

# 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:

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE FLUXO TRANSIENTE PARA UM POÇO DE GÁS HIPOTÉTICO

## AUTORES:

SIMONELLI, G.<sup>1</sup>, SOUZA, J. S. B.<sup>1</sup>, FONTE, S. S. D.<sup>2</sup>, SANTOS, L. C. L.<sup>3</sup>

## INSTITUIÇÃO:

Doutorando, gsimonelli@ufba.br, <sup>1</sup>Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, <sup>2</sup>Engenheira de Minas, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, <sup>3</sup>Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

*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.*

## MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE FLUXO TRANSIENTE PARA UM POÇO DE GÁS HIPOTÉTICO

### Abstract

Natural gas is an important fuel for the world energy matrix. In the last decades, the increase of its consumption occurred especially because it is considered a clean source of energy. This paper shows the modeling and simulation (Excel<sup>®</sup>) of the transient flow for a hypothetical gas well. The mathematical model used in the simulations was a result of the combination of Darcy's law, continuity equation and pseudo real gas pressure function (AL-HUSSAINY, RAMEY E CRAWFORD, 1966), as presented by Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012). As a result of the simulation, the Inflow Performance Relationship (IPR) curves were obtained for 10 days, 3 months and 1 year of production. It could be observed from the results a decrease in the maximum flow rate when increasing the production time.

### Introdução

O gás natural (GN) é uma fonte de energia limpa, que desempenha um papel cada vez mais importante na matriz energética mundial. Além de colaborar com a diversificação da matriz energética dos países, o mesmo auxilia a redução da poluição ambiental. O GN é oriundo da combinação de hidrocarbonetos leves e gasosos, com predomínio das moléculas de metano, podendo conter em menores quantidades os gases etano, propano, butano e outros (KOZERSKI, HESS, 2006; ZHANG *et al.*, 2017).

A expansão do mercado de GN deve-se em parte à melhoria nas cotações dessa fonte energética. As grandes reservas de gás não convencional nos Estados Unidos e Canadá tornaram seu preço mais atrativo, de forma a dar início à transição de uma economia petroleira para uma economia de energias renováveis (GOMES, 2011).

Países como a China e o Japão sofrem com a falta de gás natural e com o aumento da sua demanda devido seu desenvolvimento econômico e as novas políticas públicas de baixas emissões de carbono. Esses países precisam importar gás natural liquefeito (GNL). A importação do GNL, no entanto, está sujeita a uma série de riscos. Uma interrupção inesperada do suprimento de GN pode desafiar a sustentabilidade da economia nacional (ZHANG *et al.*, 2017).

No Brasil, na última década, as reservas de GN aumentaram consideravelmente, principalmente após a descoberta do petróleo associado às camadas do pré-sal. Além das reservas, o consumo de gás também aumentou na última década, com contribuição de aproximadamente 9 % em relação às outras fontes de energia (CAMPOS *et al.*, 2017).

O surgimento do pré-sal no Brasil trouxe novos desafios tecnológicos. Assim, o desenvolvimento de pesquisas na área de modelagem e simulação de processos é também fundamental para a produção de óleo e gás (GOUVEIA, 2010). Nesse contexto, autores como Gryzlov, Schiferli, Mudde (2013), Ribeiro *et al.* (2016), Fatahi *et al.* (2016) e Huang *et al.* (2016) aplicaram modelagem e/ou simulação na análise da produção de óleo e gás.

Tendo em vista os aspectos mencionados, este trabalho propõe a modelagem e a simulação (Excel<sup>®</sup>) do fluxo transiente para um poço de gás cujas condições foram obtidas de Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012). O modelo matemático empregado nas simulações foi baseado na combinação da

lei de Darcy, equação da continuidade e da função de pressão do gás pseudo-real (AL-HUSSAINY, RAMEY E CRAWFORD, 1966).

## Metodologia

### Modelagem

Para simular o comportamento transiente de curvas de *Inflow Performance Relationship* (IPR) de um poço produtor de gás foi necessário utilizar um modelo matemático para a produção. O modelo matemático é resultado da combinação da lei de Darcy, equação da continuidade e função de pressão do gás pseudo-real (AL-HUSSAINY, RAMEY E CRAWFORD, 1966), conforme apresentado por Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012).

