



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

REFRATURAMENTO HIDRÁULICO - UM ESTUDO PARA PREVISÃO DE DIREÇÃO DE PROPAGACÃO

Pollyanna Espínola Ferreira¹, Prof. Paulo Roberto Britto Guimarães², Prof. Antonio Oswaldo de A. B. de Souza³

¹ Universidade Salvador -UNIFACS, Mestranda em Regulação da Indústria de Energia, Av. Cardeal da Silva, 132, Federação, Salvador - Bahia. CEP 40225-300, pollyanna.ferreira@posgrad.unifacs.br

² Universidade Salvador -UNIFACS, Chefe do Departamento de Engenharia e Arquitetura, Av. Cardeal da Silva, 747, Federação, Salvador - Bahia. CEP 40220-141, dear@unifacs.br

³ Universidade Salvador -UNIFACS, Pesquisador Visitante PRH 23/ANP cedido a UNIFACS, Av. Cardeal da Silva, 747, Federação, Salvador - Bahia. CEP 40225-300, aosouza@unifacs.br

Resumo – O cenário mundial da indústria do petróleo está cada dia mais voltado para novas tecnologias que propiciam índices econômicos mais atrativos (maior Valor Presente Líquido, menor Tempo de Retorno etc.). Neste contexto é bem conhecida a técnica do fraturamento hidráulico de formações. Especialmente em reservatórios submetidos à recuperação secundária, é muito importante na operação de fraturamento, se prever a direção de propagação da fratura. Os modelos matemáticos existentes e outras técnicas (experimentos laboratoriais, perfil de calibre do poço, etc.) fornecem com boa precisão a direção da fratura, que se dá sempre paralela à direção de maior tensão da rocha.

É sabido que com o passar do tempo a fratura perde condutividade. Esse tempo é variável, em função do volume do fraturamento, do tipo e profundidade da formação fraturada, se o poço é produtor ou injetor etc. Para poços do Recôncavo Baiano verificou-se experimentalmente que varia em torno de quatro a cinco anos. Assim, embora se trate de uma operação relativamente cara, vem se tornando prática o refraturamento de poços. Também mais recentemente verificou-se que é possível aumentar a vazão de poços fraturados e que ainda estão com bom desempenho, através do refraturamento. Aceitava-se inicialmente que a refratura tivesse direção paralela à da fratura. Entretanto estudos teóricos mais recentes questionam esta conclusão e apontam para outras possibilidades, como veremos no presente trabalho.

Palavras-Chave: estimulação de poços; refraturamento hidráulico; reorientação de refratura

Abstract – The world scene of the oil industry is each day more directed toward new technologies that propitiate more attractive economic indices (bigger Liquid Present Value, lesser Time of Return etc.). In this context the technique of the hydraulic fracturing of formations is well known. Especially in reservoirs submitted to secondary recovery, it is very important in the operation of hydraulic fracturing, to foresee the propagation direction of the fracture. The existing mathematical models and others techniques (laboratorials experiments, caliper log, etc.) with give good precision the direction of fracture, that is always parallel to the direction of the bigger rock tension. It is known that as time goes on the fracture loses conductivity. This time is variable mainly function of the fracturing volume, the type and depth of the fractured formation, if the well is a producing or injector etc. For formations of the Recôncavo Basin it was verified experimentally that it varies between four to five years. Thus, although a fracture job is a relatively expensive operation, it is becoming practice to refracture the wells. Also more recently it was verified that it is possible to increase the outflow of fractured wells that still are with good performance, through the refracturing. Initially was accepted that the refracture had parallel direction to the fracture. However more recent theoretical studies question this conclusion and point to respect to other possibilities, as we will be seen in the present work.

Keywords: well stimulation; hydraulic refracturing.; refracturing reorientation

1. Introdução

O fraturamento hidráulico é um dos métodos de estimulação mais eficazes utilizados para aumento de produtividade de poços. É uma técnica que consiste na injeção de um fluido penetrante (colchão) e pressurização suficientemente alta para romper a resistência da rocha abrindo uma fratura por tração. A fratura da formação inicia-se na parede do poço quando a tensão tangencial efetiva ou a tensão vertical efetiva ultrapassa sua resistência a tração. No primeiro caso, ocorre uma fratura vertical, no segundo, horizontal. Para evitar que ocorra o fechamento da fratura criada no reservatório, causada pelas tensões que tendem a fechá-la, é preciso de alguma maneira manter essa fratura aberta. Para isso é injetado um agente de sustentação dentro da mesma. Esse agente de sustentação é levado por um fluido carreador com viscosidade suficiente para evitar que haja decantação. Após concluído esse processo, é criado um caminho preferencial, de alta permeabilidade e condutividade, que facilita o fluxo dos hidrocarbonetos para o poço.

