

# ESTUDO DE CASO NO POÇO 1-CAU-0003-SE: APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Andreza Silva Gonzaga<sup>1</sup>

João Emanuel Cabral da Mata<sup>2</sup>

Miquéias Mateus Ferreira Leite<sup>3</sup>

Vanessa Limeira Azevedo Gomes<sup>4</sup>

Engenharia de Petróleo



**cadernos de  
graduação**  
ciências exatas e tecnológicas

ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

## RESUMO

O fraturamento hidráulico consiste em aplicar um fluido fraturante e um agente de sustentação ou propante a uma alta pressão na formação. Para alcançar a produção desejada do reservatório de petróleo, a partir da formação com baixa permeabilidade, o desenvolvimento em fluidos de fraturamento é o fator chave para operações de estimulação, visto que eles são empregados para transportar o propante até o extremo da fratura. Por isso, a partir do levantamento de dados do campo de Cidade de Aracaju, foi feita a simulação do fraturamento hidráulico do poço 1-CAU-0003-SE utilizando o *software i-Handbook*. Para isso, os fluidos fraturantes WF100 e WF800 e três propantes comerciais do tipo cerâmico, sendo dois de baixa densidade e um de elevada resistência, foram escolhidos para verificar qual o melhor fluido fraturante e propante para o processo de fraturamento hidráulico do poço 1-CAU-0003-SE. Os resultados mostraram que os propantes Econoprop® e CarboLite® se mostraram mais fáceis de serem transportados para as regiões superiores da fratura. A velocidade de propagação dos propantes na fratura é maior para o fluido WF800, devido à menor viscosidade do fluido, facilitando a distribuição do propante na fratura em menos tempo. Logo, pode-se concluir que o fluido WF800 é mais adequado quando aplicado aos propantes CarboLite® e o Econoprop®, sendo o CarboLite® mais eficaz devido à maior velocidade de propagação na fratura e menor tempo de propagação para melhorar as taxas de produção do poço 1-CAU-0003-SE.

## PALAVRAS-CHAVE

Fraturamento Hidráulico. Simulação. Campo Cidade de Aracaju.

## ABSTRACT

Hydraulic fracturing has been successfully implemented since its inception in 1947 and consists of applying a fracturing fluid and a supporting agent or proppant at a high pressure in the formation. To achieve the desired oil reservoir production from formation with low permeability, development in fracturing fluids is the key factor for stimulation operations. Therefore, from the data survey of the Cidade de Aracaju field, a simulation of the hydraulic fracturing of well 1-CAU-0003-SE was performed using the i-Handbook software. For this, the fracturing fluids, WF100 and WF800, and three commercial ceramic type proppants, two low density and one high resistance were chosen to verify which is the best fracturing and proppant fluid for the hydraulic fracturing process of the well 1- CAU-0003-SE. The results showed that the lower density proppants, Econoprop® and CarboLite®, had lower amounts of proppant per fracture length, 42.42 lbm/ft and 45.07 lbm/ft, respectively, compared to Carbo HSP®2000, from higher density, 55.24 lbm/ft, indicating that they are easier to be transported to the upper regions of the fracture. Carbo HSP®2000 proppant, together with WF100 fluid, delayed the sedimentation process and facilitated the transport and positioning of this type of proppant. The settling velocities in the fracture is higher for WF800 fluid, due to the lower fluid viscosity, facilitating the distribution of the proppant in the fracture in less time. Therefore, it can be concluded that WF800 fluid is more suitable when applied to CarboLite® and Econoprop® propants, with CarboLite® being more effective due to higher fracture settling velocities and shorter settling time to improve the production rates of the well 1-CAU-0003-SE.

## KEYWORDS

Hydraulic fracturing. Simulation. Cidade de Aracaju field.

## 1 INTRODUÇÃO

Na indústria de petróleo, as operações de estimulação de poços vêm sendo uma alternativa para a elevação do potencial produtivo de jazidas provenientes de hidrocarbonetos. Entende-se por estimulação de poços qualquer operação ou intervenção realizada em um reservatório de hidrocarbonetos a fim de aumentar a produtividade ou injetividade de uma determinada formação por meio de canais de alta condutividade para o escoamento de fluidos entre o reservatório e o poço, ou seja, aumentando a permeabilidade (SILVA et al., 2019).

Segundo informações da empresa Schlumberger (2021), com o aumento da demanda do consumo de petróleo ao longo dos anos, a indústria petrolífera optou pela estimulação de poços que se baseia no tratamento para aumentar a produtividade de um poço. Os tratamentos de estimulação estão subdivididos em fraturamento hidráulico, acidificação da matriz e fraturamento ácido.

