

ANÁLISE DE INCERTEZA DA ESTIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS DE PETRÓLEO POR PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS

HENRIQUE T. WEINBERGER; MAUREN C. DA SILVA²; VALMIR F. RISSO³

¹*Universidade Federal de Pelotas – henriquetw@gmail.com*

²*Universidade Federal de Pelotas – mauren_costa@hotmail.com*

³*Universidade Federal de Pelotas – vfrisso@gmail.com*

1. INTRODUÇÃO

Devido à crescente demanda energética e a maturação dos reservatórios de hidrocarbonetos em produção, se faz necessária a criação de novas técnicas e tecnologias, bem como a exploração de campos de petróleo que até eram inviáveis. Assim, a partir de poços horizontal estimulados por fraturamento hidráulico, o qual cria um canal de permeabilidade muito maior do que a permeabilidade da formação (NEUMANN,2016), é possível produzir de reservatórios não-convencionais (RNC), comumente definidos por serem reservatórios com permeabilidade inferior a 0,1mD e apenas podem ser produzidos comercialmente através de estimulação (NEUMANN,2016).

Ao realizar a simulação de fluxo de RNC é sabido da existência de diversas incertezas, sejam elas geológicas ou de engenharia. Para uma correta simulação de fluxo é necessário mensurar tais incertezas com o fim de diminuir o risco do projeto (RISSO *et al.*,2006). Dessa forma, neste projeto são avaliadas as incertezas na simulação de fluxo em meio poroso causado pelo fraturamento hidráulico.

2. METODOLOGIA

Foi gerado um reservatório do tipo composicional de dupla permeabilidade sintético utilizando o GEM da CMG. Este modelo é composto de 49 blocos na direção 'x', 31 blocos na direção 'y' e 7 camadas. A dimensão em 'x' é de 100 pés, enquanto em 'y' e 'z' de 50 pés. A simulação se deu com a utilização de um poço horizontal com 3 comprimentos diferentes.

O estudo adotou duas etapas, a primeira que se deu a análise de sensibilidade dos atributos por Plackett-Burman (COSTA; SCHIOZER,2003), e a segunda a análise de incerteza por planejamento de experimentos utilizando árvore de derivação.

A primeira etapa teve os parâmetros críticos discretizados em 3 níveis, pessimista, provável e otimista, a fim de realizar a análise de sensibilidade. Inicialmente foram utilizados 4 atributos incertos para cada configuração de comprimento de poço (1500,3000 e 4500 pés) (Yu; Sepehrnoori,2014). Eram eles: permeabilidade da fratura, espaçamento entre fraturas, meio comprimento da fratura e altura da fratura. Neste processo foram realizadas 9 simulações para cada comprimento de poço, onde a função-objetivo era Gp, produção acumulada de gás.

A segunda etapa foi a construção da árvore de derivação para os atributos que possuíssem sensibilidade maior ou igual a 0,01. Por distribuição normal de probabilidade foi definido que os valores pessimistas e otimistas têm 20% de probabilidade de ocorrência, enquanto os valores prováveis possuem 60%. A partir da probabilidade acumulada foi construída a curva de risco.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os atributos para os 3 comprimentos de poço obtiveram o mesmo comportamento na análise de sensibilidade. E os efeitos podem ser observados abaixo na figura 1:

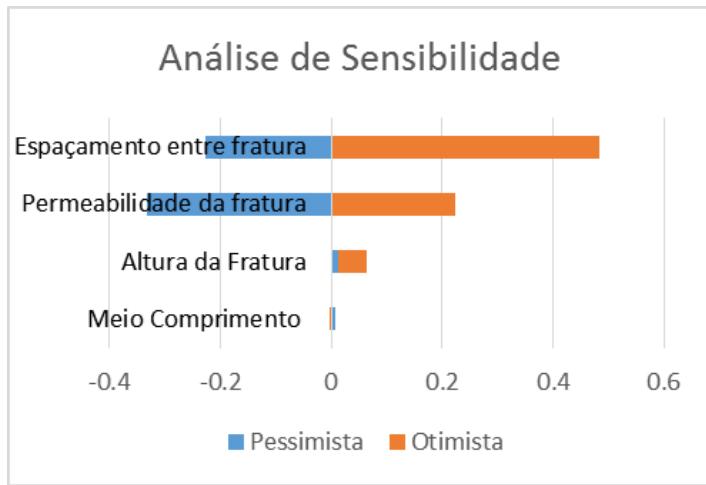


Figura 1 - Análise de Sensibilidade para 1500 pés de comprimento de poço

Através da análise de sensibilidade foi constatado que apenas 3 dos atributos cumprem o requisito para ser críticos. Onde o espaçamento entre fraturas é o atributo mais crítico, seguido da permeabilidade da fratura e da altura da fratura. Entretanto, o meio comprimento da fratura, que era esperado como um fator crítico por estimular uma área lateral maior do reservatório, nesse estudo não possui tanta sensibilidade. A figura 2 mostra o quanto sensível é o espaçamento entre fraturas quando comparando Gp.

