

**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE
SERGIPE - FANESE
NÚCLEO DE PÓS-GRADUAÇÃO E EXTENSÃO – NPGE
MBA EM GESTÃO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E
BIOCOMBUSTÍVEL**

EDSON DE MORAES XAVIER

**ANÁLISE DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E SUA
INFLUÊNCIA NA PRODUTIVIDADE DE CAMPOS DE
PETRÓLEO**

Aracaju – SE

2009

EDSON DE MORAES XAVIER

**ANÁLISE DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E SUA
INFLUÊNCIA NA PRODUTIVIDADE DE CAMPOS
PETROLÍFEROS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Núcleo de Pós-Graduação e Extensão – NPGE, da Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe - FANESE, como requisito para obtenção do título de MBA em Gestão de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.

Orientador: Sônia M^a S Andrade

Coordenador: Fabiane Serpa

ARACAJU/SE
2009

EDSON DE MORAES XAVIER

**ANÁLISE DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO E SUA
INFLUÊNCIA NA PRODUTIVIDADE DE CAMPOS
PETROLÍFEROS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Núcleo de Pós-Graduação e Extensão – NPGE, da Faculdade de Administração de Negócios de Sergipe – FANESE, como requisito para a obtenção do título de MBA em Gestão de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.

Sônia M^a S. Andrade

Fabiane Serpa

Edson de Moraes Xavier

Aprovado com média: _____

Aracaju (SE), ____ de _____ de 2009.

RESUMO

Atualmente, a grande maioria dos campos de petróleo são considerados maduros e muitos deles com decrescentes níveis de produção. Como consequência, as empresas estão continuamente procurando tecnologias que incrementem sua recuperação, com custos que justifiquem a viabilidade de suas operações. O fraturamento hidráulico é a técnica de estimulação de poços mais utilizada na indústria de petróleo. Os alvos desse tratamento são, principalmente, os poços cujos índices de produtividade não estejam atingindo valores economicamente satisfatórios. O fraturamento hidráulico vem sendo realizado, desde 1949. Cerca de 50 a 60% de todos os poços já perfurados foram hidraulicamente fraturados e esse número tende a crescer ainda mais com os recentes avanços tecnológicos na área e a necessidade de se obter um melhor aproveitamento das reservas devido ao aumento da demanda energética mundial. O fraturamento hidráulico possui certa complexidade e magnitude e, por isso, relativamente onerosa. Normalmente são utilizados vários equipamentos, como de armazenagem de fluidos e de agentes de sustentação, de mistura, de bombeio, de segurança e de controle e monitoração, com custo de manutenção elevado.

PALAVRAS-CHAVE: Fluidos; Agentes de Sustentação; Condutividade.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Fraturamento Hidráulico no Kansas	07
Figura 1.2 – Número de Poços Estimulados nos EUA	08
Figura 1.3 – Operação de Fraturamento Hidráulico	09
Figura 2.1 – Produtividade em Função do Fator de <i>skin</i>	13
Figura 2.2 – Permeabilidade na Área de Drenagem	14
Figura 2.3 – <i>Skin Bypass</i>	16
Figura 2.4 – Cadeia Polimérica (A - Antes da hidratação; B - Hidratado)	19
Figura 2.5 – Fluido Linear x Fluido Reticulado	20
Figura 2.6 – Modelo McGuire e Sikora	26

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 2.1 – Índice de Produtividade.....	11
Equação 2.2 – Vazão de Produção	11
Equação 2.3 – <i>Drawdown</i>	11
Equação 2.4 – Índice de Produtividade (<i>skin</i>).....	12
Equação 2.5 – Escoamento de Fluidos (Darcy)	13
Equação 2.6 – Condutividade Absoluta.....	16
Equação 2.7 – Condutividade Relativa.....	16

SUMÁRIO

RESUMO.....	i
LISTAS DE FIGURAS.....	ii
LISTAS DE EQUAÇÕES.....	iii
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	07
1.1 Objetivos.....	09
CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA.....	12
2.1 Produtividade e Danos ao Reservatório.....	12
2.2 Tipos de Fraturamento Hidráulico.....	14
2.2.1 Fraturamento de Baixa Permeabilidade.....	14
2.2.2 Fraturamento de Alta Permeabilidade.....	15
2.2.3 Frac Pack	15
2.2.4 Skin Bypass	16
2.3 Sistemas de Fluidos de Fraturamento	16
2.3.1 Fluidos de Fraturamento.....	17
2.3.2 Fluido Base Água.....	18
2.3.3 Fluido Base Óleo.....	21
2.3.4 Fluido Base Álcool.....	22
2.4 Condutividade da Fratura e Agentes de Sustentação.....	22
2.4.1- Condutividade x Produtividade.....	23
2.4.2 Agentes de Sustentação.....	24
CAPÍTULO 3 – CONCLUSÕES.....	25
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	26
ABSTRACT.....	28

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

A técnica de fraturamento hidráulico foi inicialmente empregada para aumentar a produção de poços no Kansas, no final da década de 40. Esta técnica foi difundida e se tornou a técnica de completção dominante, principalmente para reservatórios de baixa permeabilidade na América do Norte. Em 1993, 40% dos poços de petróleo novos e 70% dos poços de gás foram fraturados hidraulicamente.



Figura 1.1: Fraturamento hidráulico no Kansas. 1981 (Fonte: Unified Fracture Design)

O primeiro tratamento de fraturamento foi especialmente modelado para a estimulação de um poço em um campo de gás em Hugoton, localizado no oeste de Kansas. O poço foi completado em quatro zonas de interesse, cada qual tratado previamente com ácido. Foram realizados quatro tratamentos, um para cada zona, com um *packer* desenvolvido para isolamento das áreas de interesse. O fluido utilizado para o tratamento foi feito com Napalm e gasolina, uma operação extremamente perigosa.