A ideia do fraturamento hidráulico surgiu em um estudo de *Floyd Farris* em meados de 1947 para a empresa *Standard Oil Indiana (AMOCO)*, realizada em um reservatório de gás natural, localizado em Hugoton, EUA. Essa técnica se difundiu rapidamente a nível mundial, tornando possível um maior e melhor período produtivo dos campos petrolíferos, devido à desobstrução da formação, com recuperação da permeabilidade e da porosidade durante a operação de estimulação (CAMPOS et al., 2018).

O processo de fraturamento hidráulico possui um dos melhores desempenhos para aumentar a produtividade do poço por consistir em fazer novas fraturas ou expandir o comprimento de rachaduras anteriores (XIAO et al., 2020). O fraturamento hidráulico é uma alternativa que tem sido aplicada em formações de carbonato, neste método, o propante é usado para sustentar o efeito de tensão horizontal mínima de fechamento da fratura (ABASS et al., 2006).

O fraturamento hidráulico consiste no bombeamento de um fluido viscoso em direção ao fundo do poço, sendo aplicado a um diferencial de pressão acima da resistência mecânica da formação, visando a criação de uma fratura de alta condutividade na formação de interesse. Ao provocar a quebra da formação, o fluido bombeado propaga-se em direção ao interior da formação juntamente com o agente de sustentação composto de areia, bauxita ou cerâmica, os quais evitam o fechamento da fratura após a retirada da pressão imposta pelo bombeio dos fluidos, assegurando assim, a existência de um canal efetivo e permanentemente aberto ao fluxo dos HC provenientes da rocha-reservatório após o bombeio (RANDEL, 2015).

Diversas bacias possuem poços com risco de desativação por baixa produtividade, sendo necessário realizar a estimulação deles. A Bacia SE/AL é uma das que sofrem com esses problemas e está inserida nas chamadas bacias com campos maduros. Entende-se por campos maduros aqueles que possuem uma produção declinante e estão próximos de não serem mais vantajosos para a indústria do petróleo. Ainda que pouco rentáveis, os campos maduros detêm uma elevada importância econômica para regiões próximas de suas localizações, em razão da movimentação do comércio e da captação de mão de obra local (CÂMARA, 2004).

Por isso, estudar a aplicação do fraturamento hidráulico para melhorar a produtividade de poços é de extrema relevância. Como exemplo, Da Silva (2019) realizou a simulação numérica do fraturamento hidráulico em um reservatório arenítico, considerando os parâmetros da formação, do poço e da operação de estimulação, utilizando o *software StimLab 3D*. Ele descreveu a simulação como um sucesso, visto que a fratura perfurou a rocha até a profundidade de 815 m usando o propante *Ottawa Sand* e o fluido perfurante *30# X-Link*.

Assim, este trabalho teve como objetivo, por meio de um estudo de caso, realizar a simulação do fraturamento hidráulico do poço 1-CAU-0003-SE, do campo de Cidade de Aracaju, localizado na Bacia de Sergipe, verificando os parâmetros do poço, da formação e da operação de fraturamento, utilizando o *software i-Handbook* da empresa *Schlumberger*.

## 2 METODOLOGIA

Inicialmente obtiveram-se os dados referente à profundidade do poço, sua formação e seus aspectos, utilizando dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Logo em seguida, foi adquirido os dados dos propantes por meio do *software i-Handbook* e do site da fabricante. Os dados foram adicionados ao *software i-handbook*. Este foi desenvolvido para substituir o *Field Data Handbook* (Manual de Dados de Campo) e tornar os cálculos de cimentação, acidificação, tubulação de produção, revestimento e fraturamento mais eficientes e com menos erros causados por falha humana (SCHLUMBERGER, 2021).

### 2.1 DADOS DE ENTRADA

Os parâmetros obtidos para a realização do trabalho foram: dados do poço e da formação. As informações dos fluidos foram selecionadas no próprio *software i-handbook* para simular o fraturamento hidráulico e determinar o melhor propante para o reservatório do poço 1-CAU-0003-SE. O reservatório é arenítico com gravidade específica (S.G) igual a 2,65 e permeabilidade igual a 30 mD. Esses dados estão apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1** – Dados do poço 1-CAU-0003-SE e da formação

Parâmetro	Dados
Profundidade do poço	7.070,21 ft
Diâmetro do poço	9,6 in
Gravidade específica da formação	2,65
Permeabilidade	30 mD.
Comprimento da Fratura	2.673,88 ft

Fonte: Dados dos Autores (2021).

Após a entrada dos dados do poço em *Settling Length* no software, dois fluidos fraturantes foram selecionados, denominados de WF100 e WF800. A concentração e viscosidade destes fluidos estão na Tabela 2. Nessa tabela, observam-se os parâmetros reológicos dos fluidos:  $K'$  é a resistência ao cisalhamento em uma taxa de cisalhamento de  $1 \text{ s}^{-1}$  e é normalmente expressa em  $\text{lb}/100 \text{ pés}^2$  ou  $\text{dinas}/\text{cm}^2$ , e corresponde aproximadamente ao limite de escoamento; e  $n'$  é uma medida da taxa de variação da viscosidade com a taxa de cisalhamento. Nos fluidos apresentados,  $n'$  é menor que 1, caracterizando um fluido pseudoplástico, cuja viscosidade efetiva diminui conforme o aumento da taxa de cisalhamento.

