

INFLUÊNCIA DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO PARA PRODUÇÃO DO GÁS NÃO CONVENCIONAL NAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

Keilla Lima Badaró¹; (2) Herbert Pereira de Oliveira; (3) Ednildo de Andrade Torres;

¹Universidade Federal da Bahia - keilla5@hotmail.com

²Universidade Federal da Bahia- herbert@ufba.br

³Universidade Federal da Bahia- ednildotorres@gmail.com

Resumo: A produção de gás natural vem contribuindo para modificações na matriz energética mundial devido aos avanços tecnológicos oriundos de pesquisas recentes e as atuações de alguns países nas explorações relacionadas aos recursos energéticos não convencionais. Os métodos para estimulação do gás não convencional a partir do fraturamento têm sido cada vez mais estudados e aplicados. Entretanto, em alguns países, como o Brasil, existem divergências na ampliação de seus usos devido aos possíveis impactos ambientais e dos altos custos de implantação envolvidos. Este trabalho tem como objetivos: levantar e apresentar estudos sobre os aspectos operacionais que influenciam na utilização do fraturamento hidráulico; e investigar e discutir os métodos que influenciam na recuperação do gás natural a partir do fraturamento hidráulico. Para a realização deste estudo, optou-se por uma metodologia qualitativa, de caráter bibliográfico, tendo sido utilizadas diversas fontes de pesquisas com foco na estimulação do gás não convencional a partir do fraturamento. Esse direcionamento foi escolhido por tratar de algumas etapas essenciais para a exploração e produção de gás não convencional. Os resultados obtidos foram: a compreensão da importância de utilizar métodos numéricos na otimização do processo de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais; a identificação da influência direta do fraturamento hidráulico na possível produção de gás nas bacias sedimentares brasileiras; e a análise e entendimento do potencial de impacto da utilização deste método.

Palavras-chave: Gás não convencional; Fraturamento Hidráulico; Bacias Sedimentares Brasileiras.

1. INTRODUÇÃO

O gás natural vem tornando-se uma grande aposta para o mercado socioeconômico, devido ao potencial econômico das reservas mundiais de gás não convencional (SILVA et.al, 2015). Um dos métodos para estimulação desse tipo de recurso é o fraturamento hidráulico. De acordo com Cavalcante (2017), esse método de estimulação tem como objetivo aumentar a produtividade de reservatórios não convencionais, possibilitando o aumento da permeabilidade na formação. Esse processo, de acordo com Castro (2004), é feito através da indução de canais nas rochas produtoras ou pela remoção do dano de formação, facilitando a produção dos fluidos.

Tomando como base os resultados de países como Estados Unidos, Canadá e China, que observaram menor preço do gás, fonte mais limpa e alta economia, e com objetivo de contribuir

para a melhoria do cenário energético nacional, o Brasil vem intensificando os estudos para a identificação de potencial do gás não convencional. Assim sendo, o método de estimulação mais utilizado e de melhor eficiência é o fraturamento hidráulico, pois é uma técnica que permite o melhoramento significativo da produção dos reservatórios não convencionais.

Todavia, ainda há fatores limitantes no Brasil para a produção em reservatórios não convencionais a partir desse método. Entre eles, os impactos ambientais (como vazamentos), que podem ocasionar na contaminação dos lençóis freáticos. Neste contexto, este artigo busca estudar a utilização de métodos operacionais que possam otimizar e influenciar na utilização do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais nas Bacias Sedimentares Brasileiras.

2. METODOLOGIA

O presente trabalho consiste na análise da literatura sobre o método de fraturamento hidráulico na produção de gás não convencional. Esse estudo tomou como base os resultados que influenciaram positivamente na otimização da produção do gás não convencional quando são aplicados os métodos de fraturamento hidráulico.

Trata-se de uma pesquisa exploratória com objetivo de analisar as principais características, influência e aplicabilidade dos métodos numéricos e de elementos finitos para recuperação do gás não convencional na Bacias Sedimentares Brasileiras, utilizando a técnica de fraturamento hidráulico.