Entretanto, foram realizados testes pós-fraturamento e mostraram que a produção de gás teve um aumento em relação a outros. Eles concluíram que o fraturamento não poderia substituir a acidificação em formações calcárias. Entretanto, em meados de 1960, o fraturamento hidráulico foi preferível em relação à acidificação, como método de estimulação no campo de Hugoton.

O fraturamento hidráulico é utilizado para restaurar a produtividade do poço a partir de danos causados pela perfuração e completção na área de drenagem do poço; pode também

ser utilizado para uma penetração profunda em fraturas altamente condutivas em reservatórios de baixa permeabilidade. Atualmente o fraturamento hidráulico é o método mais utilizado na estimulação de poços de óleo e gás.

Durante estes anos, a tecnologia associada ao fraturamento vem sendo desenvolvida significativamente. A maioria dos fluidos de fraturamento estão sendo desenvolvidos para variados tipos de reservatórios, arenitos e carbonáticos, além de formações com baixa a elevadas temperaturas. Alguns diferentes tipos de propantes vêm sendo desenvolvidos variando entre a areia e materiais de alta resistência como a bauxita sintética, utilizada em formações profundas.

A figura abaixo mostra a quantidade de poços que foram estimulados hidraulicamente nos Estados Unidos. É fácil perceber a importância e o desenvolvimento desta técnica no mundo atual, diante de objetivos para otimizar os campos petrolíferos.

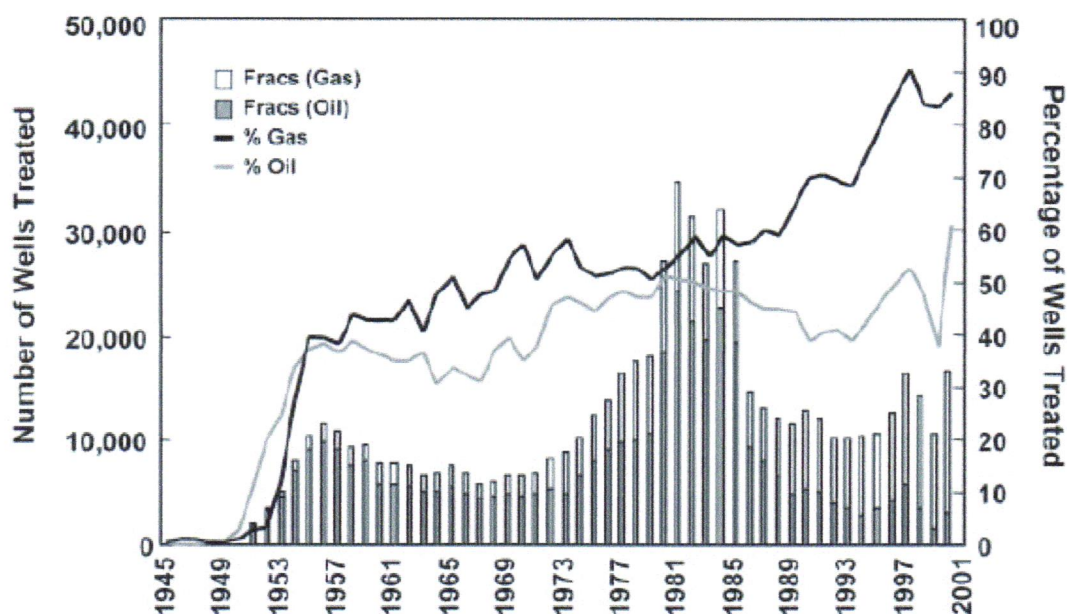


Figura 1.2: Número de poços estimulados nos EUA (Fonte: Unified Fracture Design)

1.1- OBJETIVOS

O fraturamento hidráulico possui um importante papel no aumento das reservas petrolíferas e produção diária. A figura abaixo mostra um *lay-out* do tratamento de fraturamento hidráulico. Este consiste na mistura de produtos químicos especiais para o preparo do fluido de fraturamento apropriado. Em seguida, este é bombeado para dentro do poço a alta pressão, para que na zona de produção (*pay zone*) ocorra uma fratura na formação devido ao diferencial de pressão entre o poço e a formação.

O bombeio inicia com a injeção do colchão (*pad*), um fluido linear que iniciará a fratura a fim de estabelecer a propagação na zona de interesse. Em seguida é bombeado um fluido gelificante com agentes de sustentação (*propan*) que continuará estendendo a fratura e carreando o propante para a zona. Depois de bombeado todos os materiais, o fluido gelificado retorna ao estado de baixa viscosidade e é retirado do poço, deixando uma fratura sustentada de alta permeabilidade para que o óleo ou gás fluam mais facilmente da formação para o poço.

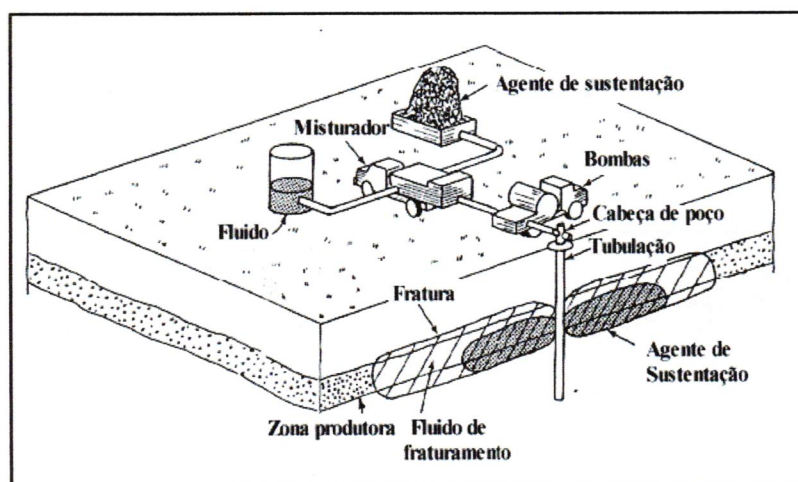


Figura 1.3: Operação de fraturamento hidráulico

Diante das inúmeras crises do petróleo e da busca da auto-suficiência dos países, estes estão investindo milhões de dólares na exploração e produção de petróleo. As companhias exploradoras estão, cada vez mais investindo em técnicas para otimizar a extração de hidrocarbonetos e aumentar o volume de óleo recuperável dos reservatórios.