**Tabela 2** – Características dos Fluidos Fraturantes

Tipo	Concentração (lbm/galUS)	n'	K' (lbf.s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	Viscosidade (cP)
WF100	35	0,564	0,0088	44,797
WF800	35	0,493	0,0044	15,464

Fonte: Dados dos Autores (2021).

O tamanho de areia recomendado deve ser um mínimo de noventa por cento (90%) da amostra de areia testada, apresentando tamanhos da malha da peneira (granulometria), conforme Tabela 3 (SCHLUMBERGER, 2021).

**Tabela 3** – Tamanho da Malha e Tamanho dos grãos comuns do propante

Tamanho da Malha (Mesh)	Faixa do Tamanho de grãos	
	(in)	(mm)
6-12	0,132 – 0,066	3,353 – 1,676
8-16	0,094 – 0,047	2,388 – 1,194
12-20	0,066 – 0,033	1,676 – 0,838
16-30	0,047 – 0,023	1,194 – 0,584
20-40	0,033 – 0,017	0,838 – 0,432
30-50	0,023 – 0,012	0,584 – 0,305
40-70	0,017 – 0,008	0,432 – 0,203

Fonte: Adaptado de Schlumberger (2021).

A partir dos dados fornecidos pelo *software i-Handbook*, os propantes escolhidos para a simulação foram: *CARBOLITE®* e *ECONOPROP®*, considerando as informações da gravidade específica – 2,71 e 2,72, respectivamente, tamanho da malha de 20/40 (Mesh Size) e a faixa de tamanho de grãos em polegadas – 0,028 in para o *CARBOLITE®* e 0,025 in para o *ECONOPROP®*.

De acordo com dados obtidos da empresa *CARBO Ceramics (2021)* foi possível fornecer informações relevantes sobre os agentes de sustentação utilizados neste trabalho em conjunto com o *software i-Handbook* da empresa *Schlumberger*.

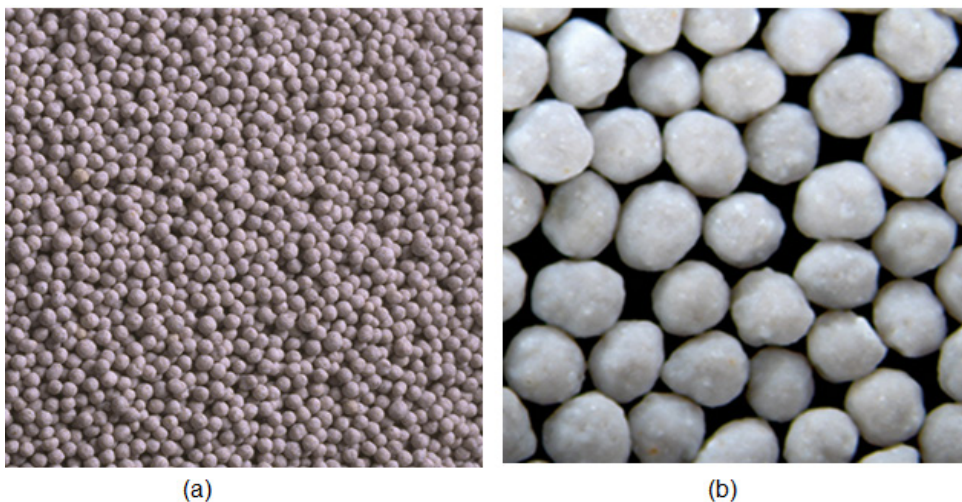
A empresa *CARBO Ceramics (2021)* desenvolveu um portfólio de tecnologias de propantes de alta qualidade e alto desempenho que ajudam a construir e manter o equilíbrio ideal de contato e condutividade, aumentar a recuperação e produção de poços de petróleo e gás e reduzir custos elevados de manutenção de poços. Dentre os propantes fabricados, se encontram o *CARBOLITE®* e *ECONOPROP®*, que são propantes de cerâmica de baixa densidade, estes foram escolhidos para a simulação do fraturamento hidráulico no poço 1-CAU-0003-SE.

O *CARBOLITE®* é um propante de cerâmica de baixa densidade e alto desempenho que apresenta densidade aparente e gravidade específica semelhantes a areia, estando disponível em cinco peneiradas com tamanhos padrão iguais a 12/18, 16/20,

20/40, 30/50 e 40/70. O seu alto desempenho é ideal para poços de petróleo e gás, apresenta alta capacidade de fluxo para melhorar as taxas de produção e fornece uma maior condutividade da fratura em poços com profundidade moderada (CARBO Ceramics, 2021).

