

ESTIMULAÇÃO DE POÇOS E FRATURAMENTO HIDRÁULICO: UMA ANÁLISE DO POTENCIAL BRASILEIRO

Rayan Paixão Tavares Batista ¹
Thiago Malheiro Leitão ²
Troner Assenheimer De Souza ³

RESUMO

O presente trabalho aborda o potencial brasileiro para exploração e produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais, além de apresentar os principais aspectos de operações de estimulação de poços, em especial, de fraturamento hidráulico. Inicialmente, é feita uma avaliação quantitativa dos recursos não convencionais descobertos até o momento em território brasileiro, seguido da apresentação do conceito de estimulação de poços. Posteriormente, é feito um aprofundamento nas operações de fraturamento hidráulico, descrevendo-se os principais modelos de fratura, bem como aspectos operacionais dos materiais responsáveis pela sustentação das fraturas, os chamados propantes, além de suas respectivas classificações: areia, areia resinada e propante cerâmico.

Palavras-chave: Estimulação de Poços; Fraturamento Hidráulico; Propante; Recursos Não Convencionais; Engenharia de Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera compreende grande importância na matriz energética mundial, com representatividade estimada em 54,3%. Trata-se de um segmento extremamente avançado, com aportes bilionários em pesquisa, exploração e tecnologia, guiados por grandes companhias e grupos de investimento. Tais aportes são justificados pelo grande retorno financeiro que o meio proporciona e pela importância estratégica frente aos embates geopolíticos devido às disputas por fontes energéticas.

Com diversos atrativos para atuação e necessidade de altos investimentos, agentes menores, que também desejam atuar no meio, optam por operar campos que estão funcionando

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, rayan_tavares@id.uff.br;

² Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, thiogomalheiro@id.uff.br;

³ Professor orientador. Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo - UFF, troneras@id.uff.br.

há anos, muitas vezes em estágio de declínio de produção. Ainda que essa seja uma alternativa para pequenas empresas atuarem no cenário do petróleo, a atividade de operar em campos maduros possui alguns riscos e desafios.

Sabe-se que as tecnologias utilizadas para estender a vida útil e aumentar a produtividade do campo, como o fraturamento hidráulico, dependem de um elevado montante financeiro, fazendo com que a produção em campos maduros seja mais custosa, diminuindo a margem de lucro. A exemplo dessa necessidade de grandes investimentos, os Estados Unidos otimizaram o cenário de produção nacional de petróleo e derivados para consumo interno, em especial pela atuação em *shale gas*, caracterizando-se, também, como uma importante nação exportadora de petróleo e derivados. Percebe-se, então, que a estimulação de poços, conceito que engloba atividades como o fraturamento hidráulico, apresenta elevado potencial para caracterizar-se como solução relevante aos desafios impostos pelo cenário atual do setor de óleo e gás.

O presente artigo, dessa forma, tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica acerca do conceito de estimulação de poços, em especial de fraturamento hidráulico e os principais modelos matemáticos que compõem suas análises. Além disso, o trabalho aborda características importantes de agentes de sustentação de fratura, os chamados propanes. Busca-se, ainda, chamar à atenção o potencial brasileiro para exploração de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais, através de operações de fraturamento hidráulico.

2. METODOLOGIA

O presente artigo foi desenvolvido a partir de pesquisas realizada nos repositórios de três universidades federais brasileiras, expandindo-se, posteriormente, às referências bibliográficas dos trabalhos obtidos nos repositórios. Assim, foi realizada uma análise dos conteúdos disponíveis para estudo, a fim de identificar os assuntos mais pertinentes neles encontrados e, por fim, realizar um apanhado das teorias mais relevantes no âmbito apresentado.

3. ESTIMULAÇÃO DE POÇOS

A produção de petróleo e gás natural em um reservatório requer o dispêndio de certa quantidade de energia para que possa ocorrer. A fonte dessa energia pode ser natural, em decorrência da pressão de reservatório, ou oriunda de técnicas mecânicas e químicas (métodos

de recuperação) que visem facilitar a migração dos fluidos para o poço e, posteriormente, sua elevação às unidades de produção.

A produção natural de fluidos em um reservatório pode ocorrer, de maneira generalizada, em decorrência dos efeitos de descompressão dos fluidos, que leva à sua expansão, e pela contração do volume poroso (ROSA, 2006). Os três principais mecanismos geradores dos referidos efeitos de descompressão são: gás em solução, capa de gás e influxo de água.