Para o fluxo radial de óleo em um reservatório, combinando-se a lei de Darcy com a equação da continuidade, obtém-se a Equação 1.

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \nabla \left( \rho \frac{k}{\mu} \nabla p \right) \quad (1)$$

Onde:

$\phi$ : porosidade;  $\rho$ : massa específica;  $t$ : tempo;  $k$ : permeabilidade;  $\mu$ : viscosidade absoluta e  $p$ : pressão.

Para os gases, a compressibilidade e a viscosidade mudam com a pressão. Aconselha-se nesse caso, o uso de pressões pseudo-reais nos cálculos. Al-Hussainy, Ramey e Crawford (1966) mostram que a função de pressão de um gás pseudo-real pode ser escrita conforme a Equação 2.

$$m(p) = 2 \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu Z} dp \quad (2)$$

Onde:

$m(p)$ : função de pressão de um gás pseudo-real;  $p_i$ : pressão inicial do reservatório;  $p_{wf}$ : pressão de fluxo no fundo do poço e  $Z$ : fator de compressibilidade.

Considerando a função de pressão de um gás pseudo-real, a Equação 1 pode ser escrita conforme mostra a Equação 3.

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = \nabla \left( \rho \frac{k}{\mu} \nabla m(p) \right) \quad (3)$$

Escrevendo a Equação 3 em coordenadas radiais, utilizando a lei dos gases reais e considerando a permeabilidade constante, obtém-se a Equação 4.

$$\frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{m(p)}{Z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{m(p)}{\mu Z} r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) \quad (4)$$

Onde:

$r$ : raio

Utilizou-se a regra da cadeia e a derivada da Equação 2 em relação a pressão para determinar as derivadas parciais presentes na Equação 4. Os resultados são as Equações 5 e 6.

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{2 p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{2 p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (6)$$

Substituindo-se as Equações 5 e 6 na Equação 4, através de manipulações obtém-se a Equação 7.

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (7)$$

Onde:

$c_t$ : compressibilidade total

A solução geral da Equação 7 é a Equação 8.

$$m(p_{r,t}) = m(p_i) - \frac{q \mu}{4 \pi k h} e_i^x \quad (8)$$

Onde:

$$x = \frac{\phi \mu_i C_t r^2}{4 k t} \quad (9)$$

E:

$m(p_{r,t})$ : função de pressão do gás pseudo-real no raio máximo do poço;  $m(p_i)$ : função de pressão do gás pseudo-real para a pressão inicial da formação;  $q$ : vazão volumétrica;  $h$ : profundidade da zona produtora em relação à cabeça do poço e  $\mu_i$ : viscosidade do gás na pressão inicial da formação.

Considerando  $p_{r,t} \equiv p_{wf}$ , utilizando a Equação 9 e transformando a exponencial em logaritmo natural, a Equação 8 resulta na Equação 10.

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \frac{4 k t}{1,78 \phi \mu C_t r_w^2} \quad (10)$$

Ao explicitar a vazão no primeiro membro, transformar  $\ln$  em  $\log$  e empregar *oilfield units*, a Equação 11 é obtida.

$$q = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1638 T} \left[ \log t + \log \frac{k}{\phi \mu_i C_t r_w^2} - 3,23 \right]^{-1} \quad (11)$$

Onde:

$q$ : vazão de produção de gás na superfície,  $10^3 \text{ ft}^3/\text{d}$ ;  $k$ : permeabilidade, mD;  $h$ : profundidade da zona produtora, ft;  $m(p_i)$ : função de pressão do gás pseudo-real na pressão inicial da formação,  $\text{psi}^2/\text{cP}$ ;  $m(p_{wf})$ : função de pressão do gás pseudo-real na pressão de fluxo no fundo do poço,  $\text{psi}^2/\text{cP}$ ;  $T$ : temperatura, °R;  $t$ : tempo, h;  $\phi$ : porosidade;  $\mu_i$ : viscosidade inicial do gás da formação, cP;  $c_t$ : compressibilidade total,  $\text{psi}^{-1}$  e  $r_w$ : raio do poço, ft.