O *ECONOPROP®* também é um propante cerâmico de baixa densidade, com a densidade aparente e a gravidade específica semelhantes à areia de fraturamento, mas sua alta condutividade o torna mais econômico do que o propante de areia revestido com resina. Este propante não é reativo a reticuladores e disjuntores de fluido de fraturamento, é quimicamente inerte e está disponível em três tamanhos padrão de malhas, 20/40, 30/50 e 40/70. É aplicado em maiores concentrações de poços, é uma alternativa econômica para areia revestida com resina e apresenta alta condutividade para maior produção (CARBO Ceramics, 2021). A Figura 1 apresenta amostras dos propantes (a) *CARBOLITE®* e (b) *ECONOPROP®*.

**Figura 1** – Amostras dos propantes (a) *CARBOLITE®* e (b) *ECONOPROP®*



Fonte: CARBO Ceramics (2021).

## 2.2 SIMULAÇÃO NO *I-HANDBOOK*

A simulação do fraturamento hidráulico foi feita no *software i-Handbook*, conforme janela do programa na Figura 2. Nela, está descrito que o propante é adicionado à base de gel durante a execução do fraturamento hidráulico ou até durante a colocação de tampões de areia. A concentração é dada em libras de propante adicionados por galão de fluido limpo (PPA ou lb/gal) e a proporção de fluido limpo (CFR) é a fração de fluido limpo no volume de unidade da lama. O rendimento da pasta é o fator pelo qual o volume da pasta aumenta quando o propante é adicionado ao fluido limpo (SCHLUMBERGER, 2021).

Após selecionados os fluidos fraturantes (WF100 e WF800) e os propantes (*CarboLite®* e *Econoprop®*), os dados para as concentrações dos propantes foram esco-

lhidos, sendo: 0,0 PPA; 1,0 PPA, 2,0 PPA e 3,0 PPA e obtidos os valores do CFR; densidade do fluido e gradiente hidrostático.

**Figura 2** – Exemplo da janela com os dados do propante

Proppant is added to the base gel while carrying out the majority of hydraulic fracturing jobs or during placement of sand plugs. With the addition of proppant, the fluid is termed as a slurry and its physical properties like density, yield, etc. largely depend on the specific gravity of the base gel and the proppant itself.

PPA denotes the concentration of proppant in the slurry in Oilfield units. It depicts the amount of proppant in pounds, added to one gallon of clean fluid.

kgPA denotes the concentration of proppant in the slurry in Metric units. It stands for amount of proppant in kilograms added to one cubic meter of clean fluid.

Clean Fluid Ratio (CFR) denotes the fraction of clean fluid in a unit volume of slurry. Slurry Yield is the reciprocal of CFR and denotes the factor by which the slurry volume increases when proppant is added to clean fluid.

Proppant Specific Gravity :

Select Propellant Type :

Name	Mesh Size	Grain Dia. in	S.G.
20/40 CarboLite®	20/40	0.028	2.71
16/20 CarboLite®	16/20	0.037	2.71
20/40 NapLite®	20/40	0.028	2.60
16/20 NapLite®	16/20	0.037	2.60
12/18 NapLite®	12/18	0.053	2.60
12/18 CarboLite®	12/18	0.051	2.71
8/12 CarboLite®	8/12	0.079	2.71

Density of Base Fluid :

Prop Conc Clean PPA	Prop Conc Slurry CFR	Prop Conc Slurry PPA	Density of Slurry lbm/galUS	Hydrostatic Gradient psi/ft
0.00	1.00	0.00	8.33	0.433
0.50	0.98	0.49	8.64	0.449
1.00	0.96	0.96	8.93	0.464
1.50	0.94	1.41	9.22	0.479
2.00	0.92	1.84	9.49	0.493
2.50	0.90	2.25	9.75	0.507
3.00	0.88	2.65	10.00	0.520
3.50	0.87	3.03	10.24	0.532
4.00	0.85	3.40	10.47	0.544
4.50	0.83	3.75	10.70	0.556
5.00	0.82	4.09	10.91	0.567
5.50	0.80	4.42	11.12	0.578
6.00	0.79	4.74	11.32	0.588
6.50	0.78	5.05	11.51	0.598
7.00	0.76	5.34	11.70	0.608
7.50	0.75	5.63	11.88	0.617
8.00	0.74	5.91	12.06	0.626
8.50	0.73	6.17	12.23	0.635
9.00	0.71	6.43	12.39	0.644
9.50	0.70	6.69	12.55	0.652
10.00	0.69	6.93	12.70	0.660
10.50	0.68	7.17	12.85	0.668
11.00	0.67	7.40	13.00	0.675
11.50	0.66	7.62	13.14	0.682
12.00	0.65	7.84	13.27	0.690
12.50	0.64	8.05	13.41	0.696
13.00	0.63	8.25	13.54	0.703
13.50	0.63	8.45	13.66	0.710
14.00	0.62	8.64	13.78	0.716
14.50	0.61	8.83	13.90	0.722

Fonte: Schlumberger (2021).

