

1 Introdução

1.1. Origem e história do fraturamento hidráulico

A técnica do fraturamento hidráulico na indústria do petróleo começou a se desenvolver na última metade da década de 40 e sua primeira utilização ocorreu em 1947 no campo de Hugoton no estado de Kansas, Estados Unidos. Este primeiro tratamento não utilizou agente de sustentação, não sendo identificado qualquer ganho de produção após a operação. O tratamento seguinte, realizado no Leste do Texas utilizando agente de sustentação, foi um grande sucesso, o que levou a uma rápida expansão da técnica. Neste período, a aplicação do fraturamento concentrava-se em formações de baixa permeabilidade, utilizando pequenos volumes, com o objetivo de ultrapassar o dano gerado pelo fluido de perfuração. Após o ano de 1955, quando a técnica do fraturamento já era considerada madura e, desta forma, não recebia mais investimento em pesquisa, iniciou-se um período de declínio de sua aplicação devido à redução do preço do óleo com o aumento da importação e exportação e devido à regulação do preço do gás pelo governo. A partir de 1979, o aumento do preço do óleo com a redução na oferta organizada pela OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e a carência de gás natural vivida pelos EUA viabilizaram o desenvolvimento de grandes reservas em formações de baixa permeabilidade, como os reservatórios de *tight gas*. A estimulação destas formações, por necessitarem de grandes volumes e serem de mais alto custo, levaram a um grande investimento em pesquisa, o qual trouxe muitos benefícios ao desenvolvimento da técnica do fraturamento hidráulico, como a melhoria e modernização da modelagem e dos procedimentos operacionais, permitindo a introdução do fraturamento hidráulico também em formações de alta permeabilidade. A possibilidade de aplicação em formações de baixa e alta permeabilidade tornou a técnica uma alternativa para a completação de quase todos os tipos de poços. Estima-se hoje que o fraturamento hidráulico adiciona várias centenas de milhares de barris na produção diária dos poços já existentes em vários países.

1.2. Conceito e aplicações do fraturamento hidráulico

O fraturamento hidráulico é uma das principais ferramentas utilizadas para melhorar a produtividade de um poço. Ele consiste na criação de um canal de alta condutividade entre o poço e o reservatório alterando e facilitando o fluxo de fluidos, de forma a antecipar a produção de petróleo ou ainda aumentar a sua recuperação. Estes objetivos são alcançados na medida em que a fratura criada atua de forma a [1]:

- Ultrapassar a zona danificada durante a perfuração, que se situa próxima ao poço, restabelecendo o contato do poço com o reservatório não danificado;
- Criar um caminho longo e de boa condutividade para dentro da formação, promovendo maior área de reservatório exposta ao fluxo;
- Atingir melhores características permo-porosas;
- Conectar fraturas naturais do reservatório ou zonas hidráulicamente isoladas;
- Alterar o padrão de fluxo entre o poço e o reservatório, no caso das fraturas verticais, passando a ser linear do reservatório para a fratura e linear da fratura para o poço, conforme mostrado na figura 1.1. O fluxo radial passa a ocorrer apenas nos pontos mais distantes do poço.

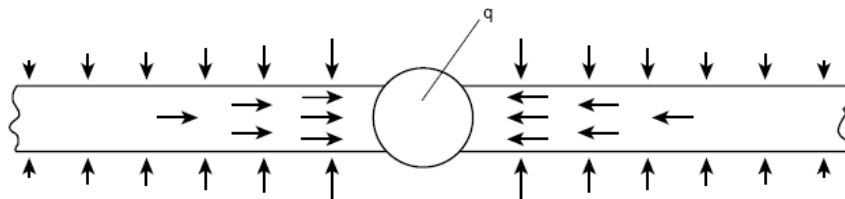


Figura 1.1 – Padrão de fluxo entre o poço fraturado e o reservatório.