No mecanismo de gás em solução, o início da produção do reservatório leva a uma rápida queda de pressão, que resulta na expansão do volume de óleo e na contração do volume poroso, impulsionando a produção do fluido. Uma vez atingida a pressão de bolha, o gás dissolvido é liberado e sua rápida expansão (devido à alta compressibilidade) incrementa o deslocamento de óleo, favorecendo a produção. Embora seja benéfico, tal fato acarreta o rápido declínio da energia útil do reservatório e em elevadas razões gás-óleo (RGO), devido à maior mobilidade do gás em relação ao óleo (QUEIROZ, 2017).

No mecanismo de capa de gás, a fase gasosa responsável pela manutenção da pressão de reservatório pode ser preservada ao evitar-se a sua produção (perfurando-se, preferencialmente, a camada de óleo). Nesse caso, o tamanho da capa de gás é o fator preponderante para a manutenção da energia do reservatório, visto que, quanto maior o volume de gás presente na capa, maior será o efeito de sua expansão na pressão do reservatório e, conseqüentemente, na produção dos fluidos (ROSA, 2006).

O mecanismo de influxo de água, por sua vez, é devido à presença de grandes volumes de água abaixo das camadas de hidrocarbonetos. Nesse mecanismo, a produção inicial do petróleo leva à queda de pressão no reservatório, permitindo a expansão do volume de água abaixo do mesmo, além da redução de seu volume poroso. Tal fato leva à invasão do reservatório por parte do aquífero, auxiliando o deslocamento dos hidrocarbonetos em direção ao poço (QUEIROZ, 2017).

A produtividade de um poço petrolífero é um fator preponderante para o sucesso do empreendimento. Nas etapas dos testes de produção, são mapeadas as características estáticas e dinâmicas do reservatório, visando a determinação mais precisa das etapas subsequentes de exploração dos hidrocarbonetos. Nesses testes, são feitas variações nas vazões de produção com o intuito de observar-se os impactos da queda de pressão no reservatório. O parâmetro mais relevante obtido a partir desses testes é o chamado índice de produtividade (IP).

Dentre os fatores que podem ocasionar a diminuição do IP, destacam-se os chamados danos à formação, que podem ocorrer nas fases de exploração, produção, perfuração, fraturamento hidráulico e *workover*. Esses danos podem ser de natureza física ou química e seus principais indicadores são: diminuição da permeabilidade, *skin* (dano localizado nas proximidades do poço, causado, normalmente, pelas atividades de perfuração e completação) e diminuição da performance do reservatório (QUEIROZ, 2017).

A estimulação de poços compreende as técnicas de intervenção aplicadas a um poço com o intuito de elevar sua produtividade, seja pela criação de canais de fluxo preferencial (através do aumento da área de contato entre o poço e o reservatório), pelo tratamento da matriz rochosa ou remoção de algum tipo de dano presente na região produtora. Dentre as técnicas de estimulação de poços, destacam-se: o fraturamento hidráulico, a acidificação matricial de carbonatos e arenitos e o fraturamento ácido. Devido ao objetivo principal do artigo, optou-se por abordar apenas o conteúdo referente à primeira técnica.

3.1. Fraturamento Hidráulico

O princípio básico das operações de fraturamento hidráulico baseia-se no bombeamento de fluido altamente pressurizado contra as paredes do reservatório, visando sua ruptura. O rompimento da rocha requer que a pressão do fluido bombeado seja maior que a chamada pressão de fraturamento. Uma vez aberta, a fratura propaga-se de acordo com a pressão de bombeamento do fluido para dentro da rocha, sendo ela maior que a pressão de fechamento da rocha, até que a fratura atinja as proporções desejadas (NETO, 2017).

Ao fim da aplicação do diferencial de pressão para a ruptura, é necessária a injeção de um agente de sustentação que mantenha a fratura aberta. O referido agente é chamado de propante e seu objetivo consiste em criar um caminho de maior condutividade entre o reservatório e o poço. Durante o processo de fraturamento, o fluido é succionado do tanque para os misturadores, onde mistura-se os aditivos que conferem as propriedades adequadas à operação. Posteriormente, as bombas de alta pressão e vazão realizam, através da coluna de produção ou do revestimento, a injeção do fluido para o poço (NETO, 2017).

As operações de fraturamento hidráulico podem ser divididas em quatro estágios principais: estágio ácido, estágio de pré-colchão, estágio de colchão e estágio de propante (MEINERS et al., 2013).