Com o passar do tempo, a pressão de confinamento vai gerando finos, fazendo com que se diminua a condutividade da fratura, (a condutividade da fratura é o produto entre a largura final da mesma e a permeabilidade do pacote do agente de sustentação). Com a perda total ou parcial dessa condutividade, surge a necessidade do refraturamento do poço.

O refraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação que visa aumentar a produtividade de poços fraturados cujas fraturas tenham perdido a condutividade e se fechado ao longo do tempo de produção do reservatório. Para isso é feita a substituição da antiga fratura por uma nova, mais condutiva, restabelecendo dessa forma a produtividade do poço. Um projeto de refraturamento hidráulico hoje em dia é realizado com base nas mesmas fundamentações existentes em um projeto de fraturamento hidráulico, sem levar em consideração a alteração do campo de tensões em torno da área depletada do reservatório, ocasionada pela produção de hidrocarbonetos. Essas alterações de tensões, justamente na proximidade do poço produtor e no reservatório, que façam modificá-las também pela produção de poços vizinhos, devem ser consideradas ao se projetar um refraturamento, pois afetam diretamente no plano de propagação que essa nova fratura tende a assumir.

A princípio se admitia, intuitivamente que a refratura reabriria no mesmo local que a fratura antiga, seguindo a lei do menor esforço, mas a observação desses parâmetros nos permitiu verificar que podem ser assumidas outras geometrias de fratura, analisadas nos estudos de casos a seguir.

2. Parâmetros que afetam a reorientação de tensões

2.1. Depleção do reservatório

A produção de hidrocarbonetos pelo reservatório ao longo do tempo, causa uma área depletada ao redor do poço. Artigos técnicos indicam que essa área de depleção em torno de uma fratura modifica o estado de tensões nesta região, afetando a direção da propagação da refratura em relação à fratura original, fazendo com que a mesma comece a se propagar num plano ortogonal a partir do poço até os pontos isotrópicos (pontos onde a tensão de cisalhamento é nula e os esforços horizontais se igualam), assumindo após esses pontos a direção de propagação da antiga fratura, conforme esquema indicado na Figura 1.

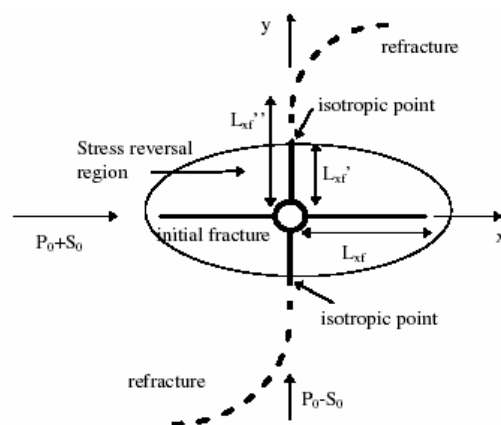


Fig. 1 Refracture reorientation concept

Figura 1. Conceito de esquema de reorientação de refratura conforme Siebrits et all (1988).

Um modelo 2D, elaborado por Siebrits et al, baseado em termos adimensionais, que projetam a locação do ponto isotrópico foi desenvolvido para compreensão e monitoramento dos processos de refraturamento em reservatórios de gás, admitindo as seguintes condições limite para que se inicie uma refratura ortogonal:

- Vazão de produção constante no poço e largura uniforme ao longo da fratura inicial.
- Vazão de produção constante e pressão uniforme de fluido (condutividade infinita) na fratura inicial.
- Pressão de “drawdown” constante e largura uniforme ao longo da fratura inicial.
- Pressão de “drawdown” constante e pressão de fluido uniforme ao longo da fratura inicial.

Três parâmetros adimensionais controlam o processo de refraturamento:

- Tempo adimensional (τ).
- Tensão deviatória adimensional (Π), que é a razão entre a tensão deviatória e o gradiente de pressão causado pela produção.
- Tenacidade adimensional (χ), uma razão, entre a tenacidade da fratura e o produto do gradiente da pressão de fluxo pela raiz quadrada do comprimento da fratura.