O objetivo deste trabalho é demonstrar como um tratamento é dimensionado, desde a preparação dos fluidos até o programa de bombeio e como atingimos um significativo aumento

no índice de produtividade dos campos de petróleo e gás, tornando-os economicamente atrativos.

Para isto, foi selecionado um poço localizado na bacia de sergipana, para demonstrar o tratamento de estimulação. Este poço foi fraturado logo depois de concluída a fase de perfuração, pois se verificou a necessidade de aumentar a condutividade da formação.

Através de simulações computacionais, foi feita a avaliação do projeto de estimulação. Foram realizados testes de calibração que ajudaram na definição de parâmetros importantes para o tratamento principal. Diante dos resultados, foi possível dimensionar o tipo de fluido e de agentes de sustentação, além da vazão e pressão de bombeio.

Após o tratamento foi verificado que o poço foi realmente estimulado, através de dados de condutividade e de produção nas três zonas fraturadas hidráulicamente.

CAPÍTULO II

REVISÃO DA LITERATURA

2.1- Produtividade e Danos ao Reservatório

O objetivo principal da estimulação de um poço é aumentar sua produtividade, com a remoção de danos em suas vizinhanças ou pelo estabelecimento de uma via altamente condutiva na formação. As técnicas de estimulação mais utilizadas são o fraturamento hidráulico, *frac-pack*, acidificação matricial de carbonatos ou arenitos e fraturamento ácido. Quaisquer umas destas técnicas devem gerar algum aumento no índice de produtividade do poço, provocando um fácil escoamento dos fluidos na formação.

Dentre as propriedades principais de um reservatório, destaca-se o índice de produtividade. Este índice representa uma relação linear entre a vazão de produção e o diferencial de pressão (*drawdown*), aplicada para obtê-la,

$$q = J \cdot \Delta p, \quad (2.1)$$

onde a “constante” de proporcionalidade J é denominada índice de produtividade (IP).

Durante sua vida produtiva, um poço é submetido a diversas mudanças em suas condições de fluxo, sendo as duas mais importantes a vazão de produção constante,

$$\Delta p = \frac{a_1 \cdot B \cdot q \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot p_D \quad (2.2)$$

e drawdown constante,

$$q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{a_1 \cdot B \cdot \mu} \cdot q_D \quad (2.3)$$

Onde:

k - permeabilidade da formação;

h - espessura da zona produtora;

B - fator volume de formação;

μ - viscosidade do fluido;

a_1 - constante (igual a 1).

Tanto a vazão de produção (q) quanto o *drawdown* (Δp) são especificados e, portanto usados para definir as variáveis adimensionais, a depender do tipo de fluxo.

Tabela 2.1: Fluxo em um poço vertical não danificado

Regime de fluxo	Δp	p_D
Transiente	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right)$
Permanente	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$
Pseudo-Permanente	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}$

Fonte: Well Stimulation

Devido à natureza radial do fluxo, a maior parte da perda de pressão ocorre nas vizinhanças do poço, e qualquer dano nesta região aumenta significativamente a perda de carga. O impacto de uma região danificada nas vizinhanças do poço pode ser representado pelo fator de *skin* (*s*), adicionado à pressão adimensional na expressão do IP,

$$J = \frac{2\pi.k.h}{B.\mu.(p_D + s)} \quad (2.4)$$

O conceito de *skin* é uma idealização que condensa os principais aspectos de danos nos canhoneios do poço: a perda de carga causada pelo dano é proporcional à vazão de produção. Mesmo empregando as melhores práticas de perfuração e completção, algum tipo de dano será causado nas vizinhanças do poço. O *skin* pode ser considerado como uma medida da qualidade de poço. Outros fatores mecânicos influenciam no fator de *skin*, estes podem incluir um canhoneio imperfeito, penetração parcial do poço na formação, mau dimensionamento do equipamento de completção, e outros. Quando o poço está danificado, o fator de *skin* é positivo.

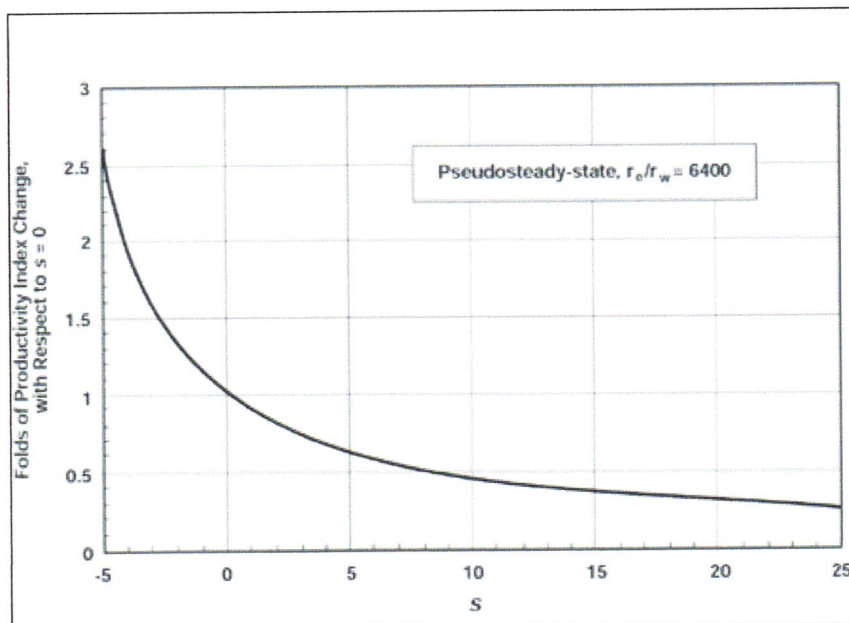


Figura 2.1. Produtividade em função do fator de *skin* (fonte: Well stimulation)

A partir de métodos de estimulação, consegue-se aumentar o índice de produtividade do poço. É razoável propor que qualquer tipo de estimulação reduz o fator de *skin*. Geralmente, é chamado de fator de *pseudo-skin*, indicando que a estimulação provoca mudanças estruturais na formação.