## Simulação

Os dados da Tabelas 1 foram empregados para realizar a simulação do comportamento da IPR de um reservatório produtor de gás. Os tempos utilizados nos cálculos foram 10 dias, 3 meses e 1 ano. A simulação ocorreu utilizando a Equação 11 em Excel®.

Tabela 1 – Dados para o gás, reservatório e poço

| Propriedades                                                         | Valor     |
|----------------------------------------------------------------------|-----------|
| Temperatura do reservatório (T)                                      | 640 °R    |
| Pressão média do reservatório no início ( $p_i$ )                    | 4613 psi  |
| Fator de compressibilidade do gás no reservatório - início ( $Z_i$ ) | 0,945     |
| Viscosidade inicial do gás no reservatório ( $\mu_i$ )               | 0,0244 cP |
| Espessura da zona produtora (h)                                      | 78 ft     |
| Porosidade ( $\phi$ )                                                | 0,14      |
| Permeabilidade (k)                                                   | 0,17 mD   |
| Densidade do gás ( $\gamma_g$ )                                      | 0,65      |
| Temperatura pseudo-crítica ( $T_{pc}$ )                              | 378 °R    |
| Pressão pseudo-crítica ( $p_{pc}$ )                                  | 671 psi   |

Fonte: Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012)

Para obtenção das curvas de IPR ( $p_{wf} \times q$ ) variou-se a pressão de fluxo no fundo do poço de 100 a 4600 psi, de 100 em 100 psi. Foram obtidas vazões em  $10^3 \text{ft}^3/\text{d}$  para 10 dias ( $q_1$ ), 3 meses ( $q_2$ ) e 1 ano ( $q_3$ ) de produção. Para as diferentes pressões de fluxo no fundo do poço foram empregados os valores de viscosidade, fator de compressibilidade e função de pressão do gás pseudo-real fornecidos por Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012), Tabela 2.

## Resultados e Discussão

A Tabela 2 possui os resultados obtidos para as vazões em diferentes pressões de fluxo no fundo do poço. A vazão volumétrica  $q_1$  foi obtida para 10 dias,  $q_2$ , para 3 meses, e  $q_3$ , para 1 ano de produção.

Tabela 2 – Vazões obtidas para diferentes pressões de fluxo no fundo do poço.

| $p_{wf}(\text{psi})^*$ | $\mu(\text{cP})^*$ | $Z^*$ | $m(p_{wf})(\text{psi}^2/\text{cp})^*$ | $q_1 (10^3 \text{ft}^3/\text{d})^{**}$ | $q_2 (10^3 \text{ft}^3/\text{d})^{**}$ | $q_3 (10^3 \text{ft}^3/\text{d})^{**}$ |
|------------------------|--------------------|-------|---------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|
| 0                      | 0,0113             | 1,000 | 0                                     | 2760                                   | 2370                                   | 2176                                   |
| 100                    | 0,0113             | 0,991 | 8,92E+05                              | 2758                                   | 2368                                   | 2174                                   |
| 200                    | 0,0116             | 0,981 | 3,55E+06                              | 2752                                   | 2363                                   | 2170                                   |
| 300                    | 0,0118             | 0,972 | 7,93E+06                              | 2742                                   | 2355                                   | 2162                                   |
| 400                    | 0,0120             | 0,964 | 1,40E+07                              | 2729                                   | 2343                                   | 2152                                   |
| 500                    | 0,0123             | 0,955 | 2,17E+07                              | 2712                                   | 2329                                   | 2138                                   |
| 600                    | 0,0125             | 0,947 | 3,11E+07                              | 2692                                   | 2311                                   | 2122                                   |
| 700                    | 0,0127             | 0,939 | 4,20E+07                              | 2668                                   | 2291                                   | 2103                                   |
| 800                    | 0,0130             | 0,931 | 5,45E+07                              | 2641                                   | 2268                                   | 2082                                   |
| 900                    | 0,0132             | 0,924 | 6,85E+07                              | 2610                                   | 2241                                   | 2058                                   |
| 1000                   | 0,0135             | 0,917 | 8,40E+07                              | 2576                                   | 2212                                   | 2031                                   |
| 1100                   | 0,0137             | 0,910 | 1,01E+08                              | 2539                                   | 2181                                   | 2002                                   |
| 1200                   | 0,0140             | 0,904 | 1,19E+08                              | 2500                                   | 2146                                   | 1971                                   |
| 1300                   | 0,0142             | 0,899 | 1,39E+08                              | 2457                                   | 2109                                   | 1937                                   |
| 1400                   | 0,0145             | 0,894 | 1,60E+08                              | 2411                                   | 2070                                   | 1901                                   |