As relações desenvolvidas por Siebrits et al são definidas como segue abaixo, nas equações 1, 2 e 3:

$$\tau = \frac{4ct}{L_{xf}^2} = \frac{4kt}{\mu L_{xf}^2 \left(c_{fl} \phi + \frac{\alpha(1+\nu)(1-2\nu)}{(1-\nu)E} \right)} \quad (1)$$

$$\Pi = \frac{S_0}{\sigma_*} \quad (2)$$

$$\chi = K_{lc} / (\sigma_* \sqrt{L_{xf}}) \quad (3)$$

onde

c = Coeficiente de difusividade = k / s

C_{fl} = Compressibilidade do fluido no reservatório

$S = 1/M + \alpha / (K + 4G_f / 3)$

$K = E / [3(1 - 2\nu)]$

M = Módulo de Biot = K_{fl} / ϕ

ϕ = Porosidade

$K_{fl} = 1/C_{fl}$ = Módulo do volume do fluido do reservatório

α = Coeficiente de Biot

$G_f = E / [2(1 + \nu)]$ = Módulo da zona de cisalhamento

χ = Coeficiente de mobilidade = k / μ

k = Permeabilidade intrínseca

μ = Viscosidade do fluido

K = Volume do módulo esgotado

t = Tempo

$2S_0$ = Magnitude da tensão deviatória

$\sigma = \eta p_*$

η = Coeficiente poroelástico = $\alpha = (1 - 2\nu) / [2(1 - \nu)]$

ν = Razão de Poisson

K_{lc} = Tenacidade da fratura

$p^* = q / (4 \pi K)$

q = Taxa de produção

Se a pressão é mantida constante ao invés da taxa de produção, então:

$$p^* = p_0 - p_{wb}$$

onde p_0 é a pressão além do poço, e p_{wb} é a pressão no poço.

2.2 Proximidade de poços vizinhos

A proximidade de poços vizinhos é um fator que causa interferência nas tensões do reservatório. A existência de poços injetores ou produtores modifica as tensões, de forma que a geometria da fratura fica afetada de diferentes formas, conforme foi apresentado pelo estudo de Hidayati et al (2001). Vale ressaltar que nesse estudo, foram considerados apenas poços ainda não fraturados.

Poços produtores causam redução de tensões na região radial, deixando a tensão compressiva maior na direção tangencial, conforme Figura 2. Em contraste, poços injetores induzem maior tensão compressiva na direção radial, como representado na Figura 3, a inclinação dos segmentos de reta nas figuras abaixo representam o ângulo de reorientação das tensões de compressão horizontais.

Apesar deste estudo ser direcionado para poços ainda não fraturados, é importante conhecer seus resultados, pois o monitoramento da orientação de tensões no reservatório é importante, já que seus parâmetros influenciam diretamente no esquema de geometria de fratura e refratura em poços.

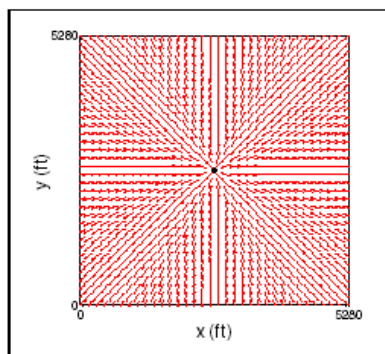


Fig. 8 - Maximum compressive stress orientations. Isotropic initial stress; permeability anisotropy = 4; injection rate = 50 Mscfd; 15 years.

Figura 2. Orientações da tensão máxima compressiva em um poço produtor, conforme Hidayati et al (2001). Tensão inicial e permeabilidade isotrópica; taxa de produção=50 Mscfd; 15 anos.

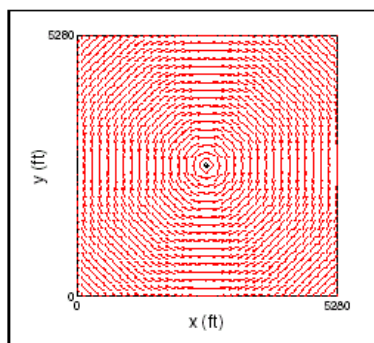


Fig. 7 - Maximum compressive stress orientations. Isotropic initial stress and permeability; production rate = 50 Mscfd; 15 years.

Figura 3. Orientações da tensão máxima compressiva em um poço injetor, conforme Hidayati et al (2001). Tensão isotrópica inicial; permeabilidade anisotrópica=4 ; taxa de injeção=50 Mscfd; 15 anos.

