [5] C.R. Appoloni, C.P. Fernandes and C.R.O. Rodrigues, *Nucl. Instrum. Methods. Phys. Res.* **580**, 629 (2007).
- [6] Avizo®: The 3d analysis software for scientific and industrial data, <http://www.vsg3d.com/avizo>, acessado em 20/9/2011.
- [7] R.N. Bartholomew and R.M. Casagrande, *Ind. Eng. Chem.* **49**, 428 (1957).
- [8] S. Bryant, P. King and D. Mellor, *Transport Porous Med.* **11**, 53 (1993).
- [9] I. Chatzis and F. Dullien, *J. Can. Petrol. Technol.* **16**, 97 (1977).
- [10] A.R. Cunha, *Caracterização de sistemas porosos de rochas reservatório de petróleo a partir da extração de redes poro-ligações*. Dissertação de Mestrado, Depto. Eng. Mecânica, UFSC, Florianópolis.
- [11] H.C. de Gaspari, *Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e fator de formação*. Dissertação de Mestrado, Depto. Eng. Mecânica, UFSC, Florianópolis.

- [12] A.N. Diógenes, *Reconstrução tridimensional de meios porosos utilizando técnicas de Simulated Annealing*. Tese de Doutorado, Depto. Eng. Mecânica, UFSC, Florianópolis.
- [13] H. Dong, *Micro-CT Imaging and Pore Network Extraction* (Imperial College London, Londres, 2007).
- [14] J.H. Dunsmuir, S.R. Ferguson, K.L. D'Amico e J.P. Stokes, em *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 6-9 October 1991, Dallas, Texas.
- [15] I. Fatt, *Trans AIME* **207**, 144 (1956).
- [16] I. Fatt, *Trans AIME* **207**, 160 (1956).
- [17] I. Fatt, *Trans AIME* **207**, 164 (1956).
- [18] L.A. Feldkamp, L.C. Davis and J.W. Kress, *J. Opt. Soc. Am.* **1**, 612 (1984).
- [19] J.S. Fernandes, C.R. Appoloni e C.P. Fernandes, *Rev. Cienc. Exatas Nat.* **11**, 35 (2009).
- [20] M.A. Ioannidis, M. Kwiecien e I. Chatzis, in: *Petroleum Computer Conference*, 11-14 June 1995, Houston, Texas.
- [21] J.R. Janesick, *Scientific Charge-Coupled Devices* (SPIE Publications, Bellingham, 2001).
- [22] E.N. Landisa and D.T. Keaneb, *Mater. Charact.* **61**, 1305 (2010).
- [23] Z.R. Liang, C.P. Fernandes and Magnani and P.C. Philippi, *J. Petrol. Sci. Eng.* **21**, 273 (1998).
- [24] R. Manning, *Happer's Magazine*, Fevereiro, 37 (2004).
- [25] P.E. Øren and S. Bakke, *J. Petrol. Sci. Eng.* **39**, 177 (2003).
- [26] P.E. Øren, S. Bakke and O.J. Arntzen, *SPE Journal* **3**, 324 (1998).
- [27] H. Pedrini e R. W. Schwartz, *Análise de Imagens Digitais* (Thomson Pioneira, São Paulo, 2007).
- [28] G. Peix, P. Duvauchelle and N. Freud, in *X-Ray Tomography in Material Science*, edited by J. Baruchel, J.Y. Buffière, E. Maire, P. Merle and G Peix (Hermes Science Publications, Paris, 2000), p. 15.
- [29] J.C. Russ, *The Image Processing Handbook* (CRC Press, Boca Raton, 2011).
- [30] D. Salsburg, *Uma senhora toma chá: como a estatística revolucionou a ciência no século XX* (Zahar, Rio de Janeiro, 2009), p. 190.
- [31] L.O.E. Santos, P.C. Philippi, M.C. Damiani e C.P. Fernandes, *J. Petrol. Sci. Eng.* **35**, 109 (2002).
- [32] P. Van Marcke, B. Verleye, J. Carmeliet, D. Roose and R. Swennen, *Transport Porous Med.* **11**, 53 (1993).
- [33] H.J. Vinegar and S.L. Wellington, *Rev. Sci. Instrum.* **58**, 96 (1987).
- [34] F.G. Wolf, L.O.E. Santos e P.C. Philippi, *Revista Brasileira de Ensino de Física* **28**, 167 (2006).