



OTIMIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO VIA ALGORITMO GENÉTICO NA EXPLORAÇÃO DE RESERVAS DO TIPO SHALE GAS

Thayná Cardoso Gonçalves^a

Juliana Souza Baioco^{a,b}

Beatriz Souza Leite Pires de Lima^a

Breno Pinheiro Jacob^a

thaynagon@poli.ufrj.br

jsbaioco@lamcso.coppe.ufrj.br

bia@coc.ufrj.br

breno@lamcso.coppe.ufrj.br

^a COPPE/UFRJ – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, LAMCSO – Laboratório de Métodos Computacionais e Sistemas Offshore, Cidade Universitária - Ilha do Fundão, Avenida Pedro Calmon, S/N, CEP 21941-596, Rio de Janeiro - RJ - Brasil.

^b TEQ/ E.Engenharia/UFF – Departamento de Engenharia Química e Petróleo - Escola de Engenharia – Universidade Federal Fluminense, Rua Passo da Pátria, 156, S 305, Bloco D, Campus Praia Vermelha, São Domingos, Niterói RJ, Brasil.

Resumo. *Fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poços com objetivo de aumentar a produtividade pelo estabelecimento de estruturas altamente condutivas, chamadas fraturas. Na 12ª Rodada de Licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foram licitadas áreas em bacias não-convencionais, motivando a elaboração deste projeto de pesquisa nestes tipos de reservatórios. Este trabalho apresenta uma metodologia de otimização baseada em algoritmos genéticos que visa encontrar uma solução ótima para a máxima produtividade do poço a partir dos parâmetros envolvidos no processo. O Projeto Unificado de Fratura foi utilizado como base para a avaliação de um estudo de caso, no qual a função objetivo é o fator de ganho do poço fraturado (Folds of Increase). Os resultados obtidos pelo Projeto Unificado de Fratura foram comparados com os resultados gerados pelo algoritmo genético, que ao final da otimização, obteve um valor superior.*

Palavras-chave: *Fraturamento hidráulico, Otimização, Algoritmos Genéticos, Petróleo.*

CILAMCE 2017

Proceedings of the XXXVIII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering
P.O. Faria, R.H. Lopez, L.F.F. Miguel, W.J.S. Gomes, M. Noronha (Editores), ABMEC, Florianópolis, SC, Brazil,
November 5-8, 2017.

1 INTRODUÇÃO

O petróleo ainda representa uma grande parcela da matriz energética mundial, sendo o Brasil, a principal fonte de energia primária, totalizando 36,5% da oferta de energia interna segundo o Balanço Energético Nacional de 2017 (EPE, 2017).

Responsável por uma revolução no perfil de produção de gás nos Estados Unidos, os reservatórios não-convencionais ainda são pouco explorados no Brasil. Reservatórios de hidrocarbonetos não-convencionais são reservatórios que não produzem economicamente sem a assistência de estimulações massivas ou a aplicação de tecnologias de recuperação especiais (Holditch, 2001), como é o *shale gas*. No entanto, na 12ª Rodada de Licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foram licitadas áreas em bacias não-convencionais no Brasil. Por este motivo, esse artigo pretende focar no estudo destes tipos de reservatórios que são de uma área de pesquisa bastante relevante para o cenário vindouro. O desenvolvimento da produção de reservatórios não-convencionais vem sendo viabilizado através de poços com múltiplas fraturas aumentando o fator de recuperação do reservatório.

O objetivo deste trabalho é utilizar a ferramenta computacional de análise de fraturamento hidráulico de poços de óleo/gás, denominado “*Unified Fracture Design*” dos autores Economides, Ronald E. Oligney e Péter Valkó, e acoplar nesta ferramenta um módulo de otimização baseado em algoritmos genéticos para otimizar o fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase*), a partir dos parâmetros do poço e do fraturamento hidráulico, o que implica no aumento da produção do reservatório.