No primeiro estágio, é feita a limpeza da zona dos canhoneados através da injeção de ácido diluído, visando eliminar-se os vestígios da cimentação e os carbonatos presentes nas formações próximas à área. O segundo estágio, por sua vez, consiste na injeção do fluido de fraturamento sem a presença do propante, com o objetivo de iniciar a propagação da fratura. No terceiro estágio, injeta-se um fluido de maior viscosidade em relação ao da etapa anterior, visando abrir a fratura de maneira controlada até o ponto previsto no projeto. Já o estágio de propante é caracterizado pelo aumento gradual da concentração do agente de sustentação (propante), visando o preenchimento da fratura (MEINERS et al., 2013).

A técnica de fraturamento hidráulico não é capaz de alterar a capacidade de fluxo através da rocha reservatório, mas sim de aumentar o índice de produtividade e injetividade através da alteração do modelo de fluxo do reservatório para o poço, fazendo com que o fluido percorra caminhos de menor resistência. Além disso, a técnica permite atingir áreas do reservatório com melhores características permoporosas ou isoladas hidráulicamente, ou com pequena espessura produtora. O fraturamento pode proporcionar, também, a conexão entre fissuras naturais do reservatório e a possibilidade de atravessar zonas danificadas, com permeabilidade reduzida, exercendo grande influência no fator de recuperação (THOMAS, 2004).

A alta complexidade inerente às operações de fraturamento torna necessária a elaboração de modelos matemáticos que possibilitem as análises adequadas do projeto. Nesse sentido, destacam-se os modelos Perkins-Kern-Nordgreen e Khristianovic-Geertsma-de Klerk.

3.1.1. Modelo Perkins-Kern-Nordgreen (PKN)

O modelo bidimensional de Perkins e Kern foi desenvolvido em 1961 e leva em consideração a hipótese da altura da fratura constante e independente de seu comprimento. Além disso, considera-se que a fratura ocorra em um plano de deformação na vertical, sendo a sua seção transversal elíptica e perpendicular ao fluxo, permanecendo assim até a extremidade da fratura. Em virtude da hipótese de deformação plana e vertical, o referido modelo é tido como o ideal para fraturas cujo comprimento seja muito maior que a altura (SILVA, 2007).

O modelo admite, ainda, que a pressão do fluido de fraturamento seja constante no plano vertical, perpendicular à direção de propagação. Além disso, a deformação das seções verticais ocorre de forma independente, atingindo a forma elíptica com a máxima abertura em seu centro.

Considera-se, também, que o gradiente de pressão do fluido na direção de propagação da fratura seja determinado pela resistência ao fluxo no interior do canal, e que a pressão do

fluido na fratura seja diminuída conforme sua aproximação à extremidade da fratura, de modo que, nesse ponto, a pressão do fluido seja igual à tensão horizontal mínima (SILVA, 2007).

3.1.2. Modelo Khristianovic - Geertsma-de Klerk (KGD)

O modelo em questão foi desenvolvido por Khristianovic e Zhelton, no ano de 1955. Posteriormente, no ano de 1969, Geertsma e Klerk foram responsáveis por incrementá-lo.

Deve-se admitir que a taxa de fluxo na fratura é constante, assim como a pressão, que também é considerada praticamente constante ao longo da fratura, exceto próxima da extremidade da fratura, onde não há penetração de fluido. Ademais, o modelo estipula que a abertura da fratura deve ser proporcional ao comprimento e a altura deve ser constante (SILVA, 2007).

Ainda sobre a geometria da fratura, considera-se que a extremidade é pontiaguda, a deformação e a propagação da fratura sejam no plano horizontal, a fratura possua uma seção elíptica que se propaga no plano horizontal e a seção transversal possua uma forma retangular que se propaga no plano vertical. Já sobre a questão física da fratura, o plano horizontal se deforma independentemente, o fluxo é perpendicular ao plano vertical e a pressão do fluido na direção de propagação é determinada pela resistência do fluxo na fenda retangular estreita de abertura variável, na direção vertical (SILVA, 2007).

4. PROPANTES

Propantes são pequenas partículas sólidas utilizadas para ocupar os espaços vazios provenientes da fratura hidráulica. Esse material tem como objetivo suportar as pressões contrárias oriundas da formação, uma vez que a camada geológica que foi submetida ao fraturamento tende a ocupar os espaços vazios. Além de suportar as pressões do sistema, os propantes exercem o importante papel de proporcionar à fratura um caminho condutor favorável ao escoamento de fluidos.