3. ASPECTOS TEÓRICOS

3.1 Fundamentos dos Reservatórios não Convencionais

Há várias discussões em torno dos reservatórios não convencionais, principalmente quanto à exigência de tecnologias avançadas para a estimulação. De acordo com Baptista (2011), esses tipos de reservatórios são bastante diversificados, podendo ser profundos ou não, ser homogêneos ou naturalmente fraturados, possuem altas ou baixas temperaturas e conterem uma única zona ou múltiplas. Essas características os diferem de reservatórios convencionais, que são aqueles que possuem permeabilidades médias a altas, de pequena extensão geográfica, porém de fácil desenvolvimento, ocorrendo em uma estrutura geológica ou condição estratigráfica (NETO, 2017).

Tendo em vista a diferenças entre os reservatórios convencionais e não convencionais, as principais caracterizações da geologia destes são alguns tipos específicos de rochas. Entre elas, há: geradoras, calcárias e reservatórias, que, normalmente, são ricas em material orgânico, como o querogênio. Esses tipos de rochas, geralmente, possuem porosidade e permeabilidade elevadas, o

que permite conter hidrocarbonetos. Porém, em algumas rochas, há um índice maior de aprisionamento do óleo e/ou gás que impossibilita a sua migração para superfície.

O termo “não convencional” é usado para fazer referência ao óleo ou gás extraído de rochas com baixa permeabilidade e baixa porosidade. Existem vários tipos de reservatórios com essas características, dentre os quais merecem destaque: o *Shale Gas*, o *Tight Gas* e o *Coalbed Methane* (CBM). A Figura 1 mostra a esquematização dos principais depósitos de gás natural não convencional.

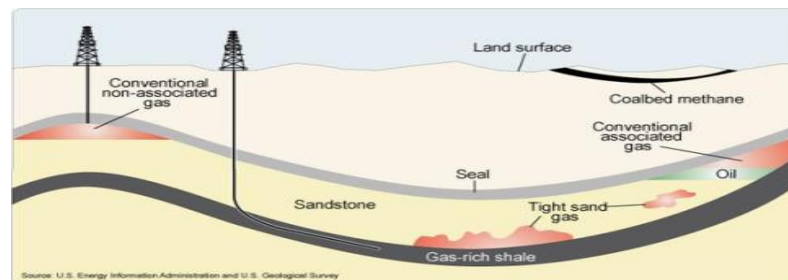


Figura 1. Representação esquemática dos principais depósitos de gás natural
Fonte: U.S GEOLOGICAL SURVEY, 2013.

3.1.1 *Shale Gas* (Gás de Folhelho)

O Gás de Folhelho é o gás natural que percorre rochas de granulação fina, que são depositadas em área de baixa energia, contendo camadas paralelas, que podem ter o gás aprisionado entre elas. A mistura de hidrocarbonetos, cuja composição abrange desde o metano até o hexano, encontra-se na forma livre ou associada ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes (THOMAS, 2004).

3.1.2 *Tight Gas* (Reservatório de Baixa permeabilidade)

Os reservatórios de *Tight Gas* são de arenito com baixa permeabilidade, considerados os reservatórios que mais apresentam desafios técnicos para viabilização de sua produção. O que os diferencia dos reservatórios de arenito convencionais é que esses têm espaço poroso mais fácil de trabalhar, consistindo de um empilhamento de camadas sedimentares que são carregadas com óleo ou gás.

3.1.3 *Coalbed Methane* (Metano da camada de Carvão)

Gerado nas camadas de carvão, a sua formação é determinada pelas concentrações de metano em altas temperaturas e pressões. Para a representação das características de um reservatório CBM é necessário observar o grau de carbonificação, composição petrográfica, matéria mineral, capacidade de absorver água e sistema de fraturas (LOURENZI E KALKREUTH, 2014).