O índice de produtividade para o regime pseudo-permanente é dado por:

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{2\pi.k.h}{a_1.B.\mu} J_D \quad J_D - \text{índice de produtividade adimensional};$$

A equação que define o escoamento de fluidos na formação é definida pela Lei de Darcy, que se resume em:

$$q = \frac{0,00708.k.h.\Delta P}{\mu.\ln(r_e/r_w)} \quad (2.5)$$

Podemos observar que o raio de drenagem do poço, r_w possui um grande impacto na produção do poço. Isto pode ser facilmente observado, considerando que um fluido próximo a área de drenagem do poço, mais difícil será o escoamento. Logo, quanto mais próximo do poço, menor a permeabilidade.

O raio de drenagem do poço, ou *wellbore*, é a região mais suscetível a danos. Estes danos são causados por diversas fontes, mas geralmente o maior responsável é o processo de perfuração do poço, através do fluido de perfuração, invasão de filtrados na formação, pH e desmulsificantes do fluido.

Isto resulta numa região próxima ao poço com menor permeabilidade, como mostrado na figura abaixo.

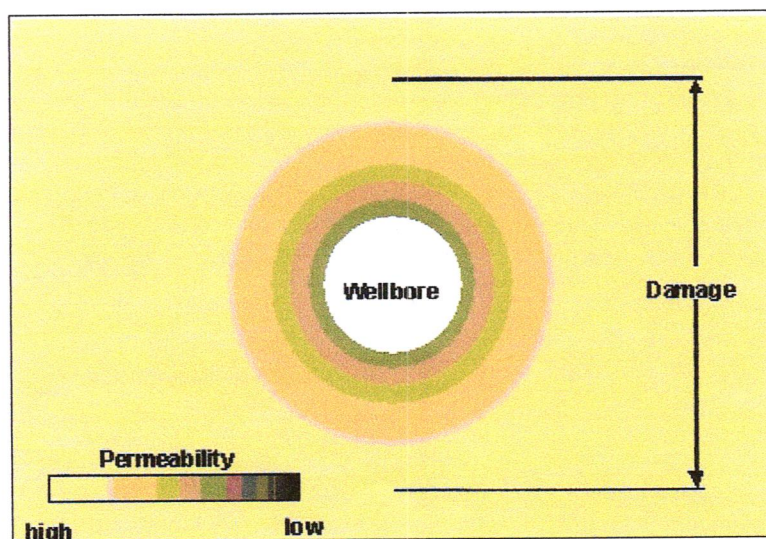


Figura 2.2: Permeabilidade na área de drenagem

2.2- Tipos de Fraturamento

Existem vários tipos de fratura hidráulica, estes envolvem o mesmo objetivo, criar uma fratura com alta condutividade a fim de melhorar a produtividade do poço. O tipo de tratamento a selecionar depende das características do reservatório (permeabilidade, fator de *skin*, sensibilidade do fluido e resistência da formação), o objetivo do tratamento (estimulação, controle da areia, *skin bypass* ou uma combinação destes), custos, logística ou equipamento.

2.2.1- Fraturamento de Baixa Permeabilidade

Este tipo de fraturamento é geralmente utilizado em formações de gás com permeabilidades de formação em torno de um milidarcy, e também em formações de óleo com baixa permeabilidade, ou seja, zonas de difícil escoamento.

O fator limitante de produção do reservatório não é apenas a condutividade da fratura, mas o quanto mais rápido a formação recebe o hidrocarboneto pela fratura. Entretanto, quando se trata de reservatórios de baixa permeabilidade, a fratura deve ser projetada para uma mínima condutividade da fratura que seja maior que a condutividade da formação com

uma área de escoamento larga, isto significa que a fratura tende a ser limitada pela altura, logo se torna necessário atingir um maior comprimento deste.

Devido à permeabilidade de o reservatório ser baixa, a perda de fluido também tende a ser baixa. E isto gera duas consequências básicas: os volumes do colchão tendem a ser pequenos e o tempo de fechamento da fratura tende a ser elevado.

Portanto, os tratamentos em reservatórios de baixa permeabilidade são necessários ter grandes volumes de fluido e propante, mas com volumes de colchão normalmente pequenos.

2.2.2- Fraturamento de alta permeabilidade

Em formações de alta permeabilidade, o escoamento do fluido do reservatório para a fratura flui com mais facilidade. Neste tipo de tratamento, a dificuldade é criar uma fratura mais condutiva que o reservatório.

Partindo do conceito de condutividade da fratura, é necessário definir a condutividade relativa, C_{fd} . Sabendo que:

$$F_C = w_{ave} \cdot k_p, \quad (2.6)$$

a condutividade relativa e expressa por:

$$C_{fd} = \frac{F_C}{x_f \cdot k_f}, \quad (2.7)$$

onde:

x_f - semi-comprimento da fratura;

k_f - permeabilidade da formação.

De acordo com o resultado do C_{fd} , podemos verificar se a fratura tende a ser mais condutiva que a formação, permitindo um melhor escoamento dos fluidos da formação.

Em zonas com alta permeabilidade, a perda de fluido tende a ser alta. Portanto, necessita-se de maiores volumes de colchão durante o tratamento. Uma importante característica de formações com alta permeabilidade é possuir elevados fatores de *skin*, concluindo que é possível obter um aumento considerável da vazão de escoamento.

2.2.3- Frac Pack

O tratamento de *frac-pack* é uma combinação de fraturas de alta permeabilidade com um tratamento chamado de *gravel-pack*. Tecnicamente, o processo de modelagem do tratamento é similar ao fraturamento de alta permeabilidade. Mas operacionalmente, o

processo é mais complexo devido à presença de uma ferramenta no poço, responsável pelo bloqueio da migração de finos proveniente de rochas, como arenitos.