A base da fundamentação teórica sobre o projeto unificado de fraturamento hidráulico é apresentada por Economides, Oligney e Valkó (2002). Segundo os autores, o número de propante adimensional, por ser o único parâmetro que determina os conceitos dos tratamentos de estimulação baseados nessa operação, pode consolidar estes conceitos. Esse parâmetro é responsável pelo índice de produtividade ótimo que pode ser atingido pelo poço a partir das dimensões ótimas da fratura. A concepção de um projeto lógico para esse procedimento foi realizada em aplicações técnicas, de pesquisa, de desenvolvimento, de campo, em praticamente todas as especificidades geográficas e de tipos de reservatórios.

A otimização de problemas de engenharia através de algoritmos genéticos, tem se mostrado satisfatória, já que estes problemas são, em sua maioria, muito complexos, com grandes espaços de busca, não lineares e não convexos, e outros métodos clássicos encontram dificuldade em obter o ótimo global. Holland (1975) foi o primeiro a propor os Algoritmos Genéticos (AGs). Em seu livro “*Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*”, mostra como os algoritmos simulam fatores fundamentais para a evolução, como processos naturais de sobrevivência e reprodução das populações. O primeiro sucesso em aplicação industrial veio com seu aluno, Goldberg (1989). No livro “*Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning*”, há a demonstração de como os AGs são utilizados para solucionar problemas de otimização e aprendizado de máquinas.

2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poço para aumentar produção de petróleo que consiste em injetar um fluido pressurizado na formação pelo poço a fim de criar fraturas e aumentar a comunicação do poço com o reservatório, elevando a capacidade de fluxo

dos hidrocarbonetos presentes na rocha (Guo et al, 2007). Como as tensões *in situ* tendem a fechar as fraturas criadas, propantes ou agentes de sustentação como areia, cerâmica ou bauxita, por exemplo, são adicionados ao fluido para manter as fraturas abertas após o tratamento. Portanto, estes materiais necessitam ter alta resistência mecânica, e além disso, devem ser bem selecionados e ter uma granulometria específica para garantir a porosidade e a permeabilidade da fratura e assim, gerar uma alta condutividade. Esta condutividade pode ser determinada a partir das propriedades físicas da formação e das propriedades que o propante gera na fratura, com a seguinte relação:

$$c_{fD} = \frac{k_f \times w_f}{k \times x_f} \quad (1)$$

Onde: c_{fD} é a condutividade adimensional da fratura; k_f é a permeabilidade da fratura; w_f é a abertura da fratura; k é a permeabilidade da formação; x_f é o comprimento de uma asa da fratura.

Além da condutividade, outra variável importante no processo é o número de propante (N_{prop}). Prats (1961) foi o primeiro a demonstrar, usando a relação de número de propante, que para determinado volume de fratura sustentado pelo propante, existe uma razão ótima de comprimento e largura que maximiza a produtividade. Para um dado volume de fratura sustentado pelo propante existe um projeto ótimo de fratura que conduz a uma condutividade adimensional ótima de aproximadamente 1,6, para números de propante inferiores a 0,1 (Economides; Oligney; Valkó, 2002). Esta relação é dada por:

$$N_{prop} = \frac{2 \times V_{prop}}{V_{res}} \times \frac{k_f}{k} = c_{fD} \times I_x^2 \quad (2)$$

Onde V_{prop} é o volume da fratura; V_{res} é o volume do reservatório; I_x é a razão de penetração (comprimento total da fratura dividido pelo comprimento do reservatório).

Há várias maneiras para se estimar a produtividade do poço, mas a utilizada neste trabalho é pelo índice de produtividade (J_D) no regime pseudo-permanente. A variação deste índice descreve o real efeito da fratura no desempenho do poço, e para maiores ganhos, deve ser maximizado.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(0.472 \times \frac{r_e}{r_w}\right) + s_f} \quad (3)$$

Onde r_e é o raio de drenagem do reservatório; r_w é o raio do poço; s_f é o efeito de película ou *pseudoskin*, descrito a seguir.

