

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA PARA OTIMIZAÇÃO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
ROCHAS CARBONÁTICAS

AUTORES:

Layane Bastos Juvito, José Agnelo Soares

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande

SIMULAÇÃO NUMÉRICA PARA OTIMIZAÇÃO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM ROCHAS CARBONÁTICAS

Abstract

Historically in Brazil the production of hydrocarbons has occurred mainly in sandy rocks, but with the advent of the pre-salt exponentially increased the need to know the physical behavior of carbonate rocks that have a highly heterogeneous character, with very different facies. For this reason, there is no single analog for pre-salt rocks, but it is necessary to adopt different analogues for different facies of pre-salt rocks. The UFCG Petrophysics Laboratory has analyzed the physical properties of carbonate rocks from several sedimentary basins in the Brazilian Northeast, which present a wide range of physical properties, and can therefore represent the different facies present in the pre-salt environment. This project aims to numerically simulate hydraulic fracturing operations performed on carbonaceous rocks with different petrophysical properties, providing scenarios of pressures and equipment required for these operations, shape, aperture and fracture dimensions, as well as, to analyze the influence of the petrophysical properties in the efficiency of the operation of hydraulic fracturing. This simulation was performed using StimPlan 3D software from NSI Technologies based samples datas from the Araripe Basin acquired at the UFCG Petrophysics Laboratory. These simulations can support the optimization of hydraulic fracturing operations potentially to be performed in low permeability facies of the pre-salt. An efficient fracture is one that, using adequate pressure levels for a rock with a certain mechanical strength, develops a fracture with aperture and optimum dimensions to stimulate the production of hydrocarbons from the well without causing problems such as increased water production by excessive propagation Of the fracture through the water zone of the reservoir. The results show that the hydraulic fracturing schedule developed in this work presents positive results for most of the cases analyzed in this research, resulting in a significant increasing of the well production whose effect is maintained for a considerable period of time.

Introdução

Atualmente, a demanda energética mundial vem apresentando uma taxa de crescimento elevada. O petróleo é a fonte energética mais consumida no mundo, portanto, a cada dia que passa se torna mais clara a necessidade de se ampliar conhecimentos e aperfeiçoar técnicas relacionadas à produção de hidrocarbonetos. No entanto, dos poços de petróleo explorados, apenas um pequeno percentual se mostra economicamente viável, o que mostra a complexidade envolvida no processo de exploração (TAVARES, 2010).

Existem diversas maneiras de se aumentar a produtividade de um poço de petróleo, podendo ser citados os métodos de recuperação secundária de óleo e a estimulação de poços. Neste trabalho será dada ênfase a um método de estimulação de poços: o fraturamento hidráulico. O procedimento de fraturamento hidráulico tem como objetivo a criação de fraturas, que formam canais com maior permeabilidade que a formação original, possibilitando uma melhor extração do óleo/gás do reservatório. Desta forma, a exploração de campos que a princípio não se mostram promissores (por possuírem uma baixa permeabilidade da formação rochosa) pode ser viabilizada através da estimulação.

O processo consiste em injetar um fluido de fraturamento na formação, utilizando uma pressão suficientemente alta para que haja a ruptura da formação, iniciando uma fratura que irá se propagar

conforme o bombeio do fluido. A tendência natural a partir do momento em que se alivia a pressão de injeção de fluido, é que a formação retorne à posição inicial, porém para evitar que este fato ocorra e manter a fratura aberta, após a sua abertura é injetado juntamente com o fluido um material de sustentação chamado propante. Este material granular fornece à fratura grande permeabilidade para que haja o escoamento do fluido contido no reservatório preferencialmente pelo interior da fratura. Tanto o fluido de fraturamento quanto o propante devem ser analisados e selecionados com atenção (TAVARES, 2010).

Há um grande interesse no estudo de rochas carbonáticas pelo fato de que cerca de 50% das reservas de petróleo e gás no mundo esteja armazenada em reservatórios carbonáticos. No entanto, aqui no Brasil, estes reservatórios tornaram-se importantes no cenário petrolífero com o advento do pré-sal, já que a maioria dos reservatórios explorados no país eram, em sua grande maioria, reservatórios siliciclásticos.

Os sedimentos carbonáticos diferem dos siliciclásticos em vários aspectos, como origem, deposição, diagênese, preenchimento de óleo, etc. De acordo com LUCIA (2007), sedimentos carbonáticos são compostos por partículas que podem mostrar uma ampla variedade de tamanhos, formas e mineralogias. As rochas carbonáticas são formadas no interior da própria bacia deposicional através da ação biogênica e/ou precipitação de material químico a partir de águas superficiais. Após a formação, estas rochas são afetadas por processos diagenéticos, uma série de processos físicos e químicos que podem alterar significativamente as características hidráulicas e mecânicas do sistema com o tempo (OLSON et al., 2007).

