

Grafos Conexos e Centralidade de Intermediação: Uma Aplicação à Modelagem de Poços Multilaterais em Reservatórios Petrolíferos

Gustavo P. Oliveira, Waldir L. Roque, Moisés D. Santos, Rafael M. Magalhães
Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo - Departamento de Computação Científica
Centro de Informática – Universidade Federal da Paraíba
gustavo.oliveira@ci.ufpb.br, waldir@ci.ufpb.br, mdantas@ci.ufpb.br, rafael@dcx.ufpb.br

Resumo: Este artigo apresenta uma aplicação da centralidade de intermediação da teoria dos grafos como parâmetro para o posicionamento de poços multilaterais em reservatórios de petróleo.

Palavras-chave: grafo; centralidade de intermediação; conectividade; poços multilaterais; caracterização de reservatórios.

1. Introdução

A atividade exploratória realizada pela indústria de petróleo e gás tem por meta prospectar reservas de recursos em porções das subsuperfícies terrestre (*onshore*) e marítima (*offshore*). Juntamente com o gás natural, o chamado “ouro negro” representa mais de 50% da matriz energética global. No Brasil, em particular, o petróleo assumiu uma posição ainda mais proeminente a partir da descoberta das gigantescas reservas *offshore* do pré-sal. Por esta razão, o desenvolvimento de tecnologias voltadas à engenharia de poços para águas ultraprofundas tem sido um eixo norteador para a pesquisa aplicada à modelagem de reservatórios.

Reservas de petróleo são comprovadas através de estudos geológicos de grande porte e extensos ensaios laboratoriais, ambos complementados por simulações numéricas. No que tange à última, é praxe na indústria recorrer a modelos computacionais a fim de se prever comportamentos reais de produção com um custo incomparavelmente menor, já que estratégias otimizadas podem ser formuladas sem que haja necessidade de testes em campo.

Encontrar os melhores locais onde os poços de produção devem ser posicionados é, sem dúvidas, um dos grandes desafios da modelagem e caracterização de reservatórios como área de estudo preliminar à implantação de projetos de desenvolvimento de campo. Soluções para este problema têm sido investigadas mediante técnicas derivadas de conceitos da teoria dos grafos e de redes sociais, tais como conectividade, métricas de centralidade e fluxo, como propõem Oliveira et al. [1] e Roque et al. [2].

Devido à natureza heterogênea das formações rochosas, diversas configurações de poços precisam ser usadas para o atingimento de regiões de difícil acesso. Neste aspecto, à exceção dos poços verticais, tradicionalmente empregados no decurso da história da indústria petrolífera, surgem os conceitos de poço direcional, poço horizontal e, mais amplamente, *poço multilateral*, resultantes do notável avanço tecnológico galgado pela engenharia de poços nas atividades de perfuração, completação e produção.

Poços direcionais são aqueles perfurados em ângulo diferente de noventa graus em relação à superfície e direcionados exatamente à zona produtiva (*pay zone*). Já os poços horizontais são aqueles que possuem seções paralelas às camadas estratigráficas da subsuperfície. Algumas razões que promovem a opção por poços

horizontais em detrimento dos verticais são: (i) maximização da área de contato do poço com a região produtiva; (ii) atraso do fenômeno do “cone de água” (*coning*), devido à manutenção de uma baixa pressão de *drawdown* no reservatório e (iii) aumento de eficiência em processos de injeção para recuperação avançada de óleo.

Por outro lado, poços multilaterais, praticados em reservatórios de baixa permeabilidade, são também horizontais, mas possuem “pernas” adicionais que são arranjadas para atingir vários pontos da rocha-reservatório simultaneamente [3].

A Figura 1 mostra quatro configurações usuais de poços em campos petrolíferos, que são implementadas mediante as características da subsuperfícies. Adicionalmente, a Figura 2 apresenta alguns arranjos de poços multilaterais, a saber: *dual*, quando o poço central se bifurca em duas pernas; *empilhado*, quando mais de uma perna é armada em camadas sobrejacentes; *radial*, quando o poço central possui canalizações dispostas radialmente; e “*espinha-de-peixe*”, quando o poço central é subsequencialmente ramificado. Além destes, outros arranjos derivados existem.

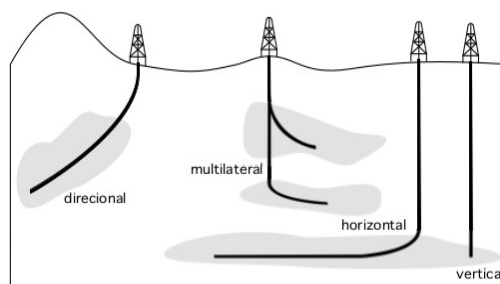


Figura 1. Exemplos de configurações de poços de petróleo montadas ao longo da subsuperfície.