Uma imprescindível característica do propante é a alta resistência mecânica, uma vez que os grãos estão sujeitos ao esmagamento devido às pressões. Logo, a resistência mecânica deve ser suficiente para suportar os estímulos compressivos. Ademais, a densidade do propante é outra característica a ser avaliada, já que a injeção de material com densidade mais elevada é mais difícil quando comparada com propantes com baixa densidade. O propante deve, ainda,

suportar as altas temperaturas impostas pelo reservatório e resistir aos efeitos corrosivos do meio (SILVA, 2017).

O tamanho do grão propante é uma outra característica que requer grande atenção no momento de escolha para o projeto. Propantes com diâmetros maiores permitem uma maior permeabilidade, em um primeiro momento, em comparação com propantes de menor diâmetro. Deve-se, no entanto, ter cuidado com as consequências que podem ser ocasionadas pela escolha de propantes maiores. Grãos com maiores diâmetros devem ser escolhidos apenas em situações de baixas tensões de fechamento, caso contrário pode ocorrer esmagamento e, conseqüentemente, uma redução da espessura de fratura (SILVA, 2017).

Grãos com menores diâmetros oferecem à formação uma permeabilidade inicial menor quando comparados com grãos maiores, no entanto, a condutividade média ao longo da vida útil do campo é maior, já que grãos maiores implicam, geralmente, em rápido declínio de produção. Desse modo, fica claro que os proponentes devem ser escolhidos especificamente de acordo com cada situação (SILVA, 2017).

Ainda de acordo com as características dos materiais de sustentação, sabe-se que o arredondamento e esfericidade dos grãos influenciam na porosidade da fratura. Quanto mais arredondados e esféricos forem os grãos, mais uniforme será a distribuição das tensões, garantindo uma melhor estabilidade para o meio.

Apesar do objetivo do material de sustentação ser, exatamente, contrapor as tensões de fechamento, é curioso analisar a importância dessas tensões no auxílio do empacotamento e estabilização dos propantes nos espaços vazios da fratura. Sabe-se que pequenas tensões de fechamento prejudicam a estabilidade dos grãos propantes no meio, ao ponto que maiores tensões de fechamento auxiliam no atrito entre formação e propantes, favorecendo a estabilidade do pacote. Percebe-se, então, que baixas tensões de fechamento culminam, por vezes, em retorno de propante durante a produção, ao ponto que altas tensões de fechamento implicam em retorno de propante e esmagamento. Além das tensões de fechamento, o retorno de propantes também é condicionado pela largura da fratura e pelo gradiente hidrodinâmico (MORAES, 2016).

Visto que os propantes estão condicionados a diversas variáveis para implementação e o sucesso do fraturamento hidráulico está sujeito à escolha adequada desse material, é necessário levar em consideração as características específicas de cada tipo de propante. Desse modo, serão apresentados três tipos de propantes: areia, areia revestida de resina e propantes cerâmicos.

A areia é o propante de mais ampla utilização devido à sua grande disponibilidade natural, apresentando, geralmente, baixo custo apesar de sua extração ser fortemente controlada por medidas de proteção ambiental atualmente. O material extraído da natureza passa, normalmente, por processos adicionais com o objetivo de adequá-la às características que venham a conferir melhor desempenho como propante. Dentre esses processos, pode-se citar a britagem, limpeza, secagem e dimensionamento dos grãos (MORAES, 2016).

Esse tipo de propante confere condutividade adequada à fratura quando submetido à pressões inferiores a 6000 psi, podendo transformar-se nos chamados “finos” quando exposto à pressões mais altas. Os dois principais tipos de areias utilizadas com propantes são as chamadas areias brancas e areias marrons. O segundo tipo apresenta menos impurezas em relação ao primeiro, além de menor custo, porém conta com menor resistência (MORAES, 2016).

O propante de areia resinada apresenta vantagens em relação ao anterior devido à sua maior resistência, apresentando bom desempenho mesmo quando exposta a pressões de até 8000 psi, além de conferir maior condutividade às fraturas em comparação àquelas sustentadas por areias comuns. A resina protege os grãos contra as reações químicas provocadas pelo fluido no interior da fratura e auxilia na distribuição mais uniforme da pressão, minimizando a quebra dos grãos.

O processo de revestimento da areia com resina pode ocorrer em instalações de produção, sendo ela encaminhada pronta ao ponto de atuação, ou no próprio local de sustentação, através de tratamento empregado durante o fraturamento hidráulico. As resinas mais utilizadas no referido processo são as chamadas resinas epóxi e fenólicas (MORAES, 2016).