Na maioria dos casos, danos nas vizinhanças do poço ocorrem, mesmo com as maiores precauções sendo tomadas. Esses danos aumentam muito as perdas de carga dos fluidos, visto que é nesta região em que há maior parte de queda de pressão. O impacto dos danos nas vizinhanças do poço pode ser representado matematicamente pelo efeito de película ou fator de *skin*, s_f (Rosa; Carvalho; Xavier, 2006), onde a perda de carga causada pelos danos é proporcional à vazão de produção. O *skin* então, pode ser considerado como um índice da qualidade do poço. Outros fatores mecânicos, não causados propriamente pelo dano, podem ser adicionados ao *skin*. Estes podem incluir um canhoneio imperfeito, penetração parcial do poço na formação, mal dimensionamento do equipamento de completação, e outros. Quando o poço está danificado, ou sua produtividade é inferior à esperada por algum motivo, o fator de *skin* é

positivo. Analogamente, sempre que há um reparo de algum desses fatores, o fator *skin* diminui podendo ser negativo quando a formação é estimulada atingindo aumento da vazão.

$$s_f = \frac{h}{x_f} \times \frac{1}{c_{fD}} \times \left[\ln \left(\frac{h}{2 \times r_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right] \quad (4)$$

A Eq. (4) mostra que à medida que a razão entre a espessura permeável (h) e o raio do poço (r_w) diminui, o efeito de película (s_f), devido à convergência, torna-se menor. O mesmo acontece quando a razão entre o intervalo permeável e o comprimento da fratura (x_f) decresce. O aumento da condutividade da fratura, que auxilia no fluxo, reduz o efeito de película e aumenta consequentemente o índice de produtividade, como visto na Eq. (3).

O fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase - FOI*), é um parâmetro determinado pela razão entre a produtividade depois da operação de fraturamento e a produtividade antes de fraturar. O objetivo deste trabalho é maximizar este parâmetro.

$$FOI = \frac{J_{após}}{J_{antes}} \quad (5)$$

A partir da determinação dos parâmetros descritos acima, é possível calcular a abertura ótima (w_f) e o semicomprimento ótimo (x_f) da fratura.

$$x_f = \sqrt{\frac{V_f \times k_f}{c_{fD} \times h \times k}} \quad (6)$$

$$w_f = \sqrt{\frac{c_{fD} \times V_f \times k}{h \times k_f}} \quad (7)$$

Onde V_f é o volume da fratura.

Uma vez que o comprimento e a abertura ótimos são determinados, estes parâmetros e as especificidades do propante são submetidos ao crivo técnico e as dimensões do fraturamento são validadas. Um esquema de bombeio preliminar é calculado de forma a se obter estas dimensões e assegurar a distribuição uniforme do propante ao longo da fratura. Um projeto lógico é a ferramenta ideal para tomar decisões preliminares de projeto e a avaliação inicial do tratamento executado.

3 OTIMIZAÇÃO COM ALGORITMOS GENÉTICOS

O processo de otimização busca encontrar a melhor solução ou conjunto de soluções para um determinado problema. A otimização pode ser feita de várias formas dependendo da complexidade do problema. Para os mais simples, pode ser feita analiticamente, o que gera um resultado exato, mas para problemas mais complexos o método analítico fica inviável e normalmente são utilizados métodos gráficos ou métodos numéricos que fornecem aproximações. Além desses, existem métodos de iteração, que se baseiam em definir um espaço de busca e uma função objetivo, tentar várias possibilidades gerando soluções que serão avaliadas e, é retornada a melhor solução dado o objetivo.

