

Análise de Sensibilidade da Influência dos Parâmetros Elásticos na Produção de Sólidos, Considerando o Acoplamento Mecânico do Fluido com o Meio Poroso, Em Duas dimensões

Daniele Amaral de Oliveira

UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, danieleamaraldeoliveira@gmail.com

RESUMO: Produção de sólidos em poços de Petróleo é um significativo problema da indústria, pois cerca de 70% das reservas mundiais encontra-se em reservatórios friáveis com grande potencial de produção de areia. A produção de areia pode ser decorrente da taxa de produção de fluido, das características de resistência da rocha reservatório e do estado de tensões ao redor do poço. Este estudo consiste na simulação numérica do fenômeno de produção de areia, através método dos elementos finitos, no contínuo esforço de se agregar valor ao conhecimento dos fatores primordiais na produção de areia. O modelo constitutivo utilizado para definir o comportamento do material foi o elastoplástico associado ao critério de falha de Drucker & Prager com endurecimento linear. O problema de erosão em grande escala de material gerou a necessidade do uso de malhas adaptativas, desta forma, foi utilizada malha do tipo Euleriana- Lagrangiana, descrevendo um domínio de malha adaptativa, com movimentos no sentido normal ao poço. Por fim, foi realizada uma análise de sensibilidade com três principais parâmetros de resistência da rocha envolvidos na modelagem de produção de sólidos. Esta análise foi feita, com dados coletados na literatura, sobre o campo de Marlim leste, situado na Bacia de Campos localizada no estado do Rio de Janeiro.

PALAVRAS-CHAVE: Produção de areia, Estabilidade de poços, Malhas adaptativas.

1 INTRODUÇÃO

A produção de hidrocarbonetos contidos em um reservatório de petróleo produz por vezes partículas que são carregadas junto com o fluxo de fluidos para dentro do poço; este subproduto não intencional é comumente chamado de produção de sólidos. Segundo [NOURI et al., 2003a] cerca de 70% das reservas de hidrocarbonetos do mundo encontram-se em reservatórios mal consolidados. Desta forma, muitos desses reservatórios estão sujeitos à produção de areia junto com o fluxo de fluido. Esta produção é significativa quando se tem alta taxa de tensão *in situ*, alta índice de produtividade de óleo pesado, colapso da formação e, principalmente, a presença de água no reservatório. Observações de campo relatadas na literatura indicam que a concentração de areia nos sistemas de tubos de óleo varia de 1% a 40% [NOURI et al., 2003b].

A produção de areia na indústria do petróleo gera custos e problemas, que variam em magnitudes, desde um simples monitoramento até a perda total do poço. As figuras 1.A e 1.B são exemplos de como a produção de areia pode ser calamitosa no processo de extração de hidrocarbonetos.

O processo físico, em que ocorre degradação e movimento de material, como no fenômeno de produção de sólidos, pode ser modelado com o método dos elementos finitos (MEF). O grande avanço da capacidade computacional vem permitindo cada vez mais que esse método se aproxime do problema real.

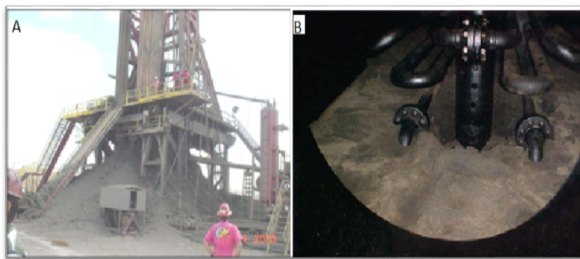


Figure 1: Produção de areia num poço da Indonésia (A); Acúmulo de areia na linha de produção(B) (PAPAMICHOS, 2006).

O grande potencial de aplicação desse método desperta o interesse crescente pela implementação de ferramentas computacionais que possam contribuir para o desenvolvimento de novas tecnologias visando à aplicação do método para a simulação de reservatórios de arenitos, meio particulado com acoplamento de fluido e a possível utilização em reservatórios carbonáticos microfraturados.