Em reservatórios mais profundos, as tensões de fechamento que atuam na fratura tendem a ser maiores, devido às pressões exercidas pelos estratos geológicos depositados acima. Dessa forma, propantes compostos por areia ou areia resinada podem não suportar as forças contrárias do sistema, exigindo o uso de propantes mais resistentes.

Os propantes cerâmicos são mais esféricos e possuem maior uniformidade em tamanho, quando comparados com propantes provenientes de areia. Além disso, esse material de sustentação possui maior estabilidade térmica e química, dificultando processos químicos e físicos que podem vir a sofrer.

Percebe-se, então, que as propriedades desse tipo de propante oferecem maiores benefícios para a condutividade da formação, no entanto, sua fabricação exige um maior investimento, quando comparada com areia e areia resinada. Além disso, são indicados para

situações em que a fratura se encontra em uma profundidade superior a 8000 pés (MORAES, 2016).

Cerâmicos com maior densidade, geralmente, são utilizados em profundidades mais elevadas, quando comparados com cerâmicos menos densos. Percebe-se, então, que existe um *trade-off* entre custo e tecnologia para implementação de propantes, relacionando com a taxa de condutividade do estrato propante. Quanto maior o custo e a tecnologia necessária para implementar a atividade, geralmente, maior será a densidade do propante.

5. POTENCIAL BRASILEIRO PARA RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS

Ainda que a produção de petróleo em reservatórios não convencionais seja uma realidade no Brasil há alguns anos, percebe-se a difícil aceitação referente ao desenvolvimento desse tipo de atividade, figurando em uma carência de dados e informações. É importante conhecer, para tanto, o verdadeiro potencial brasileiro de recursos não convencionais, estimular o compartilhamento de informações de forma mais acelerada, fácil e direta entre as partes interessadas, visando uma adoção de estratégias pertinentes por parte do governo nacional.

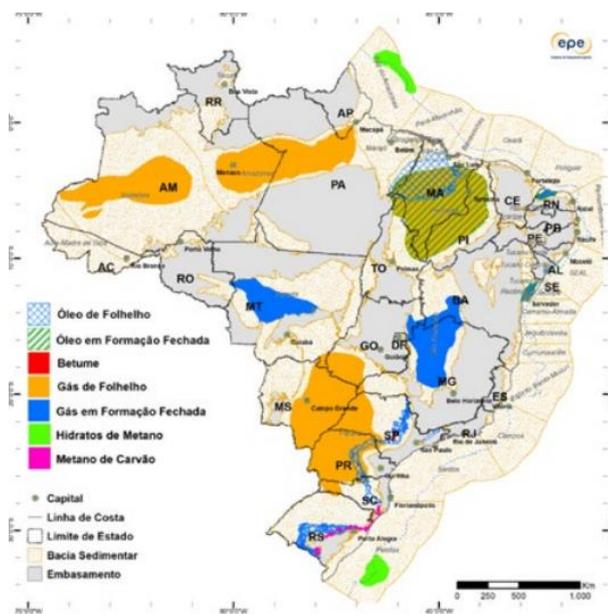
Os recursos não convencionais apresentam-se em acumulações de hidrocarbonetos distribuídos em grandes áreas de bacias sedimentares não afetadas significativamente por processos hidrodinâmicos (FGV, 2021). Os recursos não convencionais no Brasil encontram-se distribuídos em quatorze bacias sedimentares, abrangendo 30% do total da área sedimentar do território brasileiro, sendo a maioria encontrada em ambientes terrestres (EPE, 2019). Dentre esse universo de possibilidades de bacias, existem as que possuem as maiores variedades de tipos de recursos não convencionais, como a Bacia do Paraná, as bacias do Recôncavo e a Bacia do Parnaíba.

Dentre os recursos não convencionais passíveis de exploração presentes no Brasil, destaca-se o gás de folhelho, encontrado em bacias como a do Amazonas, Solimões, Parnaíba, Paraná e do Recôncavo. Ademais, pode-se mencionar outros tipos de recursos não convencionais presentes em território brasileiro, como betume, metano de carvão, óleo de folhelho e gás ou óleo em formações fechadas (FGV, 2021). A Figura 1 apresenta a ocorrência estimada de recursos não convencionais no Brasil.