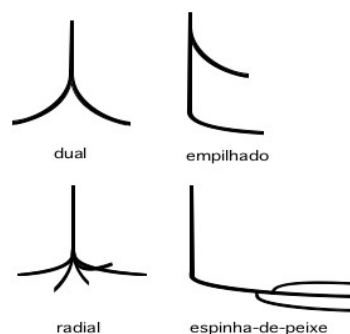


Figura 2. Diferentes arranjos de poços multilaterais.

Este artigo tem o objetivo de apresentar uma aplicação da centralidade de intermediação da teoria dos grafos [4] como parâmetro para a determinação de caminhos de interseção de fluxo e indicação de prováveis direções em relação às quais poços direcionais e multilaterais possam ser melhor posicionados em reservatórios de petróleo.

2. Metodologia

2.1 Rede porosa e grafos conexos

O modelo computacional utilizado para simular uma dada região tridimensional do reservatório (matriz rochosa + poros) considera a união de voxels que compartilham faces com outros segundo vizinhanças de Moore (6 vizinhos). Um mesmo valor inteiro D é associado a cada voxel da região discreta, o qual é encontrado após o zoneamento do reservatório em clusters conexos disjuntos. Este valor, comum a todos os voxels que formam um determinado *cluster*, significa que a parte porosa da região volumétrica possui propriedades de fluxo similares. Um *cluster* individual é denotado por $C_{D,q}$, onde $q \in \mathbb{N}$ é o seu índice. Portanto, no modelo do reservatório, é possível que para um dado D,q varie distintamente. A partir disso, podemos construir um mapeamento bijetivo entre voxels e vértices da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \mathcal{F}: C_{D,q} &\longrightarrow G_{D,q} \\ w^i_q &\longmapsto v^i_q \end{aligned}$$

onde w^i_q é uma célula do *cluster* e v^i_q um vértice do grafo (conexo) associado, para $i = 1, 2, \dots, n_q$.

2.2 Centralidade de intermediação

De acordo com Freeman [2], a *centralidade de intermediação* de um vértice em um grafo mensura o potencial desse vértice para exercer um certo controle de comunicação. Segundo a abordagem aqui proposta, cada vértice $v \in G_{D,q}$ associado ao *cluster* $C_{D,q}$ possui uma centralidade de intermediação definida como:

$$\beta_{D,q}(v^i) = \sum_{m=1}^q \sum_{n>m}^q \frac{SP_{mn}(v^i)}{SP_{mn}}, i=1, \dots, n_q \quad (1)$$

onde SP_{mn} é o número total de caminhos mais curtos que ligam o vértice v^m a v^n , e $SP_{mn}(v^i)$ é o número desses caminhos que passam por v^i , com $m \neq n \neq i$. Adicionalmente, podemos definir a *centralidade de intermediação normalizada* como:

$$\bar{\beta}_{D,q}(v^i) = \frac{\beta_{D,q}(v^i) - r}{R - r}, i=1, \dots, n_q \quad (2)$$

onde $r = \min \{\beta_{D,q}\}$ e $R = \max \{\beta_{D,q}\}$. Desta forma, $0 \leq \beta \leq 1$ para cada vértice do grafo.

2.3 Caminhos multilaterais

Consideremos o subgrafo de $G_{D,q}$ formado por $B[\beta_l; \beta_u] = \{v \in G_{D,q}; \beta_l \leq \beta(v) \leq \beta_u\}$. Pelo fato de cada vértice de $B[\beta_l; \beta_u]$ estar associado a um ponto do *cluster* $C_{D,q}$, todos eles possuem coordenadas espaciais

determinadas por uma tripla (x,y,z) . Ou seja, o subconjunto acima identifica pontos distribuídos ao longo de várias camadas de profundidade z do *cluster* (lembramos de que se trata de um volume representativo do reservatório real) cuja centralidade de intermediação permanece restrita entre o limitante inferior β_l e o limitante superior β_u .

Além disso, suponhamos que, ao escolher determinados vértices em $B[\beta_l; \beta_u]$, consigamos criar caminhos através da união de vértices vizinhos que satisfaçam às seguintes condições: (i) o caminho deve ser contíguo, ou “quase-contíguo”, no sentido de que apenas sucessões de vértices conectados são permissíveis, ou sucessões que apresentem lacunas de um vértice; (ii) o caminho deve ser constituído por vértices cuja coordenada vertical z de seus pontos homólogos no espaço e somente uma das coordenadas horizontais x ou y (“ou” exclusivo) permaneçam fixas. Qualquer caminho formado a partir destas imposições será denominado um *caminho multilateral* e denotado por P . Dessa maneira, é possível gerar múltiplos caminhos que estarão contidos em $B[\beta_l; \beta_u]$. Portanto, podemos definir o conjunto dos η caminhos multilaterais relativos a $B[\beta_l; \beta_u]$ como:

$$P_{B[\beta_l; \beta_u]} = \{P_\alpha\}_{\alpha=1}^\eta = \{P_1, P_2, \dots, P_\eta\} \quad (3)$$