Metodologia

Propriedades do Reservatório e do Fluido no Separador

Foram determinadas as seguintes propriedades do reservatório: o poço possui um raio de 0,4 pés e uma área de drenagem de 160,0 acres; o poço apresenta uma pressão inicial nula, pressão atual de 2500 psi e uma pressão de fluxo de 250 psi; a temperatura do reservatório é de 177 °F e a temperatura na cabeça do poço é de 70 °F. O topo do reservatório se encontra a 5.823 pés de profundidade e sua base a 6.479,7 pés de profundidade. O fluido produzido apresenta densidade específica igual a 0,7 e uma razão gás óleo de 101 scf/bbl. A pressão e a temperatura no separador são, respectivamente, 50 psi e 120 °F.

Dados de entrada do Software

Os dados de entrada do software são: coluna geológica com profundidade até o topo de cada camada, módulos elásticos (módulo de Young e razão de Poisson), pressão de poros, estresse horizontal mínimo, porosidade, permeabilidade do reservatório, *fracture toughness* (resistência da rocha à propagação de fratura pré-existente), *fluid loss coefficient* (coeficiente que indica a perda de fluido da fratura para a formação geológica), temperatura do reservatório, propriedades do fluido produzido, e dados sobre a completação do poço.

Para o cálculo da temperatura do reservatório, adotou-se 25°C como temperatura de superfície, e 3°C/100m como gradiente geotérmico, já que esse é o gradiente normal do planeta terra.

Sobre os módulos elásticos (razão de Poisson e módulo de Young), o LabPetro possui os valores dinâmicos das rochas da bacia do Araripe, os quais são maiores que os valores reais (módulos estáticos). Então, para o cálculo do módulo de Young estático, foi utilizada a equação *default* do software StimPlan 3D para porosidades menores que 25%, já que todas as amostras trabalhadas nesse projeto possuem porosidade abaixo desse valor. Já em relação à razão de Poisson, não existe equação

que possa relacionar os valores dinâmicos e estáticos para um determinado tipo de rocha, por isso, adotaram-se os valores dinâmicos como dado de entrada no software.

A pressão de poros adotada foi normal (0.433psi/ft), pressão essa exercida por uma coluna de água. A tensão vertical adotada foi 1 psi/ft (valor mais utilizado na geomecânica), e a tensão horizontal mínima foi calculada a partir da equação de Eaton (Equação 1).

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (OB - P_{res}) + P_{res} \quad (1)$$

Onde, σ_h - Tensão Horizontal Mínima; ν - Razão de Poisson; OB - Tensão Vertical; P_{res} - Pressão do Reservatório.

O *fracture toughness* foi determinado a partir dos módulos de Young estáticos. Os valores considerados: Carbonatos - 2200 psi(in)^{0,5}, Arenitos - 1250 psi(in)^{0,5}, Folhelhos - 1000 psi(in)^{0,5}.

O *fluid loss coefficient* foi calculado a partir de correlações do próprio software, sendo 0.0001 ft/(min)^{0,5} o valor determinado para todas as camadas.

Nesse projeto foram realizadas simulações com dados da bacia do Araripe. Foi elaborado um modelo geológico do reservatório de acordo com a estratigrafia da região em que as amostras foram coletadas.

Resultados e Discussão

As análises desta seção foram feitas considerando que: o poço terá uma vida útil de 30 anos; o limite mínimo de produção para que a produção deste poço seja considerada viável será de 10.000 BOPD (barris de óleo por dia); o custo do fraturamento hidráulico é de USD 2.000.000,00; e o preço do barril US 50,00.

Foram realizadas simulações teste para determinar o número de estágios adequados para o bombeamento, assim, foram adotadas 8 fases de bombeamento do fluido com uma vazão constante (30 BPM), a primeira fase consiste na injeção do pad (apenas água) e as sete últimas consiste na injeção do slurry (fluido+propante). Os valores dos volumes de cada fase são mostrados na Tabela 1 e foram utilizados para todos os casos simulados afim de verificar a influência das propriedades da rocha na operação:

Tabela 1 - Volumes do fluido de injeção.