Com as informações iniciais, na aba página *Proppant Settling Rates Calculator* (Calculadora de Taxas da Propagação de Propante), Figura 3, foi inserido: o tipo, nome e concentração do propante, o fluido fraturante utilizado e sua concentração, a profundidade do fraturamento e a concentração do propante no fluido fraturante. Vale salientar que em cada simulação foi utilizada a faixa de concentração entre 0,0 PPA a 3,0 PPA.

Por fim, logo após inserir os dados de entrada, foram adquiridos os seguintes valores referentes ao propante: *particle shear rate* (taxa de cisalhamento de partícula em 1/s), *settling velocity* (velocidade de propagação do propante em ft/min); *settling time* (tempo de propagação em h).

Figura 3 – Tela para simulação no *software i-Handbook*

Proppant Settling Rates Calculator

Proppant Type :

Proppant :

Diameter  in

Specific Gravity

Density  lbm/galUS

Fluid Type :

Rheology @ 75 degF

Conc lbm/1000gal	n'	K' lbf.s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup>	Vis. cP	Shear Rate, 1/s
10	0.737	0.00042	5.187	170
20	0.603	0.00114	7.117	170
25	0.531	0.00221	9.504	170
30	0.495	0.00340	12.129	170
35	0.493	0.00437	15.464	170
40	0.434	0.00725	18.920	170
45	0.424	0.00903	22.396	170
50	0.407	0.01239	28.154	170
60	0.377	0.02115	41.208	170

n' :

K' :  lbf.s<sup>n</sup>/ft<sup>2</sup>

Settling Length :  ft

Fluid Density :  lbm/galUS

Prop Conc :  PPA

Proppant Settling Rates Calculator

CFR :

Proppant Volume Fraction :

Results for Single Particle [1]

Particle Shear Rate :  1/s

Settling Velocity :  ft/min

Settling Time :  h

Settling Velocities for Slug [2]

Settling Velocity :  ft/min

Settling Time :  h

[1] Considers the settling of only a single particle through the medium. The calculations are based on the available fluid properties for a given temperature. They do not account for the change in rheological properties associated with fluid "heat-up" under static bottomhole conditions during the settling of proppant. Users are encouraged to use known values of n' and K' in order to obtain more accurate results.

[2] Accounts for the effects of "clustered" and "hindered" settling in the medium.

Fonte: Schlumberger (2021).

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### 3.1 SIMULAÇÃO COM OS DADOS DOS PROPANTES

A partir do banco de dados no *software i-Handbook*, as informações referentes ao tipo e nomes dos propantes, *mesh size* e concentração dos propantes em PPA foram selecionadas e foi possível determinar o *Clean Fluid Ration* (CFR, fração de fluido limpo), densidade do fluido fraturante ( lbm/galUS) e o gradiente de pressão hidrostática (psi/ft). Os resultados da simulação, obtidos na planilha da Figura 2, estão dispostos na Tabela 4.

As simulações obtidas são similares devido às características dos propantes escolhidos, *CarboLite®* e *Econoprop®* que apresentam densidade aparente e gravidade específica semelhantes a areia e faixa de tamanho do grão de 0,028 in e 0,025 in, respectivamente.



**Tabela 4** – Propriedades dos propantes *CarboLite®* e *Econoprop®*

Propante	PPA	CFR	(lbm/galUS)	
				(psi/ft)
<i>CarboLite®</i>	0	1	8,33	0,433
	1	0,96	8,93	0,464
	2	0,92	9,49	0,493
	3	0,88	10,00	0,520
<i>Econoprop®</i>	0	1	8,33	0,433
	1	0,96	8,94	0,464
	2	0,92	9,49	0,493
	3	0,88	10,01	0,520

Fonte: Dados dos Autores (2021).

Na Tabela 5, é possível observar as quantidades de propante por comprimento (lbm/ft), densidades (lbm/galUS) e capacidade de penetração (ft/ft<sup>3</sup>). Nota-se que o *Econoprop®* demandará menores quantidades por unidade de comprimento (42,42 lbm/ft) que o *CarboLite®*, 45,07 lbm/ft. Isso ocorre pelo fato do *Econoprop®* ter menor densidade, onde suas partículas serão mais fáceis de serem transportados para as regiões superiores da fratura.

**Tabela 5** – Resultados da quantidade de propantes do tipo *CarboLite®* e *Econoprop®*

Propante	Densidade (lbm/galUS)	Quantidade de propante por comprimento (lbm/ft)	Capacidade (ft/ft <sup>3</sup> )
<i>CarboLite®</i>	13,63	45,07	2,263
<i>Econoprop®</i>	12,83	42,42	2,263

Fonte: Dados dos Autores (2021).