Este trabalho traz uma simulação numérica do fenômeno de produção de areia, com intuito de caracterizar a quantidade de sólidos produzidos ao longo do tempo sobre a influência de diversos parâmetros nesse fenômeno. Usa-se como ferramenta de trabalho o MEF, visto que este método apresenta um bom potencial na modelagem do fenômeno.

2 METODOLOGIA

2.1. Aspectos da modelagem computacional

A representação matemática do fenômeno de produção de sólidos compreende várias considerações. Este processo envolve fenômenos que são de diversas magnitudes, pois estes vão desde a escala do reservatório até a escala macroscópica da rocha; portanto, a caracterização do fenômeno exige a utilização de diversas teorias e uma vasta gama de formulações matemáticas. Os tópicos seguintes descrevem de forma simplificada os princípios matemáticos envolvidos na produção de sólidos.

2.1.1. A poroelasticidade

O meio poroso é abordado de forma convencional: esta abordagem toma o meio

poroso como sendo um material multifásico. O problema considera a existência de dois fluidos no meio. Um deles é o líquido molhante, o qual é assumido como parcialmente incompressível. O outro fluido em geral é o gás, que é tido com relativamente compressível. Quando o meio é parcialmente saturado, os dois fluidos coexistem num ponto: quando são totalmente saturados, os espaços vazios estão totalmente preenchidos pelo fluido molhante. Neste estudo o meio é considerado totalmente saturado.

O volume elementar é constituído por um volume de grãos da parte sólida, um volume de vazio totalmente preenchido pelo líquido, que por sua vez é livre para se mover através do meio poroso. Em alguns sistemas pode ocorrer que uma parcela significativa do líquido seja irreduzível. O programa fixa a malha de elementos finitos na parte sólida; o fluido pode se mover através da malha. A parte mecânica do modelo é baseada no princípio das tensões efetivas. As equações de equilíbrio e da continuidade discretizadas são solucionadas por meio do método de Newton. A condição de equilíbrio é expressa pela equação 1, que adota o princípio do trabalho virtual para um determinado volume em um tempo t qualquer.

$$\int_V \sigma : \delta \varepsilon dV = \int_S T_s \cdot \delta v dS + \int_V f \cdot \delta v dV + \int_V (s\phi + n_t) \rho_w g \delta v dV \quad (1)$$

2.1.2. O critério de falha

O modelo utilizado na abordagem deste trabalho e o de Drucker-Prager. Este que por sua vez será brevemente descrito a seguir. A equação 2 mostra a abordagem feita para o modelo de Drucker-Prager linear, que é escrito em termos dos três invariantes (p , q , r) de tensão. Sendo p a pressão hidroestática, q a tensão equivalente de Von Mises e r o terceiro invariante de tensão desviatória. Evidências experimentais mostram que a tensão intermediária possui uma importância fundamental na falha da matriz rochosa, não podendo ser completamente desprezada.

$$F = R - p \tan \varphi - c = 0 \quad (2)$$

A figura 2 mostra a representação gráfica do critério de falha de Drucker- Prager.

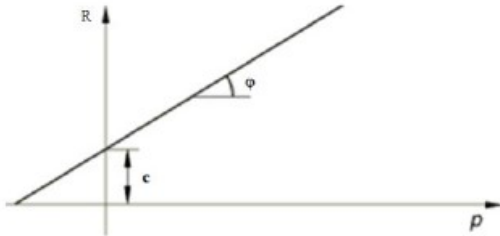


Figure 2: Drucker-Prager no plano meridional. (FJAER, 2008)

Onde:

$$R = \frac{1}{2} q \left[1 + \frac{1}{K} - \left(1 - \frac{1}{K} \right) \left(\frac{r}{q} \right)^3 \right] \quad (3)$$

K é o parâmetro que modifica o aspecto da superfície de escoamento no plano desviatório.

2.1.3. Lei de endurecimento

O estudo aborda o comportamento de endurecimento, pois, segundo a literatura, este comportamento consegue descrever bem o fenômeno. Por outro lado, o comportamento de amolecimento possui resultados altamente dependentes da malha, isto é, os elementos da malha devem estar associados ao tamanho do grão. Nouri *et al.* (2012) assumem que o elemento deve ter no mínimo 10 vezes o tamanho do grão. Além do tamanho dos elementos, a malha também deve ser orientada na direção das bandas de deformação. Este tipo de modelagem exige um método de regularização da energia da fratura. A Figura 3 representa a superfície de endurecimento linear para o critério de Drucker-Prager.

