

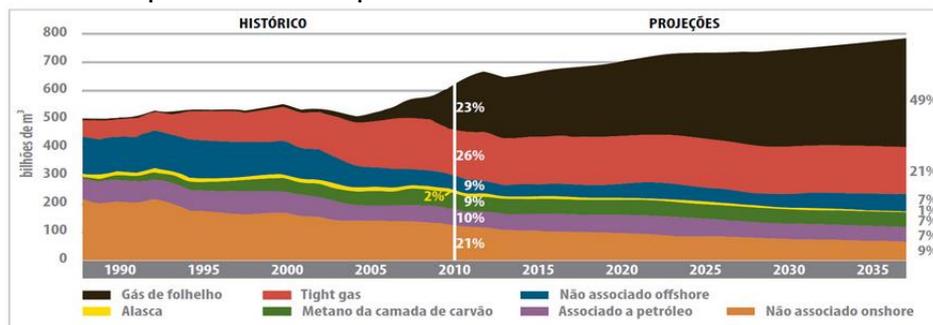
## ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE GÁS DE FOLHELHO: ESTUDO DE CASO NOS FOLHELHOS COLORADO E DUVERNAY, CANADÁ.

**RENATA ALBERTON<sup>1</sup>; GIOVANI CIOCCARI<sup>2</sup>; FANHUA ZENG<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pelotas – [realberton@gmail.com](mailto:realberton@gmail.com); <sup>2</sup>Universidade Federal de Pelotas - [gciocari@hotmail.com](mailto:gciocari@hotmail.com); <sup>3</sup>University of Regina - [fanhua.zeng@uregina.ca](mailto:fanhua.zeng@uregina.ca).

### 1. INTRODUÇÃO

O gás de folhelho chama a atenção da indústria petrolífera devido às imensas reservas já provadas na América do Norte e, devido à baixa nas reservas de gás associado ao óleo das Bacias *offshore* e *onshore* (Figura 1). No Brasil, algumas formações têm bom potencial para gerar e armazenar o gás de folhelhos, entre elas se destaca a Formação Ponta Grossa, na Bacia do Paraná. Este intervalo tem grande potencial de gás de folhelho em âmbito nacional e esta pode ser comparada às grandes reservas da América do Norte, como o Folhelho de *Duvernay* no Canadá, possuindo idade e espessura similares. Com o estudo de produção realizado na América do Norte, adquire-se conhecimento científico que pode ser aplicado em bacias brasileiras análogas, gerando recursos humanos capacitados em engenharia neste tipo de sistema petrolífero não-convencional.



**Figura 1 – Histórico e projeções da produção de gás de folhelho procedente de diversas fontes.**

**Fonte: Modificado de US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook (2013)**

Segundo a EIA – *Energy Information Administration* - a América do Norte lidera a produção de gás não convencional e o Canadá contribui com pelo menos 25% dessa produção. É importante conhecer os tamanhos das fraturas para avaliar a quantidade de propante a ser injetado e estimar qual a extensão de rocha que necessita ser fraturada, além de quesitos econômicos. O presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo de caso realizado no Canadá através da análise de dados de produção para caracterizar o fluxo reservatório-poço de dois grandes Grupos produtores de gás de folhelho: *Duvernay* e *Colorado*.

### 2. METODOLOGIAS

De acordo com *FEKETE ASSOCIATES INC.* (2014) dois tipos de fluxo ocorrem no reservatório de gás não convencional com rede de fraturas: da matriz para a fratura e da fratura para o poço, os quais podem comportar-se de modo linear transiente ou podem sofrer interferência da fronteira do reservatório. Os fluxos

durante o período transiente comportam-se de modo diferente ao período em que atingem a fronteira.

Diferentes metodologias foram analisadas para identificar os tipos de fluxo nos folhelhos de *Colorado* e *Duvernay* a partir de curvas típicas. A caracterização dos fluxos durante a produção torna-se importante para entender se o fluxo atingiu um raio de drenagem mínimo exigido pela equipe de engenharia. Esse raio de drenagem ajuda a identificar se a rede de fraturas foi executada com sucesso, uma vez que o fluxo por si só, devido às baixas permeabilidades, não conseguiria varrer todo o reservatório. Alguns dados de produção foram obtidos através do *software Accumap* para o folhelho *Duvernay* (Poços 1 e 2) e para *Colorado* (Poços 3 e 4).