### 3.2 ANÁLISE DOS FLUIDOS FRATURANTES WF100 E WF800

Quanto aos fluidos fraturantes, WF100 e WF800, a quantidade de partículas por segundo nas concentrações simuladas, de 0 PPA a 3 PPA, foram analisadas. Para o fluido de maior viscosidade (WF100, 44,797 cP), essa quantidade foi igual a 78,161 1/s para o *Econoprop®* e 79,243 1/s, para o *CarboLite®*. Já para o fluido fraturante WF800 (15,464 cP), o transporte de partículas por segundo foi igual a 135,194 1/s e 137,139 1/s para o *Econoprop®* e *CarboLite®*, respectivamente.

Segundo Cachay (2004) e Parker e colaboradores (2012), fluidos viscosos (WF100) são mais apropriados para propantes de maior densidade, uma vez que o fluido fraturante de alta viscosidade vai retardar o processo de sedimentação e facilitar o transporte e posicionamento desse tipo de propante. Nessa análise, considerando o fluido WF100, observa-se que o propante de maior densidade vai ser mais bem transportado

e posicionado. No entanto, o fluido WF800, de menor viscosidade, apresentou melhor desempenho no transporte das partículas com o uso dos propantes *Econoprop®* e *CarboLite®*.

Assim, deve-se verificar outra propriedade física desses propantes, como resistência mecânica do propante, tamanho das partículas, quantidade de finos, arredondamento e a esfericidade dos grãos, por exemplo, que implicará no melhor transporte e distribuição do mesmo para o fluido WF800.

### 3.3 VELOCIDADE E TEMPO DE PROPAGAÇÃO DOS PROPANTES NA FRATURA

As Tabelas 6 e 7 apresentam as taxas de propagação para os fluidos WF100 e WF800, respectivamente, com as velocidades e os tempos ideais para uma boa distribuição dos propantes na fratura. Assim, pode-se escolher o melhor propante para ser aplicado no poço 1-CAU-0003-SE, em função do transporte e da distribuição na fratura. Nessas tabelas,  $V_{FF}$  é a velocidade de propagação do propante na fratura em ft/min; e  $t_{FF}$  é o tempo de propagação do propante na fratura, em horas (h).

**Tabela 6** – Taxas de Propagação dos Propantes no Fluido WF100

Propante	Taxas	Concentração (PPA)			
		0	1	2	3
<i>CarboLite®</i>	$V_{FF}$ (ft/min)	3,781	3,459	4,838	5,634
	$t_{FF}$ (h)	11,785	12,882	9,209	7,908
<i>Econoprop®</i>	$V_{FF}$ (ft/min)	3,331	3,046	4,251	4,972
	$t_{FF}$ (h)	13,373	14,626	10,481	8,961

Fonte: Dados dos Autores (2021).

**Tabela 7** – Taxas de Propagação dos Propantes no Fluido WF800

Propante	Taxas	Concentração (PPA)			
		0	1	2	3
<i>CarboLite®</i>	$V_{FF}$ (ft/min)	6,543	5,986	8,374	9,751
	$t_{FF}$ (h)	6,810	7,443	5,321	4,569
<i>Econoprop®</i>	$V_{FF}$ (ft/min)	5,763	5,270	7,354	8,601
	$t_{FF}$ (h)	7,732	8,455	6,059	5,181

Fonte: Dados dos Autores (2021).

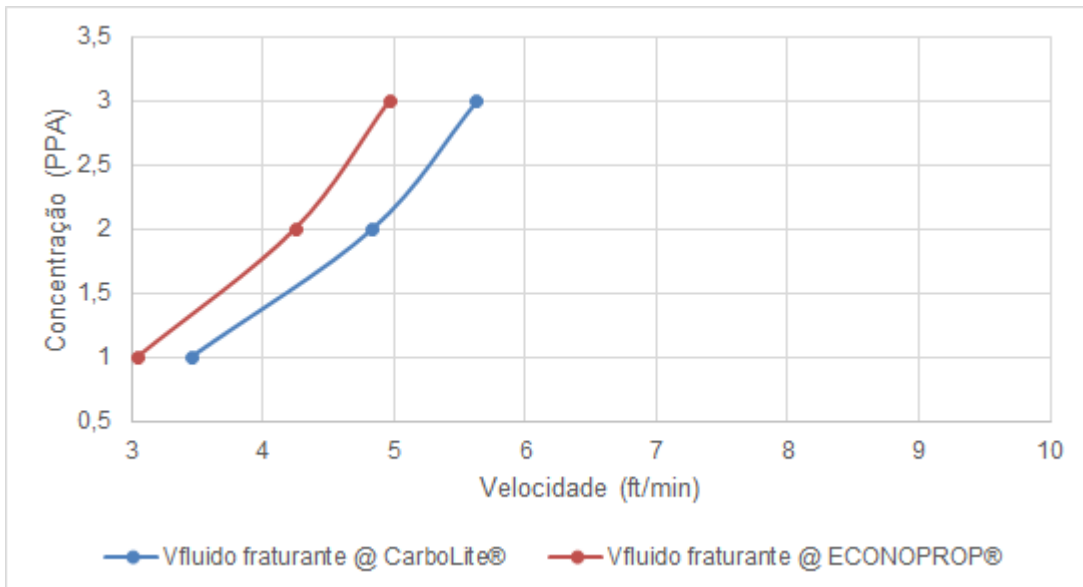
Conforme resultados nas tabelas acima, observa-se que a velocidade de propagação dos propantes é maior para o fluido WF800, isso devido à menor viscosidade do fluido, facilitando a distribuição do propante na fratura em menos tempo. Nesse caso, como o *CarboLite®* e o *Econoprop®* tem similaridades em algumas propriedades, diferindo no tamanho médio dos grãos (0,028 in e 0,025 in) e na densidade relativa (2,71 e 2,72), respectivamente, então, o *CarboLite®* vai contribuir efetivamente para