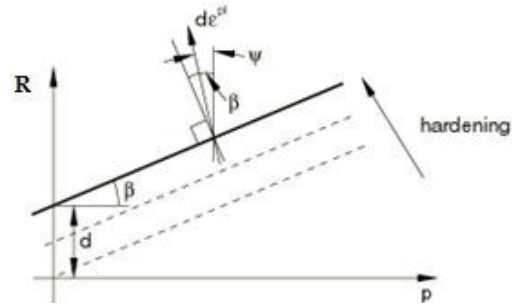


Figure 3: Endurecimento linear, (FJAER, 2008)

2.1.4. Lei de erosão (taxa de produção de areia)

Para que se possa definir o critério de erosão é necessário o conhecimento de que existem duas principais fontes de material erodido no poço. A primeira é a chamada fonte volumétrica. Esta consiste no material desprendido devido a elevadas tensões e transportado pelo fluxo de fluidos através dos poros. A segunda fonte a que se vai fazer referência consiste na erosão superficial, isto é, o material que é desprendido da parede do poço devido à ação hidrodinâmica do escoamento do fluido sobre a superfície. Neste trabalho, a lei de erosão adotada foi a lei de erosão para geometrias descrita por Papamichos e Stavropoulou (1998), que por sua vez se baseia na teoria da filtração de Einstein. Esta por sua vez representa a produção de areia superficial.

A. equação 4 representa a equação da taxa de produção de areia.

$$\frac{m}{\rho_s} = \lambda (1 - \phi) c \sqrt{q_i q_i} \quad (4)$$

Sendo λ é o coeficiente de erosão, associado à máxima deformação plástica tolerada pela rocha, através da equação 5. Os valores de λ_1 e λ_2 devem ser determinado experimentalmente.

Sendo:

$$\lambda(g) = \begin{cases} \lambda_1 (g^p - g_{peak}) & se \ g_p \geq g_{peak} \\ \lambda_2 & se \ g_p < g_{peak} \end{cases} \quad (5)$$

Onde g_p é a deformação máxima equivalente e g_{peak} é a deformação plástica máxima tolerada pela rocha. Todo o material que ultrapassa essa

deformação é removido da malha de elementos finitos. A porosidade do meio erodido é alterada e a permeabilidade também, obedecendo à equação 6, conhecida como equação de Carman- Kozeny.

$$k = \frac{k}{p} \frac{\phi^3}{(1-\phi^2)} \quad (6)$$

Onde:

$$\bar{p} = (\rho_f + c(\rho_s - \rho_f)) \quad (7)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Variação das tensões in situ

Nos dados utilizados a razão entre as tensões horizontais é de $(\sigma_H/\sigma_h = 1,1)$, dessa forma, fica difícil a visualização da erosão na parede do poço, pois como é conhecida a diferença entre as tensões é um dos principais fatores responsáveis pela instabilidade do poço e a consequente produção de sólidos. Inicialmente foram realizadas simulações em um poço horizontal, não houve mudanças consideráveis nos resultados obtidos com o poço vertical, então foram realizadas simulações aumentando-se a razão entre as tensões para $(\sigma_H/\sigma_h = 2,5)$ de forma a tornar a erosão na parede do poço visível. A figura 4 expõe o gráfico de volume de areia produzido para a variação das tensões *in situ*.

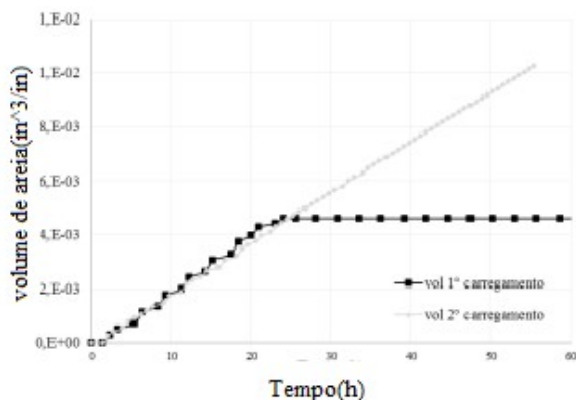


Figure 4: Volume de areia produzido considerando a diferença entre as tensões *in situ*.