A equação 6, que é proveniente da teoria de análise das tensões do círculo de Mohr, num plano bidimensional, é obtida fazendo-se o equilíbrio entre a soma dos componentes das tensões normais, representadas na equação 4 e tensões cisalhantes representadas na equação 5, juntamente com as tensões representadas em um esquema de forças em um plano inclinado.

$$\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\beta + \tau_{xy} \sin 2\beta \quad (4)$$

$$\tau = -\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\beta + \tau_{xy} \cos 2\beta \quad (5)$$

Diferenciando-se a equação 4 em relação a β e igualando-se o resultado a zero, obtemos:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \beta} = \frac{\partial \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right)}{\partial \beta} + \frac{\partial \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\beta \right)}{\partial \beta} + \frac{\partial}{\partial \beta} (\tau_{xy} \cdot \text{sen} 2\beta) = 0$$

Como,

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \beta} = 0, \text{ temos :}$$

$$0 + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) (-\text{sen}(2\beta) \cdot 2) + \tau_{xy} \cos(2\beta) \cdot 2 - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \text{sen}(2\beta) \cdot 2 = -\tau_{xy} \cos(2\beta) \cdot 2$$

então:

$$\text{tg } 2\beta = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y}$$

Expressando em função de β , temos que

$$\beta = \frac{1}{2} \text{arctg} \left(\frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \right) \quad (6)$$

A equação 6 implica que a reorientação de tensões irá ocorrer quando o fluxo do fluido induz mudanças de tensão de cisalhamento nas coordenadas x-y. A presença da tensão de cisalhamento no atual tensor de tensões indica que elas não são mais as principais. Segue que a atual orientação de tensões será diferente da orientação inicial.

Contudo, a equação 7, sugere que as mudanças na tensão de cisalhamento nas coordenadas x-y não devem estar presentes se g ou $\text{sen } 2\theta$ são iguais a zero. Nesse caso existem duas possibilidades. Primeiro a direção da tensão máxima presente coincide com a tensão máxima inicial (não há reorientação). Segundo, as direções das tensões principais atuais são orientadas a 90° .

$$\text{tg } 2\beta = \frac{2\alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \cdot g \text{ sen } 2\theta}{\sigma_{xx0} - \sigma_{yy0} + 2\alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \cdot g \text{ cos } 2\theta} \quad (7)$$

onde g é o gradiente de pressão adimensional, que será sempre positivo para a produção e negativo para a injeção.

3. Conclusões

Diante dos estudos de casos apresentados, concluímos que analisando os parâmetros considerados que afetam na reorientação de tensões, podemos compreender melhor o mecanismo que leva a alterações de geometria da refratura, possibilitando a partir desse conhecimento prever a direção que a nova fratura vai assumir. Um bom conhecimento das implicações que cada parâmetro tem sobre o reservatório conduz a eliminação de muitas dúvidas na execução do projeto de refraturamento.

4. Agradecimentos

A ANP – Agência Nacional do Petróleo, por proporcionar participação no Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás - PRH-ANP, com bolsa de estudo no Mestrado em Regulação da Indústria de Energia.

Aos orientadores Paulo Roberto Britto Guimarães e Antônio Oswaldo de A.B. de Souza da UNIFACS, e aos Engenheiros de Petróleo João Cândido Baptista Campos e Roberto Miranda Bastos da Petrobras, pelas sugestões e revisões efetuadas.

5. Referências

- ARAUJO, P. F., e SUZART, J. W. P.- Refraturamento: o que Considerar? III Seminário de Engenharia de Poço. 08 a 12 de novembro de 1999. Rio de Janeiro –RJ.
- CAMPOS, J.B. Tensões na Parede de um Poço Circular Segundo a Teoria da Elasticidade. Boletim Técnico da PETROBRAS – Vol.26(3), p.209-216 1983.
- ELBEL, J. L. e Mack, M. G. – Refracturing Observation and Theories SPE 25464 – Production Operations Symposium, 21 a 23 de março de 1993.
- HIDAYIATI, Dewi Triarti; Chen, Her-Yuan, e Teufel, Lawrence W. Flow-induced stress reorientation in a multiple-well reservoir. Society of Petroleum Engineers - SPE. 2001; 71091.
- SIEBRITS, E., Elbel, J. L. Detournay, E. Detournay-Piette, C., Christianson, M. Robinson, B. M. e Diyashev, I. R. – Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment. SPE 48928. Annu. SPE Tech. Conf. New Orleans, USA-27 a 30 de setembro de 1998.
- SIEBRITS, E., Elbel J. L. , Hoover R. S. , Diyashev I. R., Schlumberger Holditch-RT, Griffin L. G., Wright D. C. A., Davidson B. M. , Pinnacle Technologies Inc. : N.P. Steinsberger, Mitchell Energy Corp., Hill D. G.: Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells. SPE 63030, Annu. SPE Tech. Conf. Dallas, USA-01 a 04 de outubro de 2000.
- WRIGHT, C. A. e Conant, R. A. Hydraulic fracture in primary and secondary recovery from low-permeability reservoirs. Society of Petroleum Engineers - SPE. 1995; 30484.