| continuação... |        |       |          |      |      |      |
|----------------|--------|-------|----------|------|------|------|
| 1500           | 0,0147 | 0,889 | 1,82E+08 | 2362 | 2028 | 1862 |
| 1600           | 0,0150 | 0,885 | 2,06E+08 | 2311 | 1984 | 1822 |
| 1700           | 0,0153 | 0,881 | 2,30E+08 | 2257 | 1938 | 1780 |
| 1800           | 0,0155 | 0,878 | 2,56E+08 | 2201 | 1890 | 1735 |
| 1900           | 0,0158 | 0,876 | 2,83E+08 | 2142 | 1839 | 1689 |
| 2000           | 0,0161 | 0,874 | 3,11E+08 | 2081 | 1787 | 1641 |
| 2100           | 0,0163 | 0,872 | 3,40E+08 | 2018 | 1733 | 1591 |
| 2200           | 0,0166 | 0,872 | 3,70E+08 | 1952 | 1677 | 1539 |
| 2300           | 0,0169 | 0,871 | 4,01E+08 | 1885 | 1619 | 1486 |
| 2400           | 0,0171 | 0,871 | 4,33E+08 | 1816 | 1559 | 1432 |
| 2500           | 0,0174 | 0,872 | 4,65E+08 | 1745 | 1498 | 1376 |
| 2600           | 0,0177 | 0,873 | 4,98E+08 | 1672 | 1436 | 1318 |
| 2700           | 0,0180 | 0,875 | 5,32E+08 | 1598 | 1372 | 1260 |
| 2800           | 0,0183 | 0,877 | 5,67E+08 | 1523 | 1307 | 1200 |
| 2900           | 0,0185 | 0,879 | 6,02E+08 | 1446 | 1241 | 1140 |
| 3000           | 0,0188 | 0,882 | 6,38E+08 | 1368 | 1174 | 1078 |
| 3100           | 0,0191 | 0,885 | 6,75E+08 | 1288 | 1106 | 1016 |
| 3200           | 0,0194 | 0,889 | 7,11E+08 | 1208 | 1037 | 952  |
| 3300           | 0,0197 | 0,893 | 7,49E+08 | 1126 | 967  | 888  |
| 3400           | 0,0200 | 0,897 | 7,86E+08 | 1044 | 897  | 823  |
| 3500           | 0,0203 | 0,902 | 8,25E+08 | 961  | 825  | 758  |
| 3600           | 0,0206 | 0,907 | 8,63E+08 | 877  | 753  | 691  |
| 3700           | 0,0208 | 0,912 | 9,02E+08 | 792  | 680  | 625  |
| 3800           | 0,0211 | 0,917 | 9,41E+08 | 707  | 607  | 558  |
| 3900           | 0,0214 | 0,923 | 9,80E+08 | 621  | 533  | 490  |
| 4000           | 0,0217 | 0,929 | 1,02E+09 | 534  | 459  | 421  |
| 4100           | 0,0220 | 0,935 | 1,06E+09 | 449  | 386  | 354  |
| 4200           | 0,0223 | 0,941 | 1,10E+09 | 362  | 311  | 285  |
| 4300           | 0,0226 | 0,947 | 1,14E+09 | 275  | 236  | 217  |
| 4400           | 0,0229 | 0,954 | 1,18E+09 | 185  | 159  | 146  |
| 4500           | 0,0232 | 0,961 | 1,22E+09 | 98   | 84   | 77   |
| 4600           | 0,0235 | 0,967 | 1,26E+09 | 11   | 9    | 9    |
| 4613           | 0,0235 | 0,968 | 1,27E+09 | 0    | 0    | 0    |

\*Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012). \*\*Resultados desta pesquisa obtidos por simulação em Excel®.