o aumento da condutividade da fratura apenas sob baixas tensões de fechamento, pois quanto maior o tamanho do grão, maior é sua susceptibilidade ao esmagamento em grandes profundidades.

Já o *Econoprop®*, vai propiciar uma baixa condutividade inicial, sendo que a condutividade média ao longo da vida útil do poço será maior que aquela obtida com propantes de grande diâmetro que normalmente apresentam um rápido declínio na produção (CACHAY, 2004).

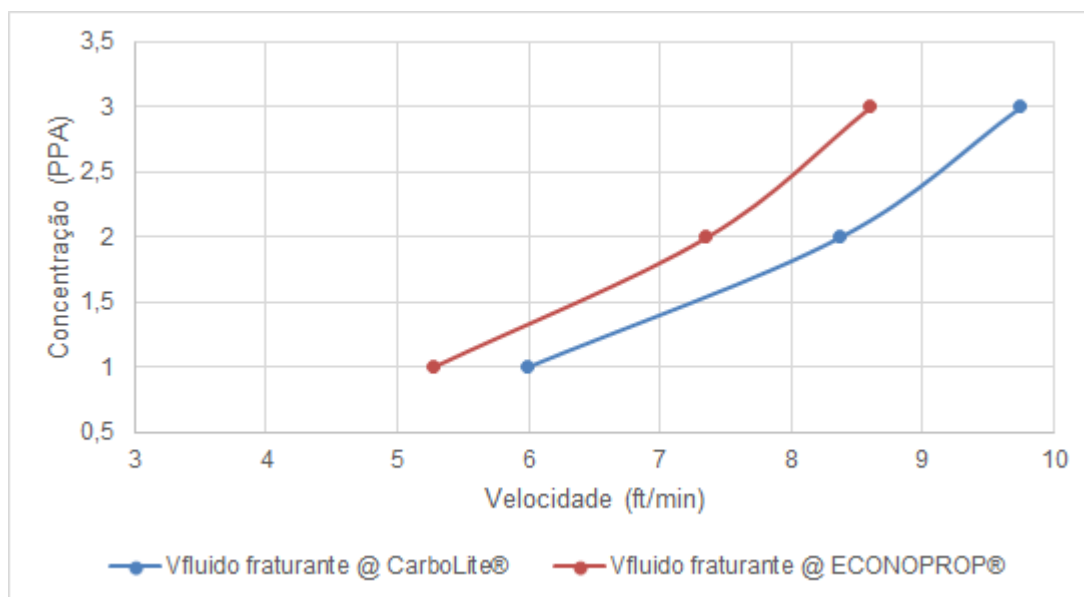
As Figuras 4 e 5 apresentam os gráficos da concentração em função das velocidades de propagação dos propantes *CarboLite®* e o *Econoprop®* para os fluidos WF100 e WF800. Em ambos os casos, observa-se que, com o aumento da concentração dos propantes, a velocidade de propagação aumenta, sendo maior para o fluido WF800. Conforme explicado, o propante de baixa densidade requer menos viscosidade para suspensão, por isso o fluido WF800 seria mais adequado para melhorar o transporte e a distribuição na fratura.

**Figura 4** – Velocidade de propagação dos propantes *CarboLite®* e o *Econoprop®* no fluido WF100



Fonte: Dados dos Autores (2021).

**Figura 5** – Velocidade de propagação dos propantes *CarboLite®* e o *Econoprop®* no fluido WF800



Fonte: Dados dos Autores (2021).

Por fim, pode-se concluir que o fluido WF800 é mais adequado quando aplicado aos propantes *CarboLite®* e o *Econoprop®*. No entanto, o propante *CarboLite®* mostrou-se mais eficaz devido à maior velocidade de propagação na fratura e menor tempo de propagação.