Com relação ao processo de fraturamento, este consiste no bombeio de fluido a alta vazão para a formação permeável, ocasionando um aumento de pressão, que resulta na falha da rocha por tração. A fratura, que é iniciada na parede do poço, é propagada pelo bombeio do fluido de fraturamento a uma vazão superior a vazão de filtração do fluido pela formação. Este fluido inicial é chamado de colchão e possibilita, além da penetração da fratura, a criação de uma abertura suficiente para o posterior bombeio de uma pasta com agente de sustentação. O agente de sustentação é geralmente areia ou um substituto semelhante de mais alta resistência mecânica, como a bauxita, e sua função é

sustentar a fratura aberta, isto é, depois de cessado o bombeio, quando não há mais pressão dentro do poço e a tensão mínima atua no sentido do fechamento da fratura, o agente de sustentação evita este fechamento total e cria um caminho preferencial de alta condutividade, que facilita o deslocamento do fluido do reservatório, levando a um acréscimo na produção do poço. O fluido de fraturamento deve possuir elevada viscosidade de forma a carrear esse agente de sustentação e mantê-lo em suspensão até o fechamento da fratura, quando ocorre a quebra da estrutura deste fluido, o que permite a sua recuperação, restando na fratura apenas o agente de sustentação.

1.3. Fraturamento hidráulico em formações de alta permeabilidade

Até o início dos anos 90, o fraturamento hidráulico era utilizado apenas em reservatórios de baixa permeabilidade. A alta taxa de filtração nas formações de alta permeabilidade, muitas vezes associadas a reservatórios areníticos inconsolidados, representavam uma dificuldade para a iniciação e propagação de uma fratura com abertura suficiente para receber o agente de sustentação. Mesmo depois de criada e empacotada, esta fratura dificilmente atenderia aos requisitos de um reservatório de moderada a alta permeabilidade, que é a necessidade de possuir mais alta condutividade, em razão da boa qualidade do reservatório. A tabela 1.1 classifica o nível de permeabilidade da formação de acordo com o fluido produzido.

Permeabilidade	Gas	Óleo
Baixa	$k < 0,5 \text{ md}$	$k < 5 \text{ md}$
Moderada	$0,5 < k < 5 \text{ md}$	$5 < k < 50 \text{ md}$
Alta	$k > 5 \text{ md}$	$k > 50 \text{ md}$

Tabela 1.1 - Classificação da permeabilidade da formação de acordo com o fluido produzido [2].

Um marco no avanço do fraturamento hidráulico em alta permeabilidade foi o desenvolvimento da técnica do TSO (*tip screenout*), a qual bloqueia a propagação do comprimento da fratura, permitindo o aumento de sua abertura e seu empacotamento com o agente de sustentação. O resultado é uma fratura curta, mas com aberturas excepcionalmente largas. Enquanto as aberturas nos fraturamentos tradicionais giram em torno de 0,64 cm (0,25 in), nos tratamentos

que requerem a técnica do TSO, a abertura da fratura pode chegar a 2,54 cm (1 in) ou mais e a distribuição final do agente de sustentação na área da fratura pode atingir concentrações de até 20 lb/ft² [2]. Com esta técnica, a aplicação do fraturamento hidráulico se expandiu, incorporando poços de óleo e de gás de alta permeabilidade.

A aplicação da técnica do fraturamento hidráulico em formações de alta permeabilidade permitiu também sua expansão para formações inconsolidadas, com o desenvolvimento da técnica do *fracpack*.

A técnica do *fracpack* consiste no fraturamento hidráulico de formações inconsolidadas utilizando uma completação com telas de *gravel pack*. Enquanto o *gravel pack* garante o empacotamento da formação para um controle mais efetivo da produção de areia, a criação de uma fratura de alta condutividade através da obtenção do TSO permite que o dano causado pela perfuração na região próxima ao poço seja ultrapassado, atuando na melhor distribuição de fluxo. De acordo com a Lei de Darcy, eq. (1.1), o aumento da área exposta ao fluxo permite, para uma mesma vazão, a redução na velocidade dos fluidos na face da formação ou ainda a redução do diferencial de pressão entre o poço e a formação, atuando assim no controle da produção de areia. Desta forma, o *fracpack* combina as vantagens do fraturamento sustentado com as vantagens do *gravel pack*.

$$q = \frac{k A}{\mu L} \Delta p \quad (1.1)$$

A figura 1.2 é um exemplo de um poço durante uma operação de *fracpack*. É possível observar a fratura criada, a tela e o agente de sustentação. Este último atua como um meio filtrante entre a tela e o revestimento e sustenta a fratura na formação.