Para efeitos práticos de modelagem, P_α é uma entidade capaz de representar tanto um poço horizontal, quanto uma “perna” de um poço multilateral. Entretanto, é possível que exista mais de um conjunto como o da Eq. (3), com caminhos adicionais, se o intervalo $[\beta_l; \beta_u]$ for refinado. A opção pelo refinamento do intervalo é motivada com base em observações estatísticas como, por exemplo, a frequência de distribuição de β . Na próxima seção, apresentamos alguns resultados alcançados a partir de dados do modelo UNISIM-I [5], para o campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos - RJ.

3. Resultados

Por brevidade, o estudo considerou apenas um *cluster*, denominado $C_{13,1}$, como amostra do modelo do reservatório em questão. Na Figura 3, plotamos a distribuição da centralidade de intermediação normalizada para cada vértice v de $G_{13,1}$, tal que $0.1 \leq \beta(v) \leq 1.0$ seguida pela plotagem da forma aproximada do volume representativo do *cluster* no espaço 3D.

Na topologia tridimensional do grafo, os vértices menores e sem cor de preenchimento são aqueles para os quais $\beta(v) < 0.1$. Os demais, coloridos possuem valores maiores da centralidade de intermediação. À primeira vista, podemos notar alguns caminhos que se formam pela estrutura, mas com valores de β variáveis.

O histograma da centralidade normalizada em frequências percentuais para a faixa $0.1 \leq \beta(v) \leq 1.0$ mostra que $\beta(v) = 0.1$ possui frequência superior a 25%, a qual segue decaindo até $\beta(v) = 0.4$, quando alcança um novo pico local próximo de 13% em $\beta(v) = 0.5$ e, enfim, reduz-se a marcas menores do que 5% para maiores centralidades (Fig. 4).

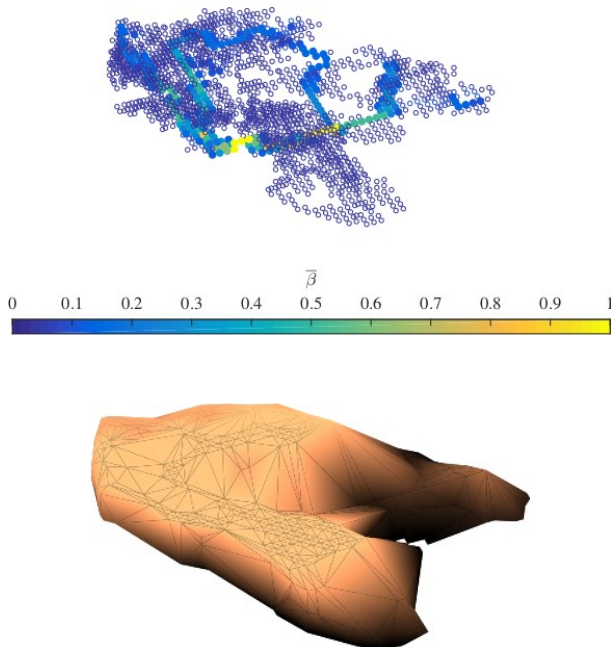


Figura 3. Distribuição da centralidade de intermediação normalizada no domínio do *cluster* e forma volumétrica aproximada.

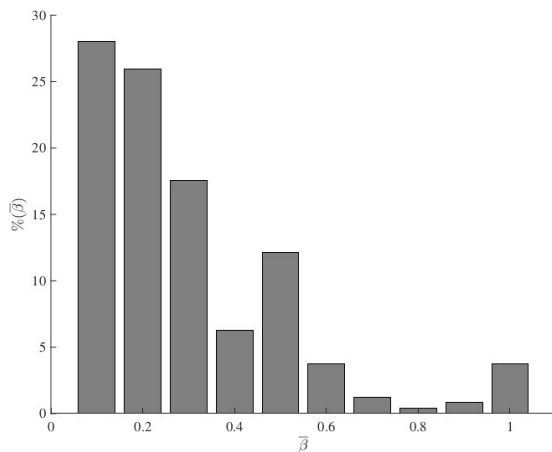


Figura 4. Distribuição da centralidade de intermediação normalizada no domínio do *cluster* e forma volumétrica aproximada.