Slurry (gal)	Volume de fluido (gal)	Concentração de propante (PPG)		Tempo de bombeio (min)	Volume de propante (10 ³ lbs)
		Começo	fim		
1.024	1.024,192	0	0	0,8128507	0,0
3.281	2.194,697	10,92415	10,92415	1,7418229	24,0
5.164	3.365,202	11,79874	11,79874	2,6707951	39,7
7.072	4.535,707	12,34244	12,34244	3,5997673	56,0
8.999	5.706,212	12,74334	12,74334	4,5287395	72,7
10.946	6.876,717	13,06324	13,06324	5,4577117	89,8
12.906	8.047,222	13,33058	13,33058	6,3866839	107,3
14.880	9.217,727	13,56087	13,56087	7,3156561	125,0

Fonte: Autoria própria.

Influência do Módulo de Young (E)

As amostras da Bacia do Araripe foram divididas em 6 grupos de acordo com seus valores do módulo de Young e em seguida foi realizada a simulação de operação de fraturamento hidráulico para cada um desses grupos de amostras. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2. A disposição das amostras foi realizada aleatoriamente, com o intuito de representar o reservatório da

maneira mais real possível. As propriedades das amostras não foram alteradas, portanto, a razão de Poisson, permeabilidade e porosidade irão variar de acordo com o módulo Young.

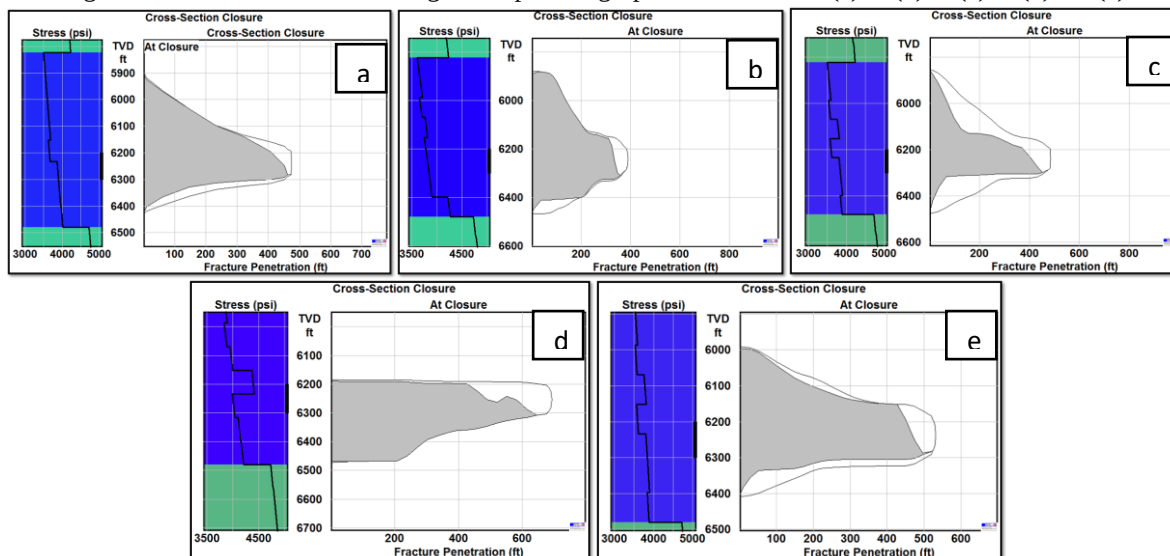
Tabela 2 - Resultados das simulações para os grupos de amostras 1,2,3,4,5 e 6.

	1º Grupo de Amostras	2º Grupo de Amostras	3º Grupo de Amostras	4º Grupo de Amostras	5º Grupo de Amostras	6º Grupo de Amostras
Comprimento (ft)	473,8	389,8	332,1	483,9	692,5	531,6
Comprimento preenchido por propante (ft)	450,4	341,1	224,3	414,5	598,8	485,1
Altura máxima (ft)	520,6	587,1	365,3	614,4	287,2	416,4
Condutividade média (md-ft)	7634,5	7214,1	7214,1	9829,4	4732,1	8707,1
Espessura média (in)	0,28	0,28	0,00	0,21	0,29	0,34
Eficiência do bombeamento	92%	92%	0%	90%	92%	92%
Módulo de Young (Mpsi)	2,41 – 3,28	3,28 – 4,31	4,45 – 4,66	4,97 – 8,73	4,9 – 5,08	1,4 – 3,01

Fonte: Autoria própria.

Como podemos observar a operação de fraturamento hidráulico mostrou-se insatisfatória para o grupo 3, pois a fratura gerada possui espessura nula, assim a operação não trará nenhum ganho para esse poço e outro método de recuperação deverá ser adotado.