A Figura 1 mostra as curvas de IPR obtidas para os diferentes tempos considerados nas simulações.

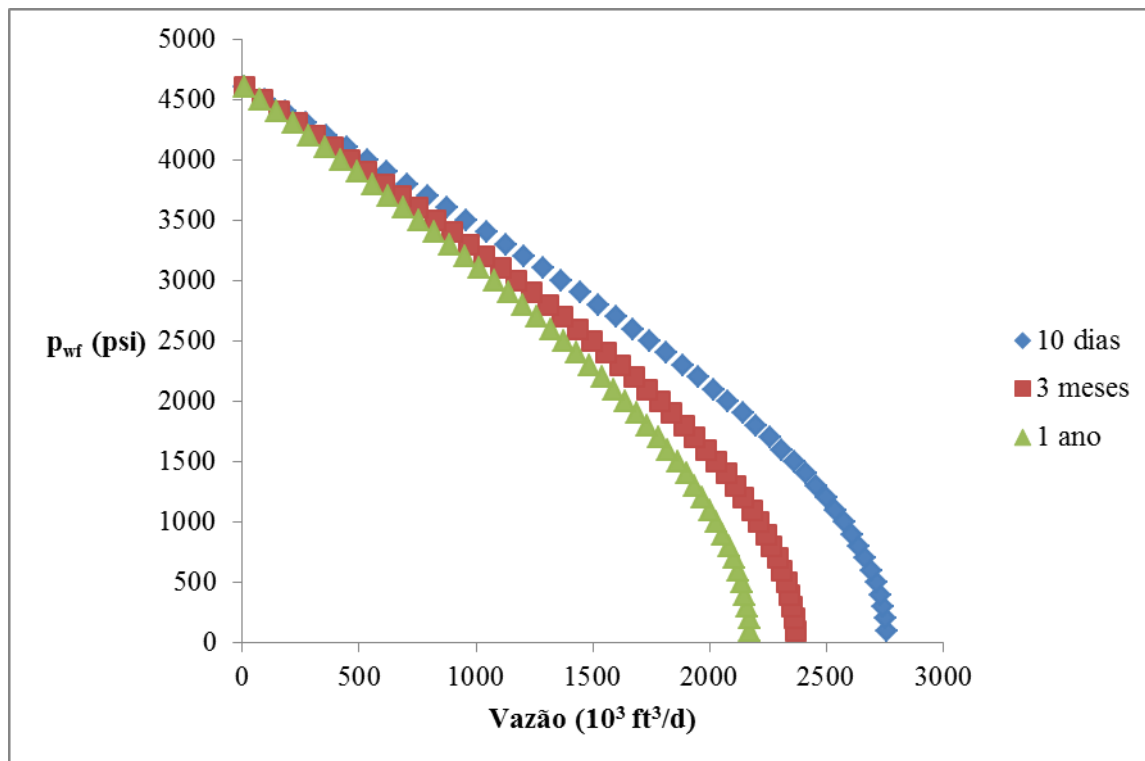


Figura 1 – Curvas de IPR de um poço de gás obtidas para 10 dias, 3 meses e 1 ano de produção.

Conforme a Figura 1, os desvios entre as curvas de IPR aumentam com a diminuição da pressão e do tempo de simulação. Sobre a vazão, quanto maior o tempo de produção, menor a vazão máxima de gás da curva de IPR. As vazões máximas são encontradas para  $p_{wf} = 0$ . Para 10 dias, a vazão máxima de produção é de  $2,76 \cdot 10^6$  ft<sup>3</sup>/d, para 3 meses,  $2,37 \cdot 10^6$  ft<sup>3</sup>/d, e para 1 ano,  $2,176 \cdot 10^6$  ft<sup>3</sup>/d. A vazão máxima representa o potencial produtivo da formação. Apesar da pressão de fluxo no fundo do poço igual a zero ser impossível fisicamente de ser alcançada, o aumento da produção do reservatório requer a diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço. As curvas de IPR encontradas neste trabalho estão de acordo com as previstas por Economides, Hill e Ehlig-Economides (2012).