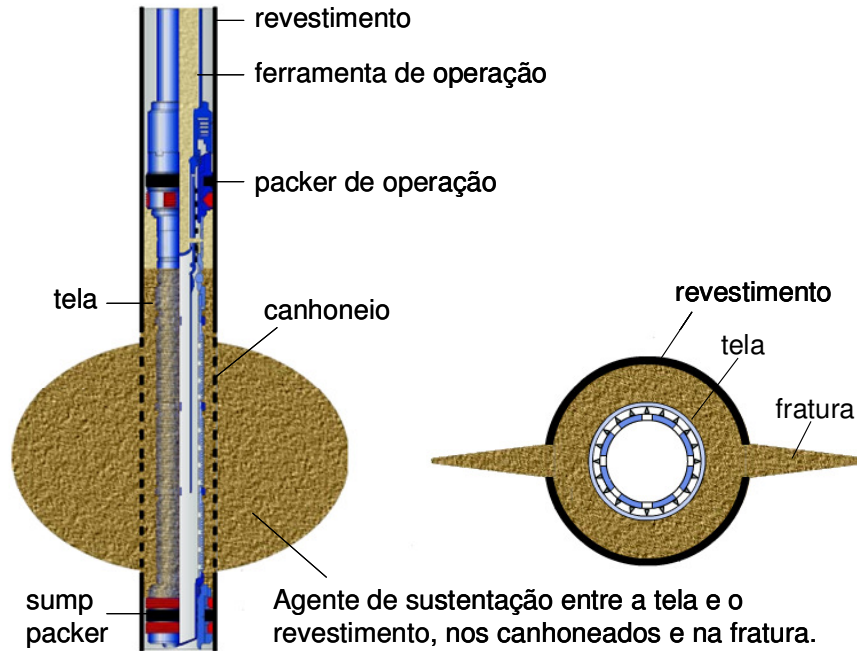


Figura 1.2 – Exemplo de poço durante uma operação de *fracpack*.

1.4.

Diagnóstico da fratura a partir da análise das curvas de pressão

O fraturamento hidráulico, assim como outras operações na indústria do petróleo, é um processo complexo já que não pode ser observado diretamente. O projeto de um tratamento requer informações relacionadas ao reservatório e também relativas ao fluido de fraturamento, e seu resultado depende da qualidade dos dados. No entanto, a confiabilidade das informações pode ser muito baixa, já que é influenciada por fatores de escala, pela variabilidade no ambiente geológico e pelas diferenças entre o ambiente de testes e a condição do reservatório e, desta forma, estas incertezas podem levar a fraturas mal dimensionadas, ou até mesmo à interrupção forçada da operação de fraturamento.

As técnicas de campo que permitem prever as dimensões de uma fratura como as técnicas de mapeamento, que incluem os traçadores radioativos, *tiltmeters* (inclinômetros) e outros medidores eletromagnéticos, são desejáveis, porém apresentam como resultado informações geralmente limitadas, como por exemplo, o azimute da fratura ou a altura da fratura no poço. A microssísmica, desenvolvida para identificar as dimensões da fratura, além de ser uma técnica

cara, possui uma faixa de observação restrita, características que limitam sua aplicação, principalmente em poços *offshore*.

Neste contexto, a análise das pressões durante a operação de fraturamento hidráulico é reconhecida como uma técnica poderosa por permitir a compreensão e o entendimento do processo de criação da fratura. O registro das pressões no poço é um dado de baixo custo que possibilita o diagnóstico da fratura através da estimativa de seus parâmetros, como altura e comprimento. Estas estimativas são de grande importância, pois irão definir se os objetivos planejados no projeto do fraturamento foram realmente alcançados, e desta forma se o capital investido terá o retorno esperado com a antecipação da produção ou ainda com o aumento na recuperação de petróleo.

1.5. Proposta de trabalho

O trabalho tem por objetivo aplicar e expandir a técnica desenvolvida por Valkó & Oligney [3] que utiliza o registro de pressão de fundo durante uma operação de *fracpack* para estimar o crescimento da fratura ao longo do tempo e a distribuição final do agente de sustentação. É uma metodologia simples que se baseia na técnica do TSO, com aplicação em arenitos inconsolidados e de alta permeabilidade, e que utiliza os registros de pressão de fundo, vazão e concentração do agente de sustentação ao longo do tempo, dados sempre disponíveis durante e após as operações. A seqüência de trabalho proposta está mostrada a seguir:

- Apresentar uma revisão bibliográfica da teoria do fraturamento hidráulico relacionada ao trabalho proposto;
- Apresentar a técnica desenvolvida por Valkó & Oligney [3];
- Introduzir os ajustes propostos e expandir para outros modelos a técnica de Valkó & Oligney [3];
- Apresentar os resultados das simulações, comparando-os com as respostas obtidas nos simuladores comerciais Meyer e Stimplan.