4. PROCESSOS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO

De acordo a resolução da ANP, nº 345 de abril de 2014, o fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poço utilizada para maximizar a produção de óleo e gás natural em reservatórios não convencionais. O fraturamento hidráulico tem como principal objetivo a perfuração e extração de gás que está localizado em rochas sedimentares consideradas folhelho, ou, tradicionalmente, chamada de xisto. Ou seja, consiste basicamente no bombeamento de fluidos de fraturamento a uma pressão suficientemente alta para superar as forças de compressão existentes na formação rochosa do folhelho, criando fraturas estreitas ao longo da formação (POLI, 2014).

Historicamente, o método de fraturamento hidráulico não é uma tecnologia nova. O primeiro processo em reservatórios convencionais ocorreu em 1946, no campo Hugoton, no Kansas (FRACFOCUS, 2014). Desde então, o uso do método tem sido amplamente difundido, tornando-se obrigatório principalmente na exploração dos poços de gás não convencionais.

4.1 Processo do Fraturamento Hidráulico

Os reservatórios cujos graus de permeabilidade são baixos necessitam de um processo de estimulação, o qual possibilitará criar um adicional de permeabilidade, permitindo que o óleo ou gás que está nessa formação escoe facilmente. Com isso, é necessário aplicar o método de fraturamento para recuperação do poço. Este processo é composto de algumas etapas, e entre elas, o bombeamento, que de acordo com Carvalho (2012), é um processo onde o fluido é bombeado à taxa e pressão calculadas para gerar fraturas e fissuras na formação alvo, além da injeção de soluções compostas por água, areia, concreto e aditivo químico.

Fracfocus (2014) destaca as principais etapas para realização do fraturamento hidráulico em um determinado reservatório não convencional:

- Fase de ácido, que consiste em milhares de litros de água misturado com um ácido diluído e que serve para limpar os restos de cimento ou fluido de perfuração;
- Fase colchão, que consiste em aproximadamente 100.000 litros de *slickwater*¹ sem material propante, que é o conjunto de materiais de sustentação.
- Etapa de lavagem, que consiste em um volume de água doce suficiente para limpar o excesso de propante do poço.

Além da utilização dos propante e areias, existem alguns aditivos químicos que são complementares para o tratamento das fraturas nos poços. Entre eles, há a solução de ácido diluído,

¹Método ou sistema de hidrotreatamento que envolve a adição de produtos químicos à água para aumentar o fluxo do fluido.

biocida ou desinfetante, inibidor de incrustação, etileno-glicol, controlado de Ferro (ácido cítrico ou o ácido clorídrico), cloreto de potássio ou compostos à base de poliacrilamida, N-dimetil formamida, agentes gelificantes e agente crosslinker. É importante salientar que a concentração dos aditivos nos fluidos são apenas 5% (FRACFOCUS,2014).

5. MÉTODO DIFERENCIAL QUE INFLUENCIA NO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Foi realizada uma análise exploratória do método numérico que influencia no processo de fraturamento hidráulico, explorando os parâmetros que já foram utilizados e que obtiveram resultados precisos no aumento da produção a partir do fraturamento hidráulico.

5.1 Método numérico para recuperação

A fratura induzida ocorre devido à indução de fluidos nos reservatórios que possuem pouca porosidade e permeabilidade. Em decorrência da necessidade de desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias, a indústria de petróleo e gás vem introduzindo novos métodos que influenciam no processo de produção dos reservatórios não convencionais. Um destes métodos é o de simulação numérica, que tem uma tendência para a aplicação na Engenharia.

Na área de petróleo e gás, o método de simulação numérica é desenvolvido para estimar as principais características e comportamento dos reservatórios. De acordo com Randel (2015), somente com o uso de um simulador numérico é possível inferir o melhor conjunto de parâmetros operacionais e/ou as melhores soluções de problemas práticos que devem ser aplicados a fim de produzir de forma ótima, em determinado campo.

Alguns artigos apresentam exemplos práticos desse tipo de metodologia. Dentre os processos de simulação de controle da fratura tem-se o módulo IMEX, que é um simulador para modelagem de reservatórios não convencionais (CASTRO, 2016). Este módulo tem a capacidade de modelar as três fases fluidas, com duas ou três dimensões, como também pode modelar múltiplos tipos de rochas, com escolha de permeabilidade relativa flexível (LÉVERENZ, 2015).