3.2. Variação do módulo de elasticidade

O módulo de elasticidade foi variado para saber como o programa responde a esta variação. Sendo este um parâmetro elástico, quanto maior o seu valor maior a capacidade da rocha em suportar carga. Esse resultado condiz com o esperado. Isto em se tratando de uma simples análise de sensibilidade. Na figura 5 estão demonstrados os valores de volume de areia produzido para os diferentes valores de módulo de elasticidade, observa-se que para maiores valores de E ocorreu uma rápida estabilização dos valores de produção de areia, enquanto para o menor valor esta estabilidade não foi alcançada.

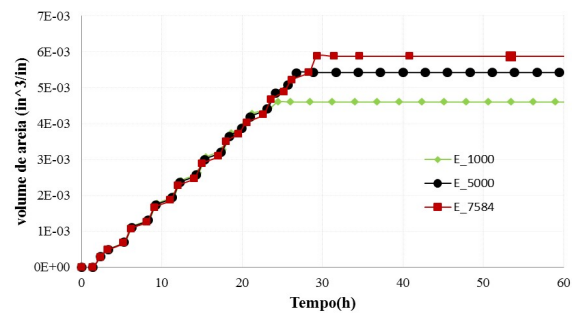


Figure 5: Influência da variação do módulo de elasticidade no volume de areia produzido.

3.3. Variação do coeficiente de Poisson

O resultado demonstra que quanto maior o coeficiente de Poisson menor o valor da deformação. Isto se deve ao fato de que a tensão aplicada à rocha provoca uma maior deformação elástica no elemento de rocha: desta forma, a mesma condição é aplicada aos três casos, sendo a parcela de deformação plástica maior no caso em que Poisson é menor.

A Figura 6 representa o gráfico de volume de areia produzido para as três variações de Poisson: o programa responde de forma satisfatória, visto que a produção de areia está associada à magnitude da deformação plástica. Como já exposto, para valores menores de Poisson, maiores são os valores de deformação plástica e consequentemente maiores o volume de areia produzido.

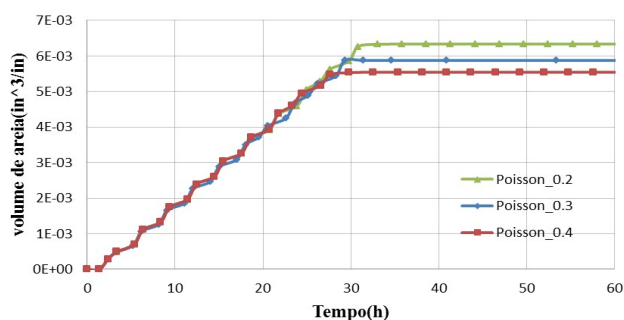


Figure 6: Variação do volume de areia produzido para diferentes valores de Poisson

3.4. Variação do ângulo de atrito

O ângulo de atrito responde de forma adequada para apenas num ranger de entre 25° e 30° , acima de 30° graus o volume de areia cai bruscamente e torna-se praticamente insignificante, para ângulos abaixo de 20° a análise não convergiu.

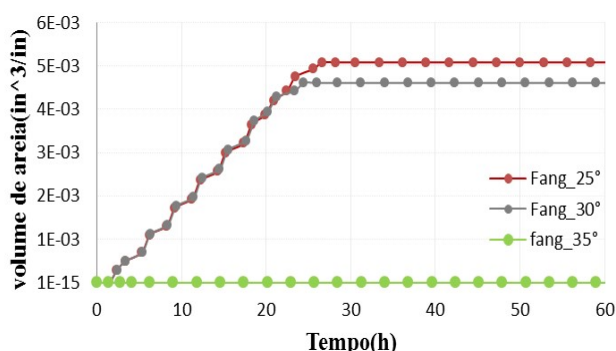


Figure 7: Volume de areia produzido para diferentes valores de ângulo de atrito.

4. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentada uma discussão sobre a estabilidade de poços de petróleo em arenitos friáveis da formação Carapebus. O programa Abaqus[®] foi escolhido por se tratar de um programa consagrado e robusto na análise de meios contínuos.

A construção do modelo consistiu em determinar o comportamento constitutivo da rocha, e foram feitas análises com o comportamento elastoplástico com critério de falha de Drucker-Prager. A quantificação da areia produzida foi obtida associando uma subrotina de erosão fornecida pelo Abaqus[®]. Esta por sua vez tem a função de caracterizar a

taxa de geração de massa, modificando a velocidade de erosão nos nós da região do poço. Por limitações do programa, muitas foram as considerações realizadas para que se pudesse obter a convergência da equação de equilíbrio. Nesta modelagem em duas dimensões foi realizada uma análise inicial, com uma base de dados coletados da literatura, na qual se observa que o volume de areia é subestimado, pois este apresenta valores muito menores do que o esperado para arenitos de natureza friável. Observa-se também que a produção de areia estabiliza nas primeiras horas de produção: sendo assim, conclui-se que o modelo captura a produção de areia transiente que se caracteriza por ser a produção da fase inicial da vida útil de um poço. O modelo não consegue capturar a produção de areia contínua decorrente das partículas soltas na formação, o que era esperado em se tratando de uma modelagem contínua. Entretanto, a produção de areia transiente também é subestimada, fato que decorre de que a análise pelo método contínuo tende a estabilizar, pois as tensões *in situ* da formação tendem a aliviar.

Através de uma análise de sensibilidade dos parâmetros foi possível observar que o modelo responde de forma esperada a variações nos principais parâmetros como Poisson, módulo de elasticidade, e a diferença entre as tensões. Os diferenciais entre as tensões e o módulo de elasticidade do material mostraram-se como os parâmetros mais influentes na estabilidade do poço. Por conseguinte, acredita-se que uma mudança no modelo constitutivo da rocha pode vir a aumentar o volume de areia produzido, contudo este continuará a representar o volume de areia transiente.

REFERÊNCIAS

- FJAER, R. M.; HOLT, P.; HORSRUD, A. *et al.* **Petroleum related rocks mechanics**. 2 ed., 2008.
- Nouri, A.; Vaziri, H.; Belhaj, H. *et al.*, “Effect of volumetric failure on sand production in Oil-wellbores”. In: Proceedings of the SPE Asia Pacific oil and Gas Conference and Exhibition, pp. 86-93, Jakarta, Indonesia, April 2003a.
- Nouri, A.; Vaziri, H.; Belhaj, H. *et al.*, “Comprehensive transient modeling of sand production in

- horizontal wellbores**". In: Presented at the SPE Annual Technical Conference, SPE Paper 84500, Denver, Colorado, USA, 5-8 October 2003b.
- Nouri, A, Kuru, E, and H. Vaziri, H. "**Enhanced modelling of sand production through improved deformation and stress analysis**," in Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference, pp. 12–14, Calgary, Canada, June 2012.
- Papamichos, E. "**Rock type and hole failure pattern effects on sand production**". In: 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), ARMA 08-217, San Francisco, California, USA, June 29-July 2, 2006.
- papamichos, E.; Stavropoulou, M. "**An erosion-mechanical model for sand production rate prediction**". International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics, 1998.

NOMENCLATURE

δv = campo de velocidade virtual
 $\delta \epsilon$ = taxa de deformação virtual
 T_s = força de superfície
 f = força de massa
 σ = tensão
 ρ_w = massa específica do fluido
 g = aceleração da gravidade
 n_t = volume de fluido absorvido pelo meio poroso por unidade de volume
 ϕ = porosidade do meio
 s = saturação
 $\varphi(\theta, \tilde{f})$ = ângulo de atrito do material
 c = coesão do material
 ψ = ângulo de dilatação
 m = taxa de massa sólida erodida,
 ρ_s = densidade do sólido
 ρ_f = densidade do fluido
 cs = concentração de sólidos fluidizados