Aplicações práticas de engenharia são, em sua maioria, muito complexas, com espaços de busca elevados, não lineares, não convexos, logo, os métodos computacionais baseados em iterações têm sido utilizados, porém ainda com limitações. Para a otimização de problemas do mundo real com modelagens cada vez mais complexas, o desenvolvimento de metaheurísticas vem propiciando soluções mais satisfatórias. Os Algoritmos Genéticos (AG) fazem parte deste

conjunto de métodos. São baseados em populações de indivíduos ou populações de soluções candidatas que evoluem ao longo de iterações. Os AGs se baseiam nos princípios da evolução natural e genética, ou seja, a cada iteração, o algoritmo utiliza a informação obtida e a população de soluções candidatas evoluem e se tornam cada vez melhores (Holland, 1975).

Para a realização da otimização do problema de faturamento hidráulico, será utilizado o AG da ferramenta computacional de otimização *ModeFrontier* (ESTECO, 2014)

4 ESTUDO DE CASO

Um cenário de reservatório de baixa permeabilidade, similar aos reservatórios de *shale gas*, com faturamento hidráulico foi utilizado como estudo de caso (Economides, Oligney e Valkó 2002). As propriedades da formação e do poço estão apresentadas na Tabela 1. A Tabela 2 apresenta os limites utilizados nas variáveis do problema em estudo (Almeida, 2016).

Tabela 1. Propriedades da formação e do poço

Propriedades	Valores
Permeabilidade da formação, mD	0.5
Espessura permeável, ft	45
Raio do poço, ft	0.3
Raio de drenagem, ft	2100
Altura da fratura, ft	120

Tabela 2. Limites das variáveis para a otimização

Propriedades	Limite inferior	Limite superior
Massa de propante, lbm	140000	150000
Densidade relativa do propante	2.6	2.7
Porosidade do propante	0.3	0.4
Permeabilidade do propante, mD	55000	61000
Máx. Diâmetro de propante, in	0.030	0.035

4.1 Montagem do modelo

As variáveis do problema, apresentadas na Tabela 2, são os parâmetros que serão modificados a cada iteração a fim de se obter o conjunto solução que maximiza a função objetivo, que é o fator de ganho do poço fraturado.

O comprimento da fratura é restrito a valores menores que 1200 ft, já que, para valores acima deste, o fraturamento ficaria economicamente inviável, dado que o volume da fratura seria muito grande e necessitaria de grandes quantidades de propante, além de bombas para atingir as pressões necessárias para abrir tal fratura, fazendo com que os gastos aumentem exponencialmente para pequenos aumentos no comprimento (Elbel; Britt, 2000).

Finalmente, para otimização, foi utilizado o NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* - Algoritmo Genético de Classificação Não Dominado II) (Deb; Agrawal; Pratap; Meyarivan, 2002). Este algoritmo permite variáveis contínuas e discretas, permite discretização definida pelo usuário, seu método de tratamento de restrições não usa parâmetros de penalidade e implementa diferentes estratégias de elitismo para busca multi-objetivo.

Foi utilizada uma população de 20 indivíduos com 100 gerações do NSGA-II, totalizando 2000 iterações em toda a evolução. A população inicial foi gerada aleatoriamente. Este algoritmo usa codificação real para as variáveis e os parâmetros empregados para crossover e mutação foram respectivamente, 0.9 e 0.2, seguindo as definições de Deb, Agrawal, Pratap e Meyarivan (2002).

4.2 Resultados

O critério de parada empregado no AG foi de 2000 iterações. Foram realizadas dez rodadas e a média do melhor valor da função objetivo, fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase - FOI*), é igual a 4.66. A Fig. 1 ilustra a curva de desempenho de uma rodada do AG.