O processo operacional da estimulação via fraturamento hidráulico cria canais que permitem o fluxo de fluido do reservatório para o poço. Randel (2015) afirma que refinar os blocos com objetivo de obter grandes reservatórios demandaria muito tempo e a exigência de processamento computacional. Além disso, o bloco seria tão pequeno que não seria possível demarcar ali a existência de um poço com raio maior do que o tamanho do bloco. Para melhor desenvolvimento dos blocos em relação à fluidez e sua viabilidade, foi necessária a simulação numérica, na qual se manteve a condutividade da fratura original.

5.2 Métodos de Elemento Finitos

O uso de métodos para recuperação de reservatórios não convencionais é uma tarefa desafiadora, principalmente quando se tem um processo técnico capaz de ocasionar desastres ambientais e um alto valor para a produção. A utilização de modelagem computacional em meios porosos vem aumentando cada vez mais. Nesse processo, são utilizadas variáveis que possibilitam a otimização das fraturas. Entre estas variáveis, está a interação entre os quatro fenômenos do fluxo do fluido na fratura, quais sejam: o fluxo nos poros, a deformação, a expansão e a propagação da fratura (BARBOSA,2017).

O método dos elementos finitos tem uma abordagem útil para solucionar as características irregulares. Segundo Barbosa (2017), a formulação enriquece as funções descontínuas, o que lhes conferem maior precisão e eficiência computacional em comparação com a aplicação convencional do método. O mesmo autor diz que o método finito necessita de graus de liberdade adicionais para simular a abertura de fraturas e que esta técnica é fácil de programar no caso de uma fratura retilínea, porém complicada se a geometria da fratura tornar-se irregular.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base nas análises sobre os métodos que possam influenciar na otimização da técnica de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais, foi constatada na literatura que há uma maior produção quando é aplicado esse tipo de metodologia.

Diante disso, e partindo-se da apresentação dos diversos efeitos dos métodos utilizados no processo de fraturamento (tais como a variação da vazão, viscosidade do fluido e propagação da fratura), concluiu-se que este método otimiza o processo de operação para a exploração de reservatórios não convencionais, evitando possíveis desperdícios e erros na hora do fraturamento.

No entanto, os estudos baseados nos artigos de métodos numéricos utilizando o módulo IMEX e o método finito ainda buscam soluções para melhor desenvolvimento. Com isso, será possível estimar com mais clareza os principais comportamentos dos reservatórios ao longo da operação. Devido a essas análises, as discussões em torno da influência da utilização do fraturamento hidráulico nas bacias sedimentares brasileiras precisam ser feitas de modo articulado, contemplando toda a sua complexidade, analisando os lados positivos e negativos dos métodos utilizados.

7. CONCLUSÃO

O fraturamento hidráulico é o método mais utilizado para estimular o aumento de produção em reservatórios não convencional. Porém, esse tipo de produção dispõe de particularidades que levantam muitas incertezas, relacionadas principalmente às de domínio tecnológico e que possam afetar o meio ambiente.

Nesse cenário, é possível concluir que, de acordo com a análise dos métodos numéricos utilizados em outros países, a produção em reservatórios não convencionais a partir do fraturamento hidráulico, apesar dos inúmeros desafios, apresenta uma grande importância na sua aplicabilidade, com resultados claros e satisfatórios. As análises feitas no decorrer dos estudos estabeleceram um conhecimento de causa, onde é possível afirmar que a utilização de métodos de recuperação que antecede a operação do fraturamento hidráulico em reservatórios não convencional é de grande importância para indústria petrolífera, pois os efeitos influenciam numa maior produção desses reservatórios, além de intervir em possíveis problemas que possam gerar.

Por isso, cabe aos responsáveis pela produção desse tipo de recursos no Brasil analisarem os efeitos e observarem a influência destes métodos na produção no país. Ressaltando-se, por fim, que os métodos numéricos que auxiliaram na produção nos reservatórios não convencional para aplicação do fraturamento hidráulico trouxeram qualidade para o processo de produção no que diz respeito à exatidão das características do poço.

8. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução de Diretoria. n. 345, abr. 2014.

BARBOSA, J.A.C. Simulação numérica do fraturamento hidráulico pelo método estendido dos elementos finitos. 2017. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.pucrio.br/31482/31482.PDF>>. Acesso em: 10 de Mar.2018.

BAPTISTA, J.P.M.M.S. Caracterização de Formações da Bacia Lusitaniana (zona emersa) para a produção de gás natural (não convencional). 2011. Disponível em: <<https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395143446410/Tese.pdf>>. Acesso em: 6 de Mar. 2018;

CARVALHO, R.L. Estimulação em Reservatórios Carbonáticos. 2012. Disponível em:<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:9Nsr_npsJ:www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/1404/1/Rafael%2520Ladeira%2520Carvalho.pdf+&cd=1&hl=ptBR&ct=clnk&gl=br>. Acesso em: 3 de Mar.2018;

CASTRO, Antônio Orestes Salvo. “Seleção de poços de petróleo para Fraturamento Hidráulico: Uma comparação entre sistema genético Fuzzy e Neutro-Fuzzy”, Rio de Janeiro, UFRJ, (2004)

CASTRO, C.B de. Análise da Produção por Fraturamento Hidráulico em Reservatórios não Convencionais do tipo Tight Gas. 2016. Disponível em:
<<http://www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/2612/1/Camila%20Bueno%20de%20Castro.pdf>>.
Acesso em: 05 de Mar.2018;

CAVALCANTE, M.A. et.al. Influência do tipo e da concentração de quebradores de géis no processo de Fraturamento Hidráulico. 2017. Disponível em: Acesso em: 28 de Nov. 2017;

FRACFOCUS, Chemical Disclosure Registry. Hydraulic Fracturing: The Process. EUA. 2014. Disponível em: <<http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>>. Acessado em 5 de Mar. 2018;

LOURENZI, P.KALKREUTH, W.O potencial de geração CBM (Coalbed Methane) na jazida Sul Catarinense: 1. Características petrografias e químicas das camadas de carvão da Formação Rio Bonito, Permiano da Bacia do Paraná.2014. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/bjgeo/v44n3/2317-4889-bjgeo-44-03-00471.pdf>>. Acesso em: 25 de Fev.2018.

LÉVERENZ, J.E.M. Simulação de Fluxo em Reservatórios Não Convencionais de Folhelhos. 2015. Disponível em:
<http://www2.dbd.pucrio.br/pergamum/tesesabertas/1313050_2015_pretextual.pdf>. Acesso em: 3 de Mar.2018;

NETO, M.A. Influência do Propante de Fraturamento Hidráulico na produção de Reservatório Tight Gás. 2017. Disponível em:
<https://monografias.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/5183/1/final%20Marco_Aur%C3%A9lioTCC_pdf%20.pdf>. Acesso em: 25 de Fev. de 2018.

POLI, M. Recurso a Energéticos não Convencionais: Aspectos Tecnológicos e Expansão da Produção de Shale Gás.2014. Disponível em:
<https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/512/1/Monografia%20Mariane%20de%20Poli.pdf>. Acesso em 26 de Mar.2018.

RANDEL, R.A. Estudo Numérico da recuperação em reservatórios Tight através do fraturamento hidráulico.2015.Disponível em: < [file:///C:/Users/Keilla/Downloads/TCC - 2015.1 - Rafael Alves Randel%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Keilla/Downloads/TCC_-_Rafael_Alves_Randel%20(2).pdf)>. Acesso em: 25 de Fev. 2018.

SILVA, E. et.al. Perspectivas para a exploração do Shale Gas no Brasil. 2015. Disponível em:
<<http://www.iee.usp.br/agrener2015/sites/default/files/tematica4/725.pdf>>. Acesso em: 09 de Mar.2018.

U.S Energy Information Administration, “*Technically recoverable Shale Oil and Shale Gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*”, 2013.

THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: 2ª Ed. Editora Interciência (2004).