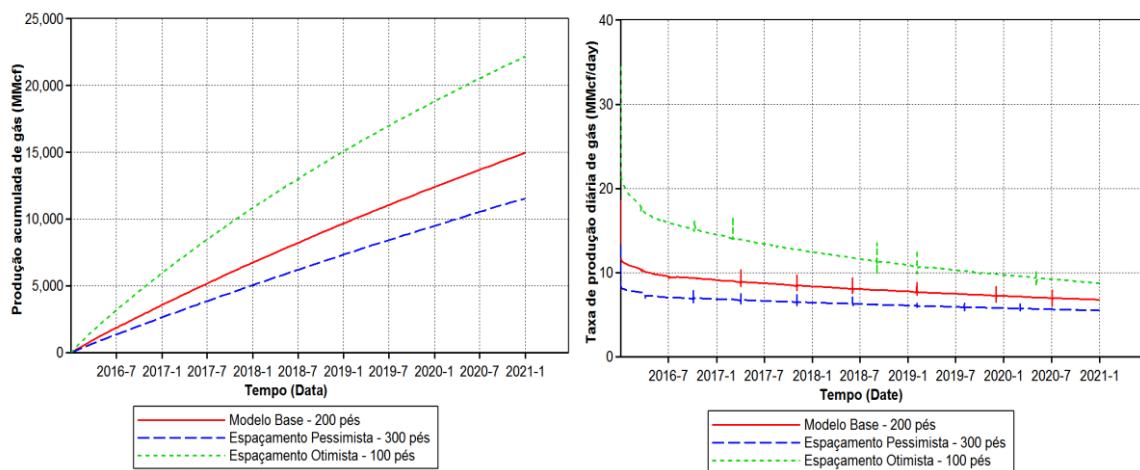


Figura 2 – A esquerda a comparação da produção acumulada de gás para diferentes espaçamentos de fratura, e a direita a taxa de produção diária de gás para diferentes espaçamentos de fratura

Assim foi construída a árvore de derivação para 3 atributos e 3 níveis de incerteza, 3^3 , totalizando um total de 27 simulações para cada comprimento horizontal de poço.

Sim	EspFrat	PermFrat	AlturaFrat	Sim	EspFrat	PermFrat	AlturaFrat	Sim	EspFrat	PermFrat	AlturaFrat
1	-1	-1	-1	10	0	-1	-1	19	1	-1	-1
2	-1	-1	0	11	0	-1	0	20	1	-1	0
3	-1	-1	1	12	0	-1	1	21	1	-1	1
4	-1	0	-1	13	0	0	-1	22	1	0	-1
5	-1	0	0	14	0	0	0	23	1	0	0
6	-1	0	1	15	0	0	1	24	1	0	1
7	-1	1	-1	16	0	1	-1	25	1	1	-1
8	-1	1	0	17	0	1	0	26	1	1	0
9	-1	1	1	18	0	1	1	27	1	1	1

Sim- Simulação

-1 : valor pessimista

Esp Frat- Espaçamento entre fraturas

0 : valor provável

Perm Frat - Permeabilidade da fratura

1 : valor otimista

Altura Frat - Altura da fratura

Figura 3 - Árvore de derivação

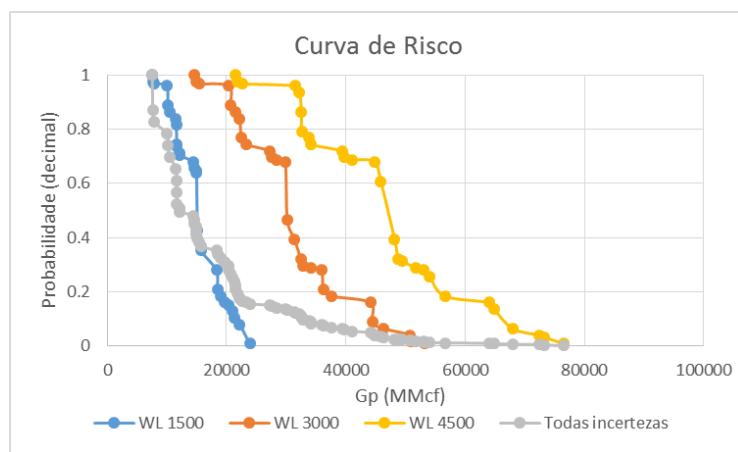


Figura 4 - Curvas de risco para diferentes comprimentos horizontal de poço, onde WL é comprimento de poço em pés.

Observando o comportamento da produção acumulada de gás e também da pressão no reservatório, constatou-se a relação entre Gp e Pressão. A figura 5 ilustra a diferença de pressão no reservatório em dois possíveis cenários, onde o primeiro é para poço de 1500 pés de comprimento e o segundo para poço de 4500 pés, sendo que ambos possuem as mesmas incertezas, enquanto a figura 6 ilustra a relação entre Gp e Pressão.