O comportamento das curvas de IPR também é dependente das propriedades do fluido produzido. O gás considerado neste trabalho tem densidade igual a 0,65. A viscosidade do mesmo diminuiu com a redução da pressão de fluxo no fundo do poço, variando de 0,0113 a 0,0235 cP. Com a mudança da pressão de fluxo, o fator de compressibilidade variou de 0,871 a 1,000. Assim como em outras pesquisas (ECONOMIDES, HILL E EHLIG-ECONOMIDES, 2012 e ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006), as equações utilizadas foram obtidas com as mesmas condições de contorno empregadas por Al-Hussainy, Ramey e Crawford (1966). Guo, Lyons e Ghalambor (2007) relatam que a curva de IPR de um poço produtor de gás pode alternativamente ser obtida pelo modelo de Fetkovich. Para ser aplicado, o modelo de Fetkovich depende de pelo menos dois testes de produção.

## Conclusões

Nesta pesquisa, a simulação realizada em Excel<sup>®</sup> mostrou-se adequada para a previsão de curvas de IPR de um poço produtor de gás. O modelo de IPR transiente para poços produtores de gás leva em consideração a função de pressão do gás pseudo-real. Para um determinado sistema de produção, quanto maior o tempo de operação, menor o potencial produtivo do reservatório. Os desvios entre as vazões calculadas aumentam à medida que se diminui a pressão e o tempo.

## Agradecimentos

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal da Bahia e a CAPES pelo apoio à participação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás.

## Referências Bibliográficas

AL-HUSSAINY, R.; RAMEY Jr., H. J., CRAWFORD, P. B. The flow of real gases through porous media. **Journal of Petroleum Technology**, v. 18, n. 05, p. 624-636, 1966.

CAMPOS, A. F.; SILVA, N. F.; PEREIRA, M. G.; FREITAS, M. A. V. A review of Brazilian natural gas industry: Challenges and strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 75, p. 1207-1216, 2017.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum production systems**. 2. ed. Pearson Education, 2012.

FATAHI, H; HOSSAIN, M. M.; FALLAZADEH, S. H; MOSTOFI, M. Numerical simulation for the determination of hydraulic fracture initiation and breakdown pressure using distinct element method. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**. v. 33, p. 1219-1232, 2016.

GOMES, M. J. **Estudo do mercado brasileiro de gás natural contextualizado ao Shale Gás**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

GOUVEIA, F. Tecnologia nacional para extrair petróleo e gás do pré-sal. **Conhecimento & Inovação**, v. 6, n. 1, p. 30-35, 2010.

GRYZLOV, A.; SCHIFERLI, W.; MUDDE, R. F. Soft-sensors: Model-based estimation of inflow in horizontal wells using the extended Kalman filter. **Flow Measurement and Instrumentation**. v. 34, p. 91-104, 2013.

GUO, B., LYONS, W. C., GHALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering**: a computer-assisted approach. Oxford: Elsevier, 2007.

HUANG, X.; WANG, J.; CHEN, S. N.; GATES, I. D. A simple dilation-recompaction model for hydraulic fracturing. **Journal of Unconventional Oil and Gas Resources**. v. 16, p. 62-75, 2016

KOZERSKI, G. R.; HESS, S. C. Estimativa dos poluentes emitidos pelos ônibus e micro-ônibus de Campo Grande/MS, empregando como combustível diesel, biodiesel ou gás natural. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, Rio de Janeiro; v. 11, n. 2, p. 113-117, 2006.

RIBEIRO, C. H. P.; MIYOSHI, S. C.; SECCHI, A. R; BHAYA, A. Model Predictive Control with quality requirements on petroleum production platforms. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 137, p. 10-21, 2016.

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

ZHANG, X.; ZHONG, Q.; QU, Z.; LI, H. Liquefied natural gas importing security strategy considering multi-factor: A multi-objective programming approach. **Expert Systems with Applications**. v. 87, p. 56-69, 2017.