A fim de ilustrar o potencial dos recursos não convencionais no Brasil, pode-se citar uma avaliação realizada pela agência norte-americana *U.S. Energy Information Administration* (EIA), onde estima-se que a Bacia do Amazonas possua cerca de quase três bilhões de metros

cúbicos de gás tecnicamente recuperável (EIA 2013; 2015). Destaca-se, ainda, que o Brasil é o sétimo país no mundo em questão de volume de óleo não convencional recuperável (TONG, 2018) e o décimo no *ranking* mundial dos maiores detentores de reservas de gás folhelho, segundo as agências internacionais EIA e *World Energy Council* (WEC).

Figura 1: Ocorrência estimada de recursos não convencionais no Brasil



Fonte: EPE, 2019

Visto a importância do cenário de reservatórios não convencionais em território brasileiro, entende-se a importância de se realizar uma revisão bibliográfica de conceitos que englobam as tecnologias utilizadas para possibilitar a produção de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais, como realizado no presente artigo.

6. CONCLUSÃO

Destaca-se a necessidade de disseminar o conteúdo de estimulação de poços na formação dos engenheiros de petróleo brasileiros, visto o subdesenvolvimento do país nesse ramo. Tópicos como o fraturamento hidráulico e propantes, apresentados no artigo, são fontes interessantes de discussão durante a graduação e passíveis de receber atenção especial por parte de mestrands e doutorandos em seus projetos de pesquisa. Essa necessidade provém da boa perspectiva do Brasil em se posicionar como um importante agente no mercado mundial de recursos não convencionais.

Além disso, a alavancagem de projetos de pesquisa voltados para operações de fraturamento hidráulico pode apresentar tecnologias que permitam a realização da técnica de maneira a causar menos danos ao meio ambiente. Esse estudo visando promover uma produção de recursos não convencionais de forma consciente e sustentável é ainda mais relevante quando se verifica que os reservatórios não convencionais brasileiros, muitas vezes, estão localizados em zonas de florestas, como é o caso da Bacia do Amazonas.

A partir das informações apresentadas no artigo, percebe-se que o potencial brasileiro frente às práticas de estimulação de poços e, em especial, de fraturamento hidráulico ainda é bastante inexplorado. O investimento em projetos de pesquisa seria um meio de estimular essa atividade no território nacional, configurando uma estratégia para alavancar o setor de óleo e gás do Brasil. Novas empresas podem surgir como fruto da expansão do setor, com o objetivo de operar em campos não convencionais, impactando, conseqüentemente, no ganho socioeconômico para o país, através da criação de novos empregos, desenvolvimento da infraestrutura, pesquisa etc.

7. REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE NETO, Marco Aurélio da Câmara Cavalcanti de. **INFLUÊNCIA DO PROPANTE DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIO TIGHT GAS**. 2017. 116 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC: U.S. Department of Energy, p. 6-7.

EPE. 2019. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>. Acessado em: maio de 2021.

MEINERS et al. Environmental Impacts of Fracking Related to Exploration and Exploitation of Unconventional Natural Gas Deposits. Umwelt Bundesamt, 2013, p A67-A81.

MORAES, Fernanda de Freitas. **COMPARAÇÃO DE DIFERENTES TIPOS DE PROPANTES VISANDO MAXIMIZAR O ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE**. 2016. 92 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

O DESENVOLVIMENTO DA EXPLORAÇÃO DE RECURSOS NÃO-CONVENCIONAIS NO BRASIL: NOVAS ÓTICAS DE DESENVOLVIMENTO REGIONAL. Rio de Janeiro: FGV, n. 12, fev. 2021.

QUEIROZ, Ana Clara Cazarin; SILVA, Sidney Jorge Perovano da. **A INFLUÊNCIA DOS TRATAMENTOS DE ESTIMULAÇÃO ÁCIDA E SCALE SQUEEZE SOBRE O ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE DE POÇOS PRODUTORES**. 2017. 99 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.

SILVA, Fabio Passos da. **ARMAZENAMENTO DE ÁGUAS (RECARGA ARTIFICIAL) POR INTERMÉDIO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM ROCHAS CRISTALINAS DO SEMI-ÁRIDO DO NORDESTE DO BRASIL**. 2007. 123 f. Monografia (Especialização) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2007.

SILVA, Tarcisio Augusto da. **MODELAGEM EM ELEMENTOS FINITOS DO FECHAMENTO DE FRATURAS HIDRÁULICAS POR DESPRESSURIZAÇÃO ATRAVÉS DO MODELO DE BARTON-BANDIS CONSIDERANDO A INCLUSÃO DE PROPANTE**. 2017. 71 f. Monografia (Especialização) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.