2.2.4- Fraturamento de *Skin Bypass*

Os tratamentos de *skin bypass* são necessários em zonas na qual, deseja-se eliminar danos próximos aos canhoneiros. Esses tratamentos não são modelados para uma estimulação ótima para o poço. Em geral, estes possuem volumes pequenos.

Normalmente, o *skin bypass* pode ser considerado como uma alternativa mais eficiente que a acidificação da rocha matricial quando fatores como, mineralogia, temperatura, logística e custo previne a utilização de ácido.

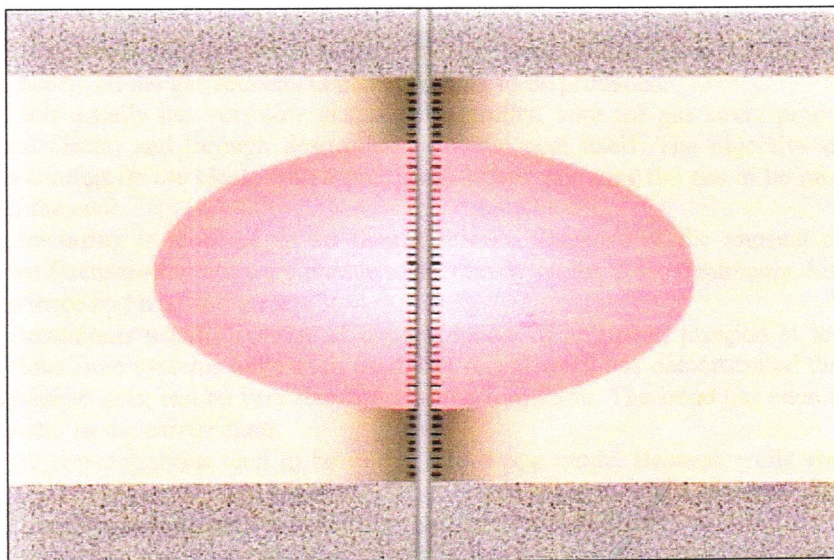


Figura 2.3: *Skin Bypass*

A figura mostra um esquema básico do fraturamento de *skin bypass*. Apesar de a formação possuir danos consideráveis sinalizados pela área escura, este é evitado pela fratura criada.

Normalmente, os tratamentos de *skin bypass* são utilizados em poços marginais ou poços injetores, em que não é necessário um grande volume de tratamento.

2.3- SISTEMAS DE FLUIDO DE FRATURAMENTO

Nesta seção serão discutidos acerca dos diversos tipos de fluidos utilizados a fim de obter o tratamento de fraturamento. A escolha do fluido ideal é de fundamental importância na eficiência do tratamento. Os fluidos são compostos por diversos produtos que lhes

forneem características importantes durante a estimulação de uma determinada zona produtora.

2.3.1 Fluidos de Fraturamento

Os fluidos de fraturamento hidráulico são bombeados a altas pressões com o objetivo de fraturar a formação e estimular a produção de óleo e/ou gás. Para que um fluido de fraturamento seja eficiente, ele deve apresentar algumas propriedades físicas e químicas.

Dependendo da natureza química do fluido e da formação, poderão ocorrer inchamentos em zonas de argila provocando o entupimento dos poros. O fluido poderá reagir com o cimento, resultando na migração de grãos para a formação, danificando-a.

A característica principal do fluido é realizar o transporte do agente de sustentação (*propan*) da unidade de bombeio para dentro da fratura. Dependendo da natureza do fluido, este poderá suspender perfeitamente o propante. Altas viscosidades são necessárias para transportar o propante e criar uma fratura suficientemente larga para que este venha a sustentá-la. Sabe-se que um fluido com viscosidade baixa não garante que o propante venha a ser transportado em um comprimento eficiente dentro da fratura.

Uma grande quantidade de fluido deve permanecer na fratura e não perdido para a formação. Um fluido eficiente normalmente é alcançado combinando alta viscosidade com aditivos de perda de fluido (*fluid-loss*). O fluido ineficiente não criará a fratura desejada, não transportará os propantes, e não conseguirá a penetração na fratura, se uma grande quantidade do fluido se perdesse para a formação durante o tratamento.

Outra importante característica do fluido de fraturamento é a habilidade de transformação de alta para baixa viscosidade após estar na formação. São necessários redutores de viscosidade para que o fluido possa ser facilmente removido da formação. Um fluido muito viscoso na fratura diminuirá o escoamento de hidrocarbonetos. A viscosidade é normalmente reduzida pela degradação térmica ou por degradação controlada por agentes quebradores como enzimas, oxidantes ou ácidos. A degradação controlada é essencial para que o fluido mantenha sua viscosidade durante o tratamento, mas degrade e perca sua viscosidade após o tratamento.

Sistemas de fluidos modernos estão sendo desenvolvidos para que tenham alta viscosidade, mas possuam aditivos redutores de fricção, ou seja, baixa perda de carga. O fluido deve ser facilmente bombeado. Já existem fluidos com baixa carga polimérica que atingem elevadas viscosidades, com finalidade de diminuir a injeção de sólidos para a

formação, que poderá diminuir sua porosidade efetiva e consequentemente, uma redução do fluxo no meio poroso.

A estabilidade do fluido a altas temperaturas é um aspecto crítico na maioria dos fluidos. Este rapidamente perde a viscosidade devido à diluição e a degradação térmica e, portanto no tratamento de poços profundos são utilizados fluidos mais elaborados, com ativação controlada, que será discutido mais adiante. O fluido deve ser capaz de manter a viscosidade projetada com baixa perda de viscosidade versus tempo na temperatura de fundo do poço. (*bottomhole temperature - BHT*)

A preparação do fluido de fraturamento deve ser simples o suficiente para que seja realizada no campo, durante o tratamento. Os equipamentos devem estar funcionando perfeitamente, para um tratamento eficiente.