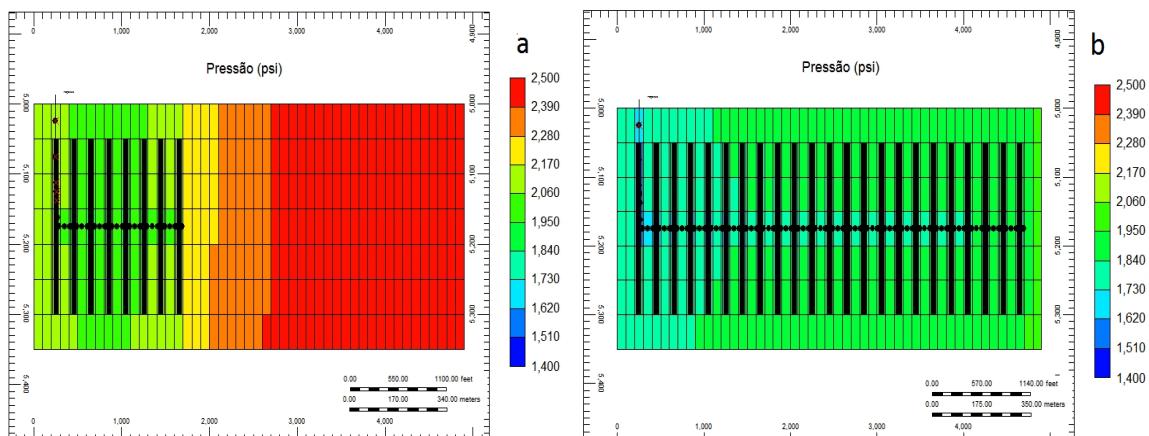


Figura 5 - Pressão do reservatório ao final de 5 anos a) Poço de 1500 pés de comprimento, b) Poço de 4500 pés de comprimento

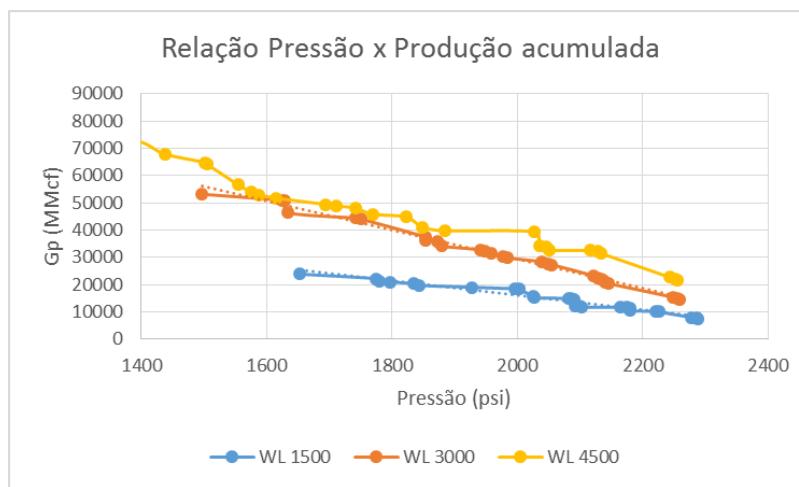


Figura 6 - Relação entre Gp e Pressão

4. CONCLUSÕES

O planejamento de experimentos se faz necessário para quantificar as incertezas durante o desenvolvimento de um campo de petróleo. Como foi visto, a produção de gás pode variar de pouco menos de 8000 MMcf para até 75000 MMcf dependendo do projeto do poço e sua estimulação. Assim, quando associado ao projeto econômico, a análise de incerteza irá quantificar o risco associado ao projeto, tornando-o viável comercialmente ou não.

A variação de pressão é fator determinante para a produção de gás natural em reservatórios não-convencionais, onde projetos que permitam maior diferença de pressão tendem a produzir volumes maiores.

As incertezas geológicas não foram aqui mensuradas por tratar-se de um modelo sintético com objetivo de quantificar o risco na estimulação de poços por fraturamento hidráulico, porém para estudos futuros, é recomendável que sejam avaliadas, também, as incertezas geológicas, bem como considerar o fluxo de hidrocarbonetos em material orgânico.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- COSTA, A.P.A., SCHIOZER, D. J.). *Tratamento de atributos na análise de risco em campos de petróleo na fase de desenvolvimento*. **2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, 15 a 18 de junho, 2003.
- RISSO, F.V.A., RISSO, V.F., SCHIOZER, D. J. *Aplicação de planejamento estatístico e Meta-modelos na análise de risco de campos de petróleo*. **Rio Oil and Gas**, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14, Setembro, 2006.
- Yu, W., E Sepehrnoori, K. *Sensitivity Study and History Matching and Economic Optimization for Marcellus Shale*. **Unconventional Resources Technology Conference**, Denver, Colorado, USA, 25-27, August, 2014.
- NEUMANN, L. *Fraturamento hidráulico convencional em formações não-convencionais*. In: **IV Petrosul**, Pelotas, 2 de Junho, 2016.