Para computar os caminhos multilaterais com base nesta distribuição, os seguintes refinamentos de amplitude 0.2 foram considerados: $B_1=B[0.1; 0.3]$, $B_2=B[0.3; 0.5]$ e $B_3=B[0.5; 0.7]$. Dos caminhos multilaterais obteníveis, adotamos como significativos aqueles com número de componentes acima de 8, inclusive. Com este critério, os 4 caminhos encontrados foram dispostos na Tabela 1.

Tabela 1. Caminhos multilaterais significativos encontrados por refinamento.

subgrafo	caminho	coordenadas
$B_1 = B[0.1; 0.3]$	$P_{B_1}^1$	$\{(31, y_k, 6)\}, k \in [35, 44]$
	$P_{B_1}^2$	$\{(x_k, 47, 13)\}, k \in [20, 28]$
$B_2 = B[0.3; 0.5]$	P_{B_2}	$\{(17, y_k, 9)\}, k \in [42, 54]$
$B_3 = B[0.5; 0.7]$	P_{B_3}	$\{(x_k, 34, 6)\}, k \in [31, 38]$

Na Figura 5, plotamos os caminhos multilaterais juntamente com a nuvem de pontos formadora do *cluster* (em menor escala) nas vistas superior (plano *xy*) e laterais (planos *xz* e *yz*), respectivamente. Os pontos em cor preta referem-se a $P_{B_1}^1$ e $P_{B_1}^2$, aqueles em cor vermelha referem-se a P_{B_2} e os de cor verde a P_{B_3} .

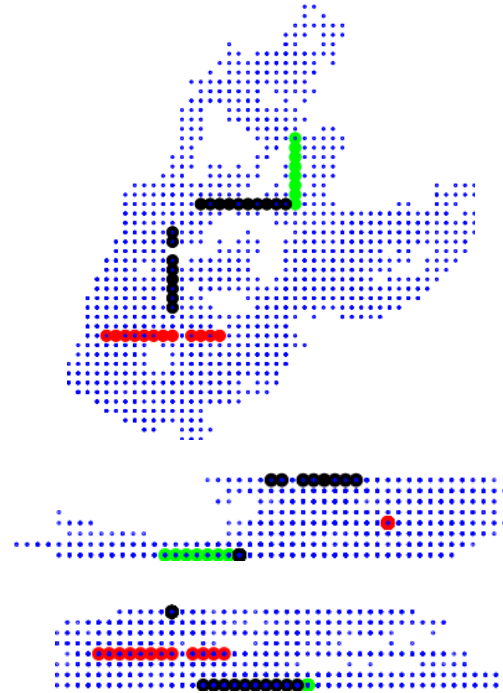


Figura 5. Planos de visualização de $C_{D,q}$ destacando os caminhos multilaterais: *xy*, *xz* e *yz*, nesta ordem.

4. Discussão

Do exposto, podemos perceber que os caminhos multilaterais são independentes quanto à direção horizontal e à profundidade da camada em que se encontram. Ao definirmos intervalos refinados da centralidade de intermediação, diversos caminhos são possíveis, mas alguns são mais significativos do que outros no que tange à quantidade de pontos. No caso em tela, tais caminhos são um modelo para seções de poços onde, na prática, processos de canhoneamento venham a ser realizados. Entretanto, pouco pode se dizer acerca da viabilidade da montagem dos arranjos multilaterais resultantes da presente modelagem. Modelos mais completos com base em inteligência computacional, aprendizagem de máquina e redes neurais estão sendo desenvolvidos.

5. Conclusão

Este trabalho mostrou uma aplicação da teoria dos grafos à modelagem em engenharia de petróleo tendo por alvo a criação de novas estratégias para posicionamento de poços multilaterais em campos petrolíferos. Estudos adicionais devem ser conduzidos para verificação da metodologia frente a simulações numéricas de produção, bem como para ratificação da hipótese de que a centralidade de intermediação fornece

indícios sobre a localização de zonas de controle de fluxo em reservatórios.

6. Referências

- [1] Oliveira, G. P. et al. (2016) Competitive placement of oil perforation zones in hydraulic flow units from centrality measures. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (147): 282–291, Elsevier.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.008>
- [2] Roque, W.L. et al. (2017) Production zone placements based on maximum closeness centrality as strategy for oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering* (156): 430–441, Elsevier.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.016>
- [3] Baker, R. O.; Yarranton, H. W.; Jensen, J. (2015) *Practical Reservoir Engineering and Characterization*. Gulf Publishing.
- [4] Freeman, L.C. (1978) Centrality in social networks conceptual clarification. *Social networks* 1(3): 215–239, Elsevier. DOI: 10.1016/0378-8733(78)90021-7
- [5] Avansi, G. D.; Schiozer, D.J. (2015). UNISIM-I: synthetic model for reservoir development and management applications. *Int. Jour. of Modeling and Simulation for the Petr. Industry* 9(1), ABMEC.