Finalmente os fluidos devem possuir um baixo custo. Um fluido com todas estas características e um custo alto não deverá ser um fluido ideal. Portanto este deve ter uma relação custo – benefício satisfatório.

Resumindo, os fluidos de fraturamento devem possuir as seguintes características:

- Ser compatível com o material e fluido da formação;
- Ter boa capacidade de transportar o agente de sustentação;
- Possuir baixa perda de fluido para a formação;
- Após o tratamento, o fluido deve ser facilmente removido da formação;
- Deve proporcionar baixa perda de carga durante o bombeio;
- A preparação deve ser simples e fácil de ser realizada no campo;
- Deve ser estável a alta temperatura,
- Possuir relação de custo - benefício satisfatória.

2.3.1.1 Fluido base água

Os fluidos aquosos são utilizados na maioria dos tratamentos de fraturamento hidráulico. Os fluidos oleosos eram bastante utilizados e foram substituídos por diversos motivos. Os fluidos de fraturamento aquosos possuem algumas vantagens em relação aos fluidos a base de óleo:

- Fluidos a base de água são mais econômicos, pois o custo de obtenção da água é mais viável que o uso de óleo e derivados;

- Estes fluidos possuem maior rendimento comparado com óleo, gases e metanol;
- Estes fluidos não são combustíveis e não causam perigo de incêndio;

Fluidos Lineares

A necessidade de tratar a água para transportar o agente de sustentação, diminuir a perda de fluido para a formação e aumentar a largura da fratura, continuam sendo objetos de pesquisa para um tratamento eficiente.

Em meados de 1960, foi descoberta a goma guar, um polímero que é originado do feijão e que em contato com água, é hidratado e resulta num fluido viscoso.

Os sistemas de géis lineares são simples de usar e controlar. O problema dos fluidos lineares é a péssima capacidade de suspensão do propante e estabilidade decorrente da variação da temperatura.

Num tratamento de remoção de danos ou injeção de propante para aumentar a condutividade da fratura, o fluido linear pode ser um fluido ideal. É necessário analisar a eficiência, quantidade e tipo de propante necessário. Mas, em um tratamento que requer uma longa propagação do propante, é necessário escolher um fluido de fraturamento reticulado com alta viscosidade.

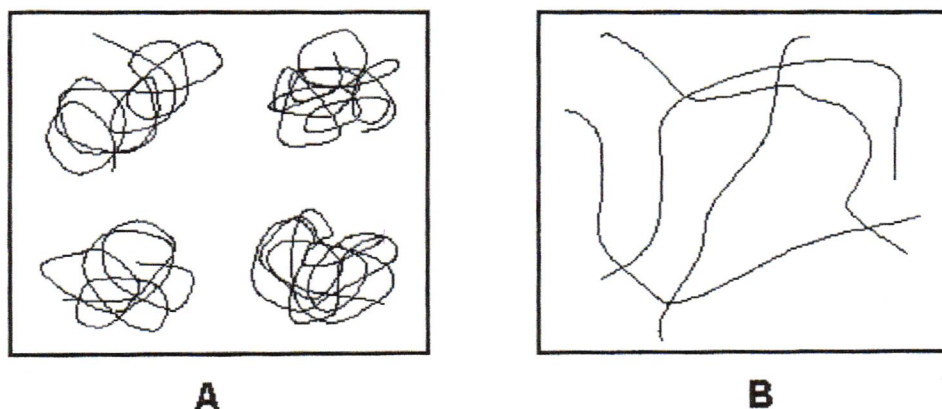


Figura 2.4: Cadeia polimérica (A - Antes da hidratação; B - Hidratado)

Fluidos Reticulados

Os fluidos de fraturamento reticulados foram considerados como o maior avanço na tecnologia do fraturamento hidráulico. Nos sistemas lineares, a única maneira de aumentar a viscosidade é aumentar a concentração do polímero. Geralmente, 80 a 100 lbm de polímero por cada galão de água é necessário para atingir a viscosidade para um tratamento eficiente

com fluido linear. Além disso, não é simples a suspensão do propante e a adição de aditivos de controle de filtrado num sistema linear.

O desenvolvimento de fluidos reticulados eliminaram muitos problemas que ocorriam quando fluidos lineares eram utilizados em tratamentos de reservatórios de alta temperatura.

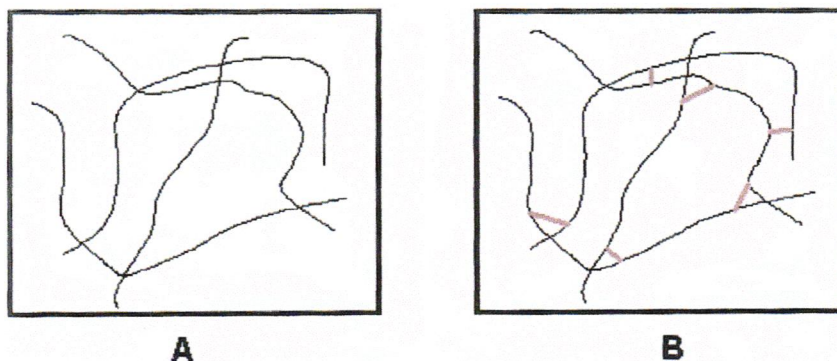


Figura 2.5: A - Fluido Linear, B - Fluido Reticulado

Nos primeiros fluidos reticulados, foram utilizados o polímero guar. Antigamente, existiam apenas como reticuladores, o boro e o antimônio. O sistema com antimônio é utilizado num fluido com baixo pH (3 a 5) e o boro com alto pH (9 a 10). Hoje, já são utilizados outros tipos de “*crosslinkers*”. Devida a rápida reação de reticular e alta viscosidade do gel, estes fluidos possuem dificuldades de ser bombeados para a zona produtora.