A Equação de ARPS (1944) foi a primeira a ser utilizada com o único intuito de entender o que é a curva de declínio. Todavia, o procedimento adotado por este autor não se aplica à análise de produção de reservatórios não convencionais.

A metodologia de FETKOVICH (1980), representada pelas Equações 1 e 2, foi utilizada para estimar a pressão de fluxo de fluidos no reservatório ( $P_{wf}$ ) baseado nos dados de produção, uma vez que o *Accumap* não fornecia tal informação.

$$qD = \frac{141,3q(t)\mu B}{kh(\pi - p_{wf})} \quad \text{Equação 1}$$

$$tD = \frac{0,00634kt}{\theta\mu C_{trw}^2} \quad \text{Equação 2}$$

Os valores de  $tD$  foram estimados variando  $t$ , já os valores de  $qD$  foram estimados variando  $q(t)$ , ambos fornecidos pelo software.  $P_{wf}$  foi calculada por tentativa, analisando a melhor curva de ajuste dos dados de produção.

A metodologia de WATTENBARGER *et al.* (2008) foi utilizada para caracterizar a ocorrência de fluxo linear no reservatório. Plotou-se os valores de vazão por tempo em um gráfico *log-log*. Sequencialmente, baseado no trabalho de WATTENBARGER *et al.* (2010), plotou-se  $\frac{m(\pi) - m(p_{wf})}{q_g}$  versus a raiz quadrada do tempo (*Square root time*) para identificar os tipos de fluxo nos diferentes momentos da vida produtiva do poço. O termo  $\frac{m(\pi) - m(p_{wf})}{q_g}$  representa a pseudopressão normalizada pela vazão de gás. Todavia, para que fosse possível fazer o cálculo das pseudopressões utilizou-se a metodologia descrita em RODRIGUES (2005).

Depois disso, utilizou-se a metodologia descrita em XU & COOKE (2012) para identificar a possível existência de fluxo bilinear ou de aparente efeito película através do gráfico *log-log* de  $\frac{q_g}{m(\pi) - m(p_{wf})}$  versus tempo. O termo  $\frac{q_g}{m(\pi) - m(p_{wf})}$  refere-se à vazão normalizada pelas pseudopressões.

Por fim, utilizou-se a metodologia descrita em NOBAKHT & CLARKSON (2011) para estimar o valor da metade do comprimento da fratura no reservatório ( $x_f$ ). Para calcular o valor  $x_f$  foi necessário plotar  $1/q$  versus a raiz quadrada do tempo para identificar o fluxo linear e encontrar a inclinação do gráfico ( $m_{CP}$ ), e então proceder com o cálculo através da Equação 3. Os demais parâmetros são conhecidos.

$$x_f\sqrt{k} = \frac{315.4T}{h\sqrt{\theta\mu C_t}} * \frac{1}{P_{\pi} - P_{p_{wf}}} * \frac{1}{m_{CP}} \quad \text{Equação 3}$$

O valor de  $x_f$  pode estar sobrestimado. Para correção deste valor, IBRAHIM & WATTENBARGER (2006) introduziram o fator de correção  $F_{CP}$  (Equação 4).

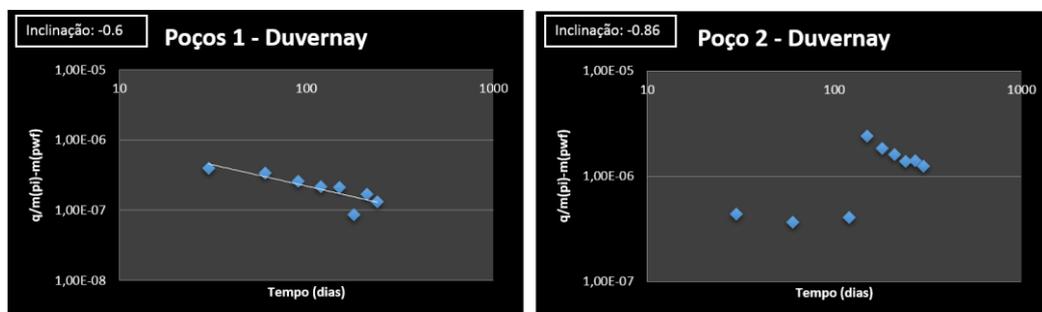
$$F_{CP} = 1 - 0.0852D_D - 0.0857D_D^2 \quad \text{Equação 4}$$

$$\text{Sendo } D_D = \frac{P_{pi} - P_{pwf}}{P_{pi}}$$

Para todo o processo de equacionamento e análises gráficas, utilizou-se o *Microsoft Excel®*.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O poço 2 foi o único que não apresentou fluxo linear transiente da matriz para as fraturas, pois no gráfico *log-log* de vazão normalizada ele não apresentou uma inclinação de -0.5, o que caracteriza esse padrão. A Figura 2 mostra esse resultado comparando o poço 2 com o poço 1, ambos situados em *Duvernay*.