Figura 1 – Geometria das fraturas geradas para os grupos de amostras 1 (a), 2 (b), 4 (c), 5 (d) e 6 (e).



Fonte: Autoria própria.

Pode-se perceber que a geometria da fratura sofre grande influência do módulo de Young, isso fica evidente quando comparamos os resultados dos 6 grupos de amostras, pois não pôde ser observado um padrão na geometria da fratura. As tensões *in situ* também contribuíram para a variação da geometria da fratura, isso pode ser claramente observado na Figura 1d, onde o crescimento da fratura foi reduzido devido a presença de uma tensão consideravelmente superior à tensão de bombeamento. Na Tabela 3 é apresentado a produtividade do poço para os 6 grupos de amostras ao longo do tempo. O segundo grupo de amostras obteve os melhores resultados na produção do poço e na duração do efeito da operação.

Tabela 3 - Produtividade do poço ao longo do tempo para os grupos de amostras de 1 a 6.

Grupo de amostras	Aumento	Acumulada – viável	Produção viável (mês)	Operações necessárias	Tempo necessário para produzir 40.000 BO
1	278%	63.500.000 BO	54º mês	7	21 minutos
2	333%	98.900.000 BO	55º mês	6	35 minutos
3	0%	-	-	-	-
4	315%	14.260.000 BO	8º mês	38	48 minutos
5	380%	53.600.000 BO	18º mês	19	4 minutos
6	351%	69.200.000 BO	52º	7	25 minutos

Fonte: Autoria própria.

Influência da Razão de Poisson (ν)

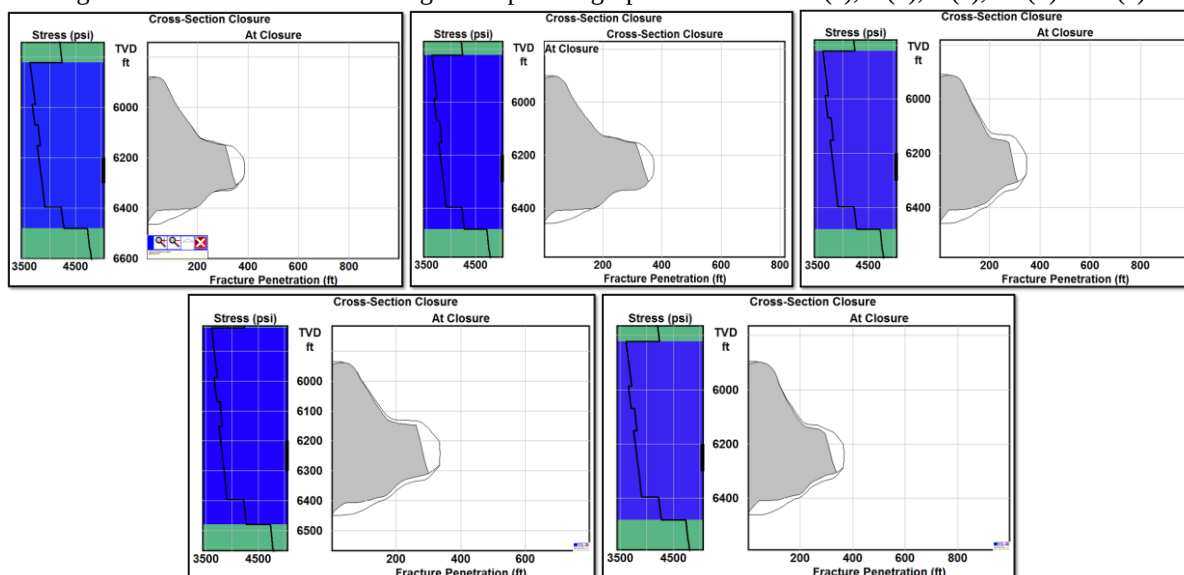
As amostras da Bacia do Araripe foram divididas em 5 grupos de acordo com seus valores da razão de Poisson e em seguida foi realizada a simulação de operação de fraturamento hidráulico para cada um desses grupos de amostras. Os resultados obtidos estão apresentados nas Tabelas 4. A disposição das amostras foi realizada aleatoriamente, com o intuito de representar o reservatório da maneira mais real possível. As propriedades das amostras não foram alteradas, portanto, o módulo Young, a permeabilidade e porosidade irão variar de acordo com a razão de Poisson.

Tabela 4 - Resultados das simulações para os grupos de amostras 7, 8, 9, 10 e 11.