Tabela 2.1: Características dos agentes reticuladores

Reticulador	Agente Gelificante	pH range	Temp. (°F)
Boro	guar, HPG	8-12	70-300
Boro, retardado	guar, HPG	8-12	70-300
Zircônio, retardado	guar	7-10	150-300
Zircônio, retardado	guar	5-8	70-250
Zircônio, retardado	CMHPG, HPG	9-11	200-400
Zircônio, retardado	CMHPG	3-6	70-275
Titânio	guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325
Titânio, retardado	guar, HPG, CMHPG	7-9	100-325
Alumínio, retardado	CMHPG	4-6	70-175
Antimônio	guar, HPG	3-6	60-120

Fonte: Well Stimulation

Num sistema de fluido reticulado, a molécula polimérica aumenta a estabilidade de temperatura do polímero e aumenta a viscosidade aparente do fluido.

No entanto, o fluido reticulado pode ser bombeado em reservatórios quentes e profundos, mas este sendo reticulado na superfície ocorrerá uma grande degradação se for bombeado a altas vazões para dentro do reservatório. Devido a esta tendência do fluido perder

a viscosidade durante o bombeio, o uso deste sistema se torna ineficiente. Estes sistemas foram recentemente substituídos por um sistema de reticulação controlada.

Fluidos com Reticulação Controlada

Na década de 80, foi desenvolvido um fluido de fraturamento com tempo de “*crosslink*” controlado, ou reação de “*crosslink*” retardado. O tempo de reticulação é definido como o tempo que o fluido adquire uma estrutura gelificante. Obviamente, é o tempo em que se observa um aumento de viscosidade quando o fluido se torna rígido.

Inúmeras pesquisas estão sendo feitas para entender a importância do uso de um sistema de reticulação controlada. Pesquisas recentes indicam que este sistema permite melhor dispersão do “*crosslinker*”, produz maior viscosidade e estabilidade à variação de temperatura.

Outra vantagem deste sistema é possuir baixa fricção durante o bombeio na passagem pelo revestimento. Logo estes sistemas são mais utilizados que os sistemas convencionais. As principais vantagens são:

- Este pode ser mais viscoso que o fluido convencional;
- Este sistema é mais eficiente, do ponto de vista do controle de perda de fluido;
- O fluido reticulado possui melhor capacidade de transporte;
- Possui melhor estabilidade a temperatura.

Se o tratamento requer maior viscosidade a altas temperaturas e uma penetração longa na fratura, o fluido ideal é definido como um sistema de reticulação controlada utilizando, o titânio ou zircônio. Mas em zonas rasas a baixa pressão e temperatura, podem ser utilizados fluidos com reticulação instantânea.

2.3.1.2 Fluidos Base Óleo

O fluido de fraturamento a base de óleo mais comum que está disponível atualmente é o produto da reação do éster fosfato de alumínio com uma base, normalmente, aluminato de sódio.

O fosfato de alumínio pode ser utilizado para criar fluidos estáveis à alta temperatura e boa capacidade de transporte de propantes em poços cuja temperatura de fundo de poço (BHT) variam até 260°F (127°C).

O uso de hidrocarbonetos gelificados é vantajoso em certas situações para prevenção de danos em reservatórios de óleo sensíveis a água. Uma grande desvantagem deste sistema é o perigo de incêndio causado por um tratamento descontrolado.

Em sua grande maioria, a fricção de bombeio de um fluido a base de óleo é maior que o sistema de fluido a base de água. A pressão de bombeio também é elevada devido à pressão hidrostática de uma coluna de óleo comparado com água.

O preparo de um fluido de fraturamento a base de óleo requer uma combinação de capacidade técnica e controle de qualidade. Este tipo de fluido requer mais cuidados que um fluido a base de água. Portanto, um sistema de fluido a base de óleo deve ser criteriosamente projetado para um tratamento eficiente.

2.3.1.3 Fluidos Base Álcool

O metanol e isopropanol foram usados durante anos como componente de fluidos de fraturamento a base de água. O álcool reduz a tensão de superfície da água, que normalmente era utilizado para remoção de bloqueios de água.

Num reservatório de óleo sensível a água, fluidos a base de hidrocarbonetos são preferenciais que fluidos a base de álcool. Fluidos a base de metanol em altas concentrações dificultam o controle de degradação do fluido base.

Muitos *papers* demonstram os benefícios que o metanol em fluidos a base de água produzem, relacionados à baixa fricção na superfície, miscibilidade em água, remoção de bloqueio de água e compatibilidade com formações sensíveis a água.

2.4 CONDUTIVIDADE DA FRATURA E AGENTES DE SUSTENTAÇÃO

Sabe-se que o princípio do fraturamento hidráulico é aumentar a produtividade do poço alterando o tipo de escoamento de hidrocarbonetos na formação. Para um tratamento eficiente, a fratura deve apresentar uma maior condutividade que a formação. E, para se conseguir uma alta permeabilidade na fratura, devem ser adicionados agentes de sustentação no fluido de fraturamento. A finalidade de injetar o agente de sustentação (*propan*) é manter a fratura aberta para que se obtenha uma via condutiva na formação, após cessado o bombeio do fluido.

2.4.1 Condutividade x Produtividade

O efeito da condutividade da fratura na produtividade do poço é normalmente expressado em modelos matemáticos e gráficos. Um modelo muito utilizado e eficiente para analisar formações foi proposto por McGuire e Sikora.

A figura abaixo representa o modelo de McGuire-Sikora, e mostra a relação do índice de produtividade (IP) com o aumento da condutividade da fratura.