**Figura 2 – Resultado comparativo dos poços do Grupo *Duvernay*.**

A Tabela 1 mostra alguns dados do reservatório juntamente com os resultados de alguns parâmetros calculados a partir das metodologias previamente mencionadas.

**Tabela 1 – Dados obtidos no software *Accumap***

Parâmetros	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
k (mD)	0,0036	0,048	0,06	0,0068
Espessura (m)	5080	5157	1319	1580
mCP	5,8E-06	1,9E-06	1E-05	1,4E-05
Fcp	0,86069	0,94364	0,98389	0,87326
Xf (m)	194,068	63,963	33,6065	68,3889
Xf (m) com correção	167	60,4	33,1	59,7

O poço 1 é caracterizado por um fluxo bilinear durante os dois primeiros meses de produção. Nota-se a presença de fluxo linear dominado pela matriz rochosa e a pela influência da fronteira do reservatório no final da vida produtiva, como sugerido por XU & COOKE (2012). Sendo o fluxo proveniente principalmente da matriz, constatou-se que os tamanhos de fraturas são pequenos.

### 4. CONCLUSÕES

A Equação de ARPS (1944) foi o ponto chave para dar início ao entendimento no avanço das diferentes metodologias. As demais metodologias foram estudadas e, os resultados tornaram-se claros uma vez que puderam ser comparados aos

estudos de caso anteriores, como no caso do Folhelho *Eagle* (Estados Unidos), muito difundido na literatura. A metodologia de WATTENBARGER (2008) foi relevante para o reconhecimento dos tipos de fluxo a partir do conceito de SRT – *Square Root Time*.

O comportamento dos fluxos foi importante para compreender os diferentes padrões encontrados em reservatórios não convencionais. As metodologias adotadas podem ser aplicadas aos folhelhos da Bacia do Paraná assim que estiverem em processo de desenvolvimento. A análise pode também prever dados de produção futuros e estimar o raio de drenagem do reservatório, o que pode ser realizado em um trabalho posterior.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARPS, Jan J. **Analysis of Decline Curves**. Trans. AIME, 228-247. Houston, 1944.

**EIA - US Energy Information Administration, 2013**. Acessado em 14 jul. 2014. Online. Disponível em: [http://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski\\_03142013\\_ifri.pdf](http://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski_03142013_ifri.pdf)

**FEKETE ASSOCIATES INC, 2014**. Acessado em 14 jul. 2014. Online. Disponível em: [http://www.fekete.com/san/webhelp/welltest/webhelp/Content/HTML\\_Files/Reference\\_Materials/Flow\\_Regimes.htm](http://www.fekete.com/san/webhelp/welltest/webhelp/Content/HTML_Files/Reference_Materials/Flow_Regimes.htm)

FETKOVICH, Michael J. **Decline Curve Analysis Using Type Curves**. SPE 4629 Phillips Petroleum Company, 1980.

IBRAHIM, Mazher; WATTENBARGER, Robert Allen. **Analysis of Rate Dependence in Transient Linear Flow in Tight Gas Wells**. SPE 100836 Abu Dhabi, 2006.

NOBAKHT, Mohammad Bagher; CLARKSON, Charles Robert. **Analysis of Production Data in Shale Gas Reservoirs: Rigorous Correction for Fluid and Flow Properties**. SPE 149404 Ohio, 2011.

RODRIGUES, Luis Carlos. **Early Prediction of Reserves in Tight Gas Reservoirs**. Oklahoma, 2005.

WATTENBARGER, Robert Allen; ALMARZOOQ, Anas M.; AL-AHMADI, Hasan A. **Application of Linear Flow Analysis to Shale Gas Wells – Field Cases**. SPE 130370 Pensilvânia, 2010.

WATTENBARGER, Robert A.; BELLO, Rasheed O. **Rate Transient Analysis in Naturally Fractured Shale Gas Reservoirs**. SPE 114591 Alberta, 2008.

XU, Binxiang; COOKE, Dennis. **Production Data Analysis in Eagle Shale Gas Reservoir**. SPE 153072 Vienna, 2012.