	7º Grupo de Amostras	8º Grupo de Amostras	9º Grupo de Amostras	10º Grupo de Amostras	11º Grupo de Amostras
Comprimento (ft)	386,9	372,5	343,9	335,7	366,5
Comprimento preenchido por propante (ft)	344,6	334,1	293,7	281,3	316,1
Altura máxima	586,6	556,1	548,4	514,0	565,6
Condutividade média (md-ft)	7425,7	8135,2	8426,4	9534,3	7779,7
Espessura média (in)	0,30	0,33	0,30	0,30	0,29
Eficiência do bombeamento	92%	92%	93%	93%	92%
Razão de Poisson	0,25 – 0,25	0,21 – 0,24	0,28 – 0,28	0,29 – 0,30	0,24 – 0,33

Fonte: Autoria própria.

Figura 2 – Geometria das fraturas geradas para os grupos de amostras 7 (a), 8 (b), 9 (c), 10 (d) e 11 (e).



Fonte: Autoria própria.

Pode-se perceber que a geometria da fratura não sofre grande influência da razão de Poisson, isso fica evidente quando comparamos os resultados dos 5 grupos de amostras, pois pôde ser observado um padrão na geometria da fratura. No entanto, essa propriedade terá influência na durabilidade do efeito da operação de fraturamento hidráulico. Na Tabela 5 é apresentado a produtividade do poço para os 5 grupos de amostras ao longo do tempo.

Tabela 5 - Produtividade do poço ao longo do tempo para os grupos de amostras de 7 a 11.

Grupo de amostras	Aumento	Acumulada - viável	Produção viável (mês)	Operações necessárias	Tempo necessário para produzir 40.000 BO
7	280%	49.400.000 BO	37°	10	29 minutos
8	274%	128.311.000 BO	11°	33	10 minutos
9	254%	98.900.000 BO	9°	40	58 minutos
10	247%	63.500.000 BO	19°	19	4 minutos
11	265%	69.400.000 BO	38°	9	22 minutos

Fonte: Autoria própria.

Conclusões

Neste estudo pôde-se observar a importância de um planejamento prévio da execução da operação de fraturamento hidráulico, analisando fatores necessários para que a aplicação da técnica se desenvolva com maior eficiência, tais como: a seleção do fluido de fraturamento, a escolha de determinado tipo de propante, dimensionamento do bombeio de fluido, as propriedades da formação rochosa e as condições nas quais o reservatório está submetido.

Analisando os resultados obtidos na simulação para os seis primeiros grupos de amostras pôde-se concluir que aquelas que apresentam os menores valores de módulo de Young favorecem a duração do efeito da operação de fraturamento hidráulico projetado neste trabalho, visto que esse efeito dura até 4 anos e 7 meses. Isso ocorre porque essas amostras são menos rígidas e possuem grande capacidade de deformação sob aplicação de uma força, apresentando valores de módulo de Young entre 1,40 e 4,31.

Com base nos resultados obtidos para os grupos de amostra 7, 8, 9, 10 e 11 que foram selecionados de acordo com os valores da razão de Poisson, podemos observar que os grupos que apresentaram os melhores resultados foram aqueles cujas amostras possuem os maiores valores da razão de Poisson e menores valores de módulo de Young. Os grupos 7 e 11 foram aqueles que obtiveram os melhores resultados e o efeito da operação durará cerca de 3 anos para os dois casos.

Para que a fratura apresente um melhor desempenho a pressão líquida final deve ser igual à pressão líquida máxima. Mudanças rápidas no perfil de pressão horizontal mínima podem provocar mudanças importantes na geometria final da fratura em relação a geometria projetada.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por todas as oportunidades. Ao meu orientador José Agnelo Soares. Ao Laboratório de Petrofísica da UFCG. À ANP e ao PRH-42. À empresa NSI Technologies (Tusla, OK). A todos aqueles que de alguma forma contribuíram ou torceram pela concretização desta pesquisa.

Referências Bibliográficas

TAVARES, Lucas Silveira. **Estado da arte da operação de fraturamento hidráulico**. 2010. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2010.

OLSON, J.E.; Laubach, S.E.; Lander, R.H. 2007. **Combining Diagenesis and Mechanics to Quantify Fracture Aperture Distributions and Fracture Pattern Permeability**. In: Lonergan, L.

LUCIA, F. Jerry. **Carbonate Reservoir Characterization**. 2. ed. Austin, Texas: Springer, 2007. Disponível em: <[http://www.wzanews.com/IMG2/bookPetrology/Carbonate Reservoir Characterization.pdf](http://www.wzanews.com/IMG2/bookPetrology/Carbonate%20Reservoir%20Characterization.pdf)>. Acesso em: 18 maio 2016.