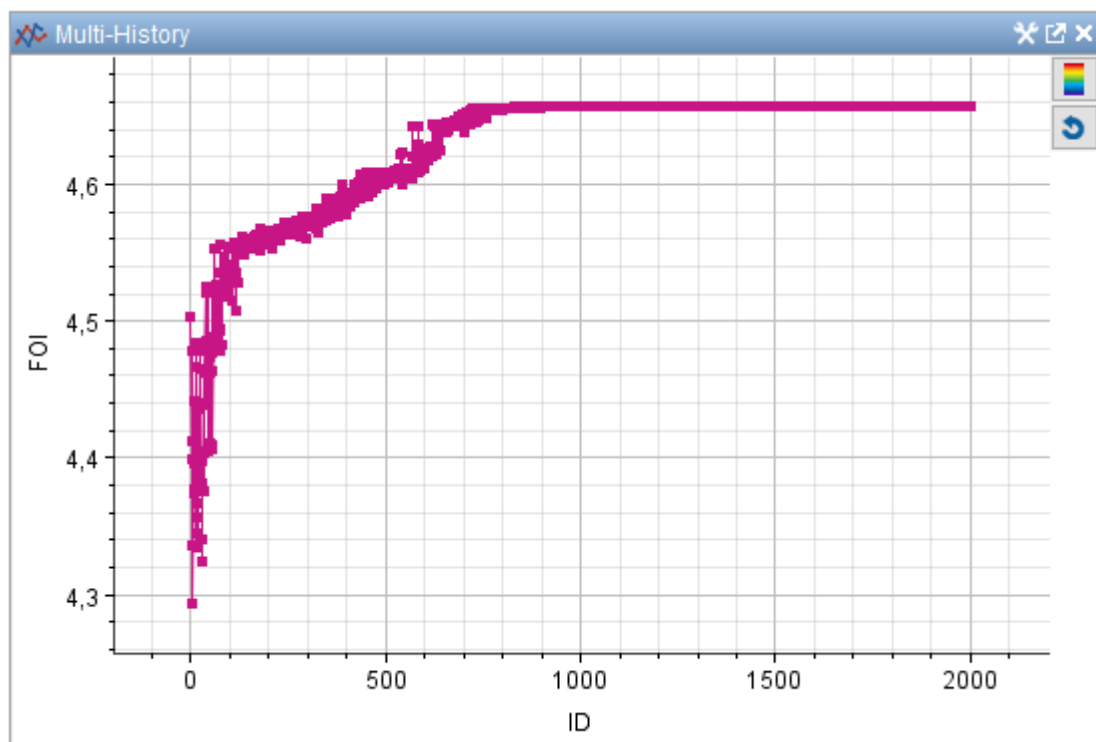


Figura 1 – Curva de desempenho do fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase*)

Pode ser observado que a convergência foi atingida por volta de 900 iterações, bem antes do critério de parada estabelecido de 2000 iterações.

Para uma comparação prática dos resultados obtidos, é utilizado como caso base os valores de um projeto sugerido por Economides, Oligney e Valkó (2002) como modelo ótimo. As propriedades de formação e do poço, dadas na Tabela 1, também foram empregadas no caso base. Os resultados otimizados pelo AG e os resultados do caso base estão dispostos na Tabela 3.

Tabela 3 – Comparação dos valores do caso base e dos valores do caso otimizado

Variáveis	Caso base	Caso otimizado
Massa do propante, lbm	150000	150000
Densidade relativa do propante	2.65	2.6
Porosidade do propante	0.38	0.4
Permeabilidade do propante, mD	60000	61000
Máx.diâmetro do propante, inch	0.031	0.035
Número de propante	0.2111	0.2260
Índice de produtividade ótimo	0.56	0.57
Condutividade ótima da fratura	1.67	1.68
Semicomprimento ótimo da fratura, ft	661.1	682.0
Abertura ótima da fratura, inch	0.111	0.113
Fator de <i>skin</i> pós-tratamento	-6.33	-6.36
<i>Folds of increase</i>	4.57	4.66

4.3 Discussão dos resultados

A partir da análise da Fig. 2 e da Fig. 3 (Elbel; Britt, 2000), desconsiderando os propantes com densidade de 10 ppg, observa-se que, a partir de 700 ft de semicomprimento, o aumento no ganho é muito pequeno. O mesmo acontece para valores acima de 200000 lbm de propante. O valor do caso otimizado de semicomprimento foi 682 ft, com 150000 lbm de propante, sendo um valor satisfatório se fosse levado em conta os ganhos do fraturamento, que pode ser associado com o fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase - FOI*).