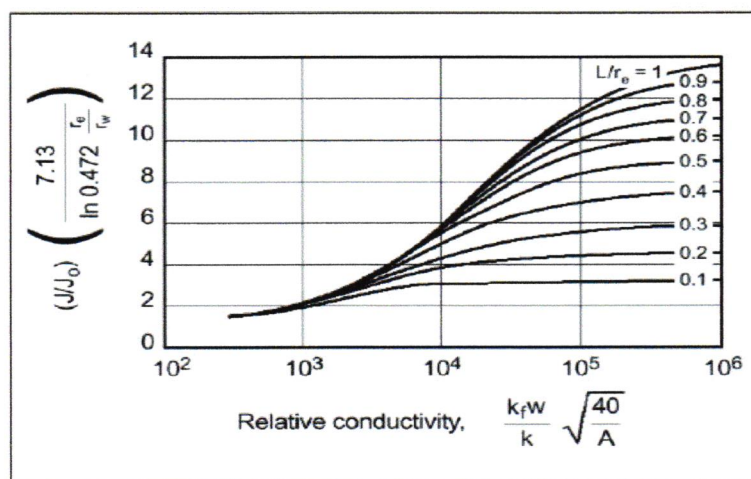


Figura 2.6: Modelo McGuire e Sikora

Em que,

J – PI do poço após o fraturamento,

J_0 – PI do poço antes do tratamento,

r_e – raio de dreno do poço,

r_w – raio do *wellbore*,

w – largura da fratura sustentada,

k_f – permeabilidade do propante,

k – permeabilidade média da formação;

A – Área de drenagem;

L – Comprimento da fratura.

O modelo de McGuire-Sikora determina a condutividade da fratura para um poço de produção de óleo em formações de alta e média permeabilidade. A seleção do propante é determinada pela otimização do custo para conseguir uma maior condutividade da fratura.

2.4.2 Agentes de Sustentação

O termo *proppant* é derivado da abreviação de “*propping agent*”. Os *proppants* são materiais granulares que são injetados na zona da fratura com a finalidade de sustentar o peso das camadas rochosas mantendo a fratura aberta. A condutividade da fratura é diretamente relacionada a quantidade de propante na formação, o tipo do propante e a área granular.

A intenção do fraturamento hidráulico é colocar certa quantidade de propante na fratura projetada. Com isso, o poço será estimulado de maneira eficiente.

CAPÍTULO III

CONCLUSÕES

Para uma operação de fraturamento ter sucesso, são necessárias informações das características do reservatório e os detalhes da completação dos equipamentos do poço.

Quanto mais completas e consistentes, maiores as chances da operação ser bem sucedida. As informações incluem os parâmetros controláveis e os não controláveis.

Os não controláveis são as características do reservatório e esses não podem ser modificados, como:

- Permeabilidade e porosidade do reservatório;
- Dimensões da zona de interesse;
- Estado de tensões no reservatório;
- Temperatura e pressão do reservatório;
- Propriedades do fluido do reservatório e saturação;

Já os parâmetros controláveis são as características dos equipamentos do poço e o tratamento em si, tais como:

- Configuração do revestimento (casing);
- Equipamentos de fundo de poço (bombas);
- Localização e quantidade de canhoneados;
- Fluido de fraturamento e agente de sustentação;

De posse desses parâmetros e após avaliação técnica, teremos como determinar as condições adequadas para o tratamento e consequentemente o aumento da produção do poço de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch Jr. R.W.: "Recent advances in Hydraulic Fracturing." SPE Monograph Volume 12, 1989.
2. Ahmed T., McKinney P. D.: "Advanced Reservoir Engineering".
3. Valko P., Norman L., Daneshy A.A.: "Well Stimulation", 1989.
4. Cinco-Ley, H. and Samaniego, F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells," JPT (1981) 1749-1766.
5. Economides, M.J., and Nolte, K. (eds.), Reservoir Stimulation (2nd ed.), Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ (1989).
6. Hydraulic Fracturing Manual, BJ Services
7. Hubbert, M.K. and Willis, D.G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing," Trans. AIME, (1957).
8. Mayerhofer, M.J., Economides, M.J., and Ehlig-Economides, C.A.: "Pressure-Transient Analysis of Fracture-Calibration Tests," JPT (March 1995).
9. Valkó, P. and Economides, M.J.: Hydraulic Fracture Mechanics, Wiley, Chichester, England (1995).
10. Shah, S.N., Lord, D.L. e Tan, H.C.: "Recent Advances in the Fluid Mechanics and Rheology of Fracturing Fluids" – SPE 22391 (1992).
11. McGuire W.J., Sikora V.J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity".Trans., AIME (1960).
12. Aggour, T.M., Economides, M.J.: "Impact of fluid Selection on High-Permeability Fracturing" SPE 36902 (1996).
13. Economides, M.J. e Nolte, K.G.: CD-ROM "Reservoir Stimulation." 3ª edição, Ed. Wiley.
14. Lyons, William C.: "Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering" Volume 1 e 2, 1996.
15. Economides M., Olligney R., Valko P.: "Unified Fracture Designed" 2002.
16. Craig D. P., Eberhard M. J., Barree R. D.,: "Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Parameters", SPE 60291, 2000.
17. Meyer B. R., Jacot R. H.: "Implementation of Fracture Calibration Equations for Pressure Dependent Leakoff" SPE 62545, 2000.

18. McDaniel B. W., Stegent N. A.: "Proper Use of Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Can Improve Proppant Placement During Hydraulic Fracturing Applications" SPE 71661, 2001.
19. Meyer B. R., Jacot R. H.: "The Effect of Fluid Loss During Fracture Calibration Tests on the Main Treatment" SPE 65624, 2000.

ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING AND ITS INFLUENCE ON THE PRODUCTIVITY OF OIL FIELDS

ABSTRACT

Actually, in the great majority of the oil fields are considered mature and many of them with levels of production decreasing. Consequently, the companies are continually looking for technologies that develop the oil recovery, with costs that justify the viability of the operations.

The hydraulic fracturing is the technique of well stimulation more used in the oil industry. The targets of this treatment are, mainly, the wells whose indexes of productivity are not reaching economically values. This technique is used since 1949. About 50 and 60% of all the perforated wells had been already hydraulic fractured, and this number tends to grow with the recent technological advances in this area because the necessity of obtain the best exploitation of the reserves due to the increase of the energy demand of the world.

The hydraulic fracturing has certain complexity and magnitude and, therefore, relatively onerous. Normally some equipments are used, as storage of the fluids and proppants, the mixture, pumping, the security, control and monitoring, with high maintenance costs.

KEY-WORDS: Fluids; Proppants; Conductivity.