## 4 CONCLUSÕES

As simulações foram realizadas no *software i-handbook* com os fluidos de fraturamento WF100 e WF800 de viscosidades iguais a 44,797 cP e 15,464 cP, respectivamente.

Os propantes selecionados foram o *CarboLite®* e *Econoprop®*, ambos do tipo cerâmico e de baixa densidade. A malha utilizada foi igual a 20/40 e tamanho dos grãos ficou localizado entre 0,025 in e 0,028 in.

As características da fração de fluido limpo (CFR), densidade do fluido fraturante e o gradiente de pressão hidrostática foram similares para os propantes *CarboLite®* e *Econoprop®* pois apresentam baixa densidade.

As quantidades de propante por comprimento foram iguais a 42,42 lbm/ft e 45,07 lbm/ft para o *Econoprop®* e *CarboLite®*, respectivamente. Isso ocorreu devido à menor densidade desses propantes, fazendo com suas partículas sejam mais fáceis de serem transportadas. Assim, o peso desses propantes vai sustentar um maior volume de fratura do que o mesmo peso de um propante de maior densidade.

A quantidade de partículas por segundo nas concentrações de 0 PPA a 3 PPA para o fluido WF100 foi igual a 78,161 1/s e 79,243 1/s, para o *Econoprop®* e *CarboLite®*,

respectivamente. Enquanto para o fluido de viscosidade menor, WF800, o transporte de partículas por segundo foi igual a 135,194 1/s e 137,139 1/s para o *Econoprop®* e *Carbo-Lite®*, respectivamente.

Assim, pode-se concluir que o fluido WF800 é mais adequado quando aplicado aos propantes *CarboLite®* e o *Econoprop®*, sendo o *CarboLite®* mais eficaz devido à maior velocidade de propagação na fratura e menor tempo de propagação.

## REFERÊNCIAS

ABASS, H. H.; AL-MULHEM, A. A.; ALQAM, M. S.; MIRAJUDDIN, K. R.; **Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? A rock mechanic's view.** Saudi Aramco, 2006.

CACHAY, L. R. S. **Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulados por fraturamento hidráulico.** 2004. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Engenharia Civil, PUC, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=6513@1>. Acesso em

CÂMARA, R. J. B. **Campos maduros e campos marginais:** definições para efeitos regulatórios. 2004. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador (UNIFACS), Salvador, 2004.

CAMPOS, V. P. P.; SANSONE, E. C.; SILVA, G. F. B. L. Hydraulic fracturing proppants. **Cerâmica**, v. 64, n. 370, p. 219-229, São Paulo, 2018.

CARBO **Ceramics.** 2021. Disponível em: <https://carboceramics.com/>. Acesso em: 25 maio 2021.

DA SILVA, G. B. **Simulação numérica de fraturamento hidráulico em um reservatório arenítico da bacia Sergipe-Alagoas.** 2019. Dissertação (Pós-graduação em Engenharia Química) – Universidade Federal de Paraíba, João Pessoa, 2019.

PARKER, M. A.; RAMURTHY, K.; SANCHEZ, P. W. **New proppant for hydraulic fracturing improves well performance and decreases environmental impact of hydraulic fracturing operations.** SPE Eastern Regional Meeting. Kentucky, Estados Unidos, 2012.

RANDEL, R. F. **Estudo numérico da recuperação em reservatórios tight gas através do fraturamento hidráulico.** 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

SCHLUMBERGER. **i-Handbook.** 2021. Disponível em: <https://www.slb.com/drilling/>

drilling-fluids-and-well-cementing/well-cementing/cement-software/i-handbook.  
Acesso em: 3 mar. 2021.

SILVA, C. A.; OLIVEIRA, A. L. C.; SANDES, R. L.; SILVA, M. O. R. T.; GOMES, V. L. A.

**Simulação tridimensional da estimulação do poço por fraturamento ácido.**

Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, 10, 2019. Disponível em: [http://www.portalabpg.org.br/site\\_portugues/anais/anais10/repositorio/trabalho/442803150920199185.pdf](http://www.portalabpg.org.br/site_portugues/anais/anais10/repositorio/trabalho/442803150920199185.pdf). Acesso em: 14 mar. 2021.

XIAO, C.; ZHANG, G.; YU, Y. Numerical analysis of hydraulic fracturing processes for multi-layered fracture reservoirs. **Energy Reports**, V. 7, 2020.

---

**Data do recebimento:** 21 de maio de 2021

**Data da avaliação:** 9 de agosto de 2021

**Data de aceite:** 12 de setembro de 2021

---

---

1 Graduada do curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: andreza.gonzaga@souunit.com.br

2 Graduado do curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: joaoemanuelcmata@gmail.com

3 Graduado do curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: miqueias.mateus@souunit.com.br

4 Doutora; Professora dos Cursos das Engenharias da Universidade Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: vanessa.limeira@gmail.com