Se fosse considerado o valor de 200000 lbm no Projeto Unificado de Fratura, o valor do semicomprimento seria por volta de 750 ft, e, pela Fig. 2, o ganho é menos que 2% ao se aumentar de 700 ft para 750 ft, logo bombear mais 50000 lbm para atingir os 750 ft não seria vantajoso economicamente.

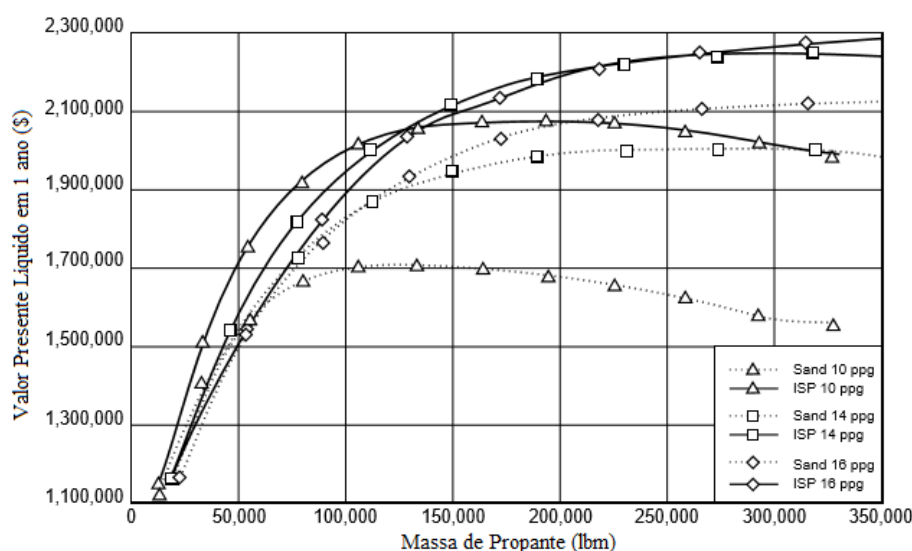


Figura 2 – Valor presente líquido por ano versus massa de propante para diferentes tipos de propante

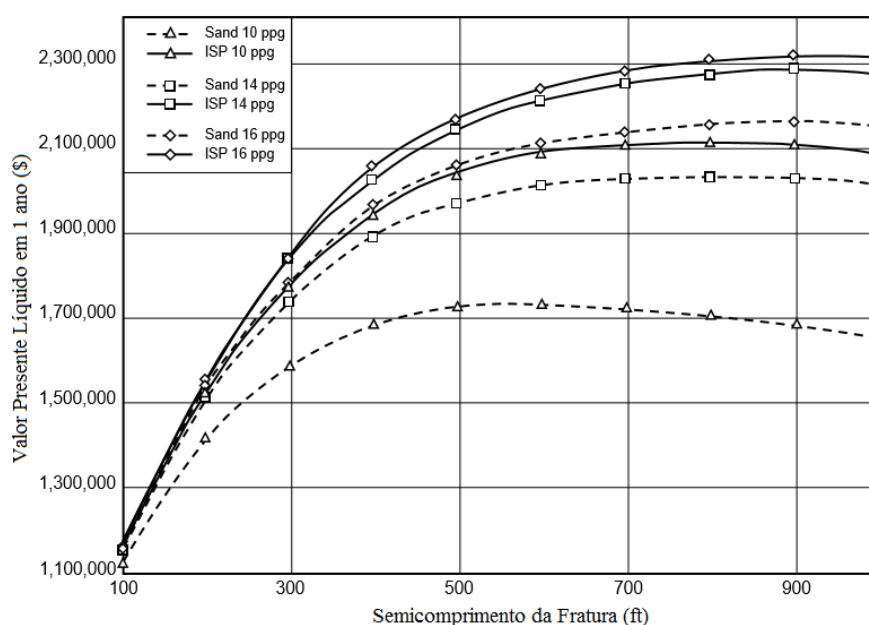


Figura 3 – Valor presente líquido por ano versus semicomprimento da fratura para diferentes tipos de propante

5 CONCLUSÃO

Foi realizada uma fase inicial de otimização do problema de fraturamento hidráulico através de um AG canônico. O objetivo do problema é de maximizar o fator de ganho do poço fraturado (*Folds of Increase*) atendendo a restrição de semicomprimento da fratura, menor que 1200 ft. Uma evolução do problema de otimização é através da consideração de um segundo objetivo que visa a minimização do custo. Para tal incorporar-se-ia uma abordagem de otimização multi-objetivo ao problema. Para isso, necessita-se implementar uma equação que descreva o custo em função dos parâmetros do fraturamento, em que o resultado do custo seja

associado a um módulo de AG com a função objetivo de minimização e assim, gerar uma solução de fronteira de Pareto para ser analisada e, dependendo dos requisitos estabelecidos, eleger uma solução ótima.

O estudo de caso mostrou que a otimização apresenta um ganho em relação ao projeto clássico de Economides, Oligney e Valkó (2002). Isso demonstra que a modelagem empregada utilizando-se a ferramenta *ModeFrontier* foi eficiente entregando resultados competitivos. O limite das variáveis foi alcançado, visto que não há restrição de custo, mas, para validação da metodologia, o resultado está dentro do esperado. Outras variáveis que são interessantes observar são o índice de produtividade ótimo que é maior e o fator de *skin* que é menor no caso otimizado, o que mostra uma situação melhor do que a do caso base.

Como sugestão, seria interessante um estudo de otimização que unisse a determinação de parâmetros e a restrição de custos. A indústria do petróleo possui elevados gastos, sendo que estes podem inviabilizar a realização de um projeto, logo, quando se é necessário minimizar os gastos com o melhor projeto possível, uma ferramenta de otimização com algoritmos evolutivos é de grande valia.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq, pela oportunidade e pelas bolsas PIBIC.

REFERÊNCIAS

- Almeida, V., 2016. *Otimização de Projeto de Freturamento Hidráulico Utilizando Algoritmos Evolutivos*. Monografia, Universidade Federal Fluminense.
- Deb, K.; Agrawal, S.; Pratap, A.; Meyarivan, T., 2002. A Fast Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm for Multi-objective Optimization: NSGA-II. Em: *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Volume 6, pp. 182 a 197. IEEE
- Economides, M.; Oligney, R.; Valkó, P., 2002. *Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice*. 3. ed. Alvin: Orsa Press.
- Elbel, J; Britt, L., 2000. Fracture Treatment Design. Em: Economides, M; Nolte, K. eds, *Reservoir Stimulation Handbook*, Cap. 10, pp. 10-2 e 10-10. Wiley.
- EPE, 2017. *Balanço Energético Nacional 2017: Relatório Síntese, ano base 2016*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- ESTECO. Site da ESTECO, 2014. Disponível em: <http://www.esteco.com/modefrontier>. Acesso em: 02 fevereiro de 2017.
- Goldberg, D., 1989. *Genetic Algorithms: in Search, Optimization and Machine Learning*. Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Company.
- Guo, B. et al, 2007. Hydraulic Fracturing. Em: *Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach*. [S. l.]: Cap. 17, pp. 253. Gulf Professional Publishing.
- Holditch, S. 2001. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business. *Society of Petroleum Engineers Journal*.

Holland, J., 1975. *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence*. Massachusetts: Mit Press.

Prats, M., 1961. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior - Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Volume 1.

Rosa, A.J.; Carvalho, R.S; Xavier, J.A.D., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência.