



e2914

**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE
SERGIPE-FANESE**

CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

RICHARDSON GOIS DO CARMO

**FRATURAMENTOS HIDRÁULICOS EM POÇOS DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL: Um Estudo de Caso na
UN-SEAL/PETROBRAS**

**Aracaju-Sergipe
2008.2**

RICHARDSON GOIS DO CARMO

**FRATURAMENTOS HIDRÁULICOS EM POÇOS DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL: Um Estudo de Caso na
UN-SEAL/PETROBRAS**

**Monografia apresentada ao Departamento
de Engenharia de Produção da FANESE,
como requisito parcial para obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia de
Produção.**

**Orientador: Prof. Dr. João Vicente Santiago
do Nascimento**

**Coordenador: Prof^o. Dr. Jefferson Arlen
Freitas**

**Aracaju-Sergipe
2008.2**

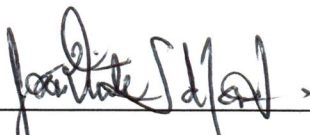
16351

FICHA CATALOGRÁFICA**Carmo, Richardson Gois****Faturamentos hidráulicos em poços de petróleo e gás natural:
um estudo de caso da UN-SEAL/Petrobras / Richardson Góis do
Carmo. – 2008.****44f.:il.****Monografia (graduação) – Faculdade de Administração e
Negócios de Sergipe, 2008.****Orientação: Prof. Dr. João Vicente Santiago do Nascimento.****1. Produtividade 2. Estimulação 3. Faturamento hidráulico.****I. Título****CDU 622.276.66**

RICHARDSON GOIS DO CARMO

**FRATURAMENTOS HIDRÁULICOS EM POÇOS DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL: um estudo de caso na
UN-SEAL/PETROBRAS**

Monografia apresentada à banca examinadora da Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe – FANESE, como requisito parcial para cumprimento para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Produção, no período de 2008.2.



Prof. Dr. João Vicente



Prof. Dr. Jefferson Arlen Freitas



Prof.ª MSC. Helenice Leite Garcia

Aprovado com média: _____

Aracaju (SE), ____ de _____ de 2008.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a DEUS, pelo dom da vida.

A meus pais, Valmir e Maria Helena, pela luta e sabedoria que tiveram em me educar.

A meus irmãos Alisson, Guthierry e Alira Maciel, pelo apoio que me deram.

A meu orientador Prof. Dr. João Vicente que apostou neste trabalho.

A UN-SEAL/Petrobras pelo apoio para que este trabalho fosse executado.

A meus colegas da faculdade, pelo companheirismo nesta longa jornada da graduação do curso de engenharia de produção.

E finalmente, a toda a minha família pela paciência que teve comigo durante todo o período da minha vida acadêmica.

“A nossa maior glória não reside no fato de nunca cairmos, mas sim em levantarmo-nos sempre depois de cada queda”. (Confúcio)

RESUMO

O presente trabalho tem como propósito analisar uma técnica de estimulação implementada em poços de petróleo e gás natural na Unidade de Negócios de Sergipe e Alagoas (UN-SEAL/PETROBRAS), denominada fraturamento hidráulico. Esta técnica resulta no aumento da produtividade destes poços, bem como no aumento da injetividade nos poços injetores de água e gás. As operações de fraturamento são executadas por meio de bombas especiais da alta pressão e vazão. O fluido de fraturamento é succionado dos tanques de estocagem para os equipamentos de mistura (blender), nos quais são feitas a dosagem dos produtos químicos e do agente de sustentação (areia ou bauxita). A mistura é bombeada para a sucção das bombas de alta pressão e, em seguida, é injetada na rocha reservatório, através da coluna de trabalho ou no próprio revestimento do poço. De acordo com os resultados obtidos, com a implementação desta técnica, houve um aumento significativo na produção anual de petróleo, assegurando uma operação mais rápida, segura e eficiente, minimizando custos e diminuindo níveis de ocorrência de danos à rocha reservatório.

Palavras-chave: Estimulação. Fraturamento-hidráulico. Rocha Reservatório. Petróleo.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Carta de exploração de petróleo no campo de Mato Grosso-SE...	17
Figura 2 - Ilustração de um poço de petróleo sendo perfurando.....	19
Figura 3 - Poço perfurado e completado para produzir com o método de unidade de bombeio.....	20
Figura 4 - Tipos de completção.....	24
Figura 5 - Tipos de completção quanto ao números de zonas abertas.....	26
Figura 6 - Esquema do processo de um fraturamento hidráulico.....	29
Figura 7 - Carta de monitoramento de um fraturamento hidráulico.....	41
Figura 8 - Produção dos poços antes e após serem fraturados.....	43
Figura 9 - Poços fraturados com areia resinada.....	45
Figura 10: Poços fraturados com bauxita.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Preços dos agentes de sustentação.....45

SUMÁRIO

RESUMO.....	v
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS.....	vii
1.INTRODUÇÃO.....	12
1.1Objetivos.....	13
1.1.1 Objetivo geral.....	13
1.1.2 Objetivos específicos.....	13
1.2 Justificativa.....	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
2.1 Introdução.....	15
2.2 Origem do Petróleo.....	15
2.3 Características do Petróleo	16
2.4 Prospecção e Exploração de Petróleo.....	16
2.5 Perfuração de Poço de Petróleo.....	18
2.6 Completação de Poço de Petróleo.....	20
2.6.1 Métodos da Completação.....	23
2.6.1.1 Método Quanto ao Revestimento de Rrodução.....	23
2.6.1.2 Método de Completação Quanto ao Número de Zonas Exploradas.....	25
2.6.2 Conceito de Estimulação.....	28
2.6.3 Fraturamento Hidráulico – método convencional.....	28
2.6.4 Vantagens do fraturamento hidráulico.....	30
2.6.5 Fluido de Fraturamento.....	30
2.6.5.1 Tipos de Fluidos de Fraturamento.....	31
2.6.6 Agente de Sustentação.....	33
2.6.6.1 Tipos de Agente de Sustentação.....	34
2.6.6.2 Propriedades do Agente de Sustentação.....	35
3 METODOLOGIA.....	37
3.1 Introdução.....	37
3.2 Caracterização da Área de Estudo.....	37
3.3 Planejamento para a Aplicação do Fraturamento Hidráulico.....	38
3.5 Caracterização do processo de fraturamento hidráulico.....	39
3.6 Monitoramento da operação de fraturamento hidráulico.....	40
4 ANÁLISES DE RESULTADOS.....	42
4.1 Introdução.....	42
4.2 Produção dos Poços Fraturados e Poços não Fraturados.....	42
4.3 Poços Fraturados com Areia e Fraturados com Bauxita.....	43
4.3.1 Poços Fraturados com Areia Resinada.....	44

4.3.2 Poços Fraturados com Bauxita.....	45
5 CONCLUSÕES.....	47
REFERÊNCIAS.....	48

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, os poços produtores de óleo e gás natural tendem a decrescer sua produtividade devido ao decréscimo da pressão local do reservatório, ou por ocorrência de danos à rocha reservatório. Além disso, quando o poço é perfurado, o mesmo pode ser danificado devido o uso de maneira inadequada do fluido de perfuração incompatível com as condições da rocha reservatório de petróleo.

Devido a estes fatores, faz-se necessário realizar as operações de estimulação de rochas reservatórios de petróleo, tendo como objetivo criar um desvio (*by pass*), aumentando a produtividade ou, pelo menos, restabelecer a produtividade original dos poços de petróleo.

A técnica de fraturamento é realizada através de um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de fraturamento, aplicado contra a rocha reservatório, até a sua ruptura. A fratura é iniciada no poço, propagando-se através da rocha reservatório pelo bombeio de certo volume de fluido, a uma pressão superior à tensão que tende a fechar a rocha. Para se evitar que a fratura induzida seja fechada totalmente, após cessar o diferencial de pressão aplicada, é bombeado um agente de sustentação, normalmente areia ou bauxita, junto com o fluido de fraturamento. Assim, é criado um caminho preferencial de elevada condutividade, o qual facilita o fluxo dos fluidos do reservatório para o poço ou vice-versa.

Para que haja o fraturamento hidráulico nos poços de petróleo ou gás natural, é realizado um planejamento entre os profissionais das empresas prestadoras de serviço à Petrobras, e alguns setores internos da empresa - o setor de Reservatórios, de Intervenção em Poços, de Sondagem, de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), que elaboram o planejamento ideal para a definição do *layout*, ou seja, o posicionamento correto dos equipamentos a serem utilizados no processo de fraturamento hidráulico, além disso, nesse planejamento, é definido o volume de fluido a ser bombeado naquele determinado poço, e o total de agente de sustentação a ser utilizado no processo de estimulação dos poços.

Existem na PETROBRAS, UN-SEAL (Unidade de Negócios Sergipe-Alagoas), setores responsáveis pelo acompanhamento dos poços, que tomam decisões visando estabelecer um programa operacional coerente com a necessidade de cada poço, aplicando essa técnica que será discutida no decorrer deste trabalho.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Analisar a técnica de fraturamento hidráulico para a estimulação de poços na UN-SEAL/PETROBRAS.

1.1.2 Objetivos específicos

- Comparar os resultados obtidos entre os poços fraturados e os poços não fraturados;
- Caracterizar, através da técnica de fraturamento hidráulico, os agentes de sustentação;
- Avaliar as vantagens e desvantagens da bauxita e areia utilizadas nos fraturamentos hidráulicos.

1.2 Justificativa

Atualmente, os processos de aumento da produtividade nos poços de petróleo ou da injetividade nos poços de água, têm apresentado em suas aplicabilidades, resultados significativos. Isto só ocorre, devido à implementação de uma técnica denominada fraturamento hidráulico que ajuda a aumentar o escoamento dos fluidos existentes na rocha reservatório para o poço chegando, posteriormente, à superfície.

Os serviços oferecidos pelas companhias de engenharia de petróleo têm ajudado de forma acentuada a diminuição de custos envolvidos no processo. Estes custos são referentes aos serviços prestados, como também, dos materiais

utilizados no processo, já que existe preocupação com o meio ambiente, com a segurança operacional, com a qualidade dos produtos utilizados e com o monitoramento da operação.

Diante disso, as melhorias operacionais têm sido cada vez mais constantes, obtendo resultados cada vez mais satisfatórios, tanto na produção mensal dos poços de petróleo e gás natural após serem fraturados, dos agentes de sustentação utilizados no processo, como também nos referentes aos produtos químicos utilizados nas operações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução

Neste capítulo, serão mencionados os principais assuntos referentes à técnica de fraturamento hidráulico, agregando as principais etapas da cadeia produtiva da produção de petróleo, ou seja, as fases de prospecção, exploração, perfuração e completação.

2.2 Origem do petróleo

Estima-se que as jazidas de petróleo variam de um a quatrocentos milhões de anos surgidas no período Jurássico-Cretácio. Durante esse período, aconteceram grandes e inúmeros fenômenos, como erupções vulcânicas, deslocamento dos pólos, separação dos continentes, movimentação dos oceanos e ação dos rios, acomodando a crosta terrestre (CORREIA, 1990).

Ao longo de milhões de anos, estes seres decompostos foram se acumulando no fundo dos mares e dos lagos, formando-se uma pasta orgânica misturada com lama e areia. Essa mistura pressionada pelos movimentos da crosta terrestre, transforma-se em rochas, denominadas rochas geradoras de petróleo. Ao contrário do que se pensa, o petróleo não permanece na rocha que foi gerado, mas desloca-se até encontrar um terreno apropriado para se concentrar (CORREIA, 1990).

Esses terrenos são denominados bacias sedimentares, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários, as chamadas rochas-reservatório. Essas rochas são envolvidas em armadilhas chamadas trapas. Estas trapas formam compartimentos isolados no subsolo, capazes de armazenar e acumular o petróleo nos poros rochosos em forma de lagos de onde não tem condições de escapar. Ele se acumula, formando-se as jazidas de petróleo. Neste

local, são encontrados o gás natural, na parte superior, e petróleo e água, na parte inferior (CORREIA, 1990).

Com isso, grandes quantidades de restos vegetais e animais se depositaram no fundo dos mares e lagos, sendo soterrados pelos movimentos da crosta terrestre sob a pressão das camadas de rochas e pela ação do calor. Esses restos orgânicos foram se decompondo até se transformarem em petróleo (THOMAS, 2001).

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada nas rochas denominadas geradoras, junto com os sedimentos. A interação de fatores, tais como a existência de matéria orgânica em quantidade e qualidade, sedimentos e condições termoquímicas (pressão e temperatura) apropriadas, é fundamental para o início do processo que leva a formação do petróleo. O tipo de hidrocarboneto gerado, seja óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade de processos térmicos atuantes sobre ela (DÓRIA, 2006).

2.3 Características do petróleo

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho escuro, de origem orgânica, sendo uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio. Admite-se que esta origem esteja ligada à decomposição dos seres que compõem o *plâncton* - organismos em suspensão nas águas doces ou salgadas tais como protozoários, celenterados e outros - causados pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias, além da pressão e do calor (THOMAS, 2001).

2.4 Prospecção e exploração de petróleo

Neste item, será apresentada a fase inicial para ser determinar o local onde será perfurado o poço de petróleo, ou seja, a fase exploratória. A exploração é o ponto de partida na busca do petróleo, pelo qual são realizados estudos preliminares para a localização de uma jazida, como podem ser analisados na Figura 01. Nesta fase, através da carta de exploração elaborada pela equipe de

geologia, são demarcados os locais onde será perfurado o poço pioneiro, que é deste poço que será coletado e analisado as amostras do subsolo. Depois que é feito a análise do local, é feito a extensão da perfuração dos poços neste de local, como por exemplo demonstrado através da carta de exploração os poços de petróleo, demarcados pelos pontos pretos. Esses poços são identificados por letras e números como, por exemplo, FSG-1, ou seja, poço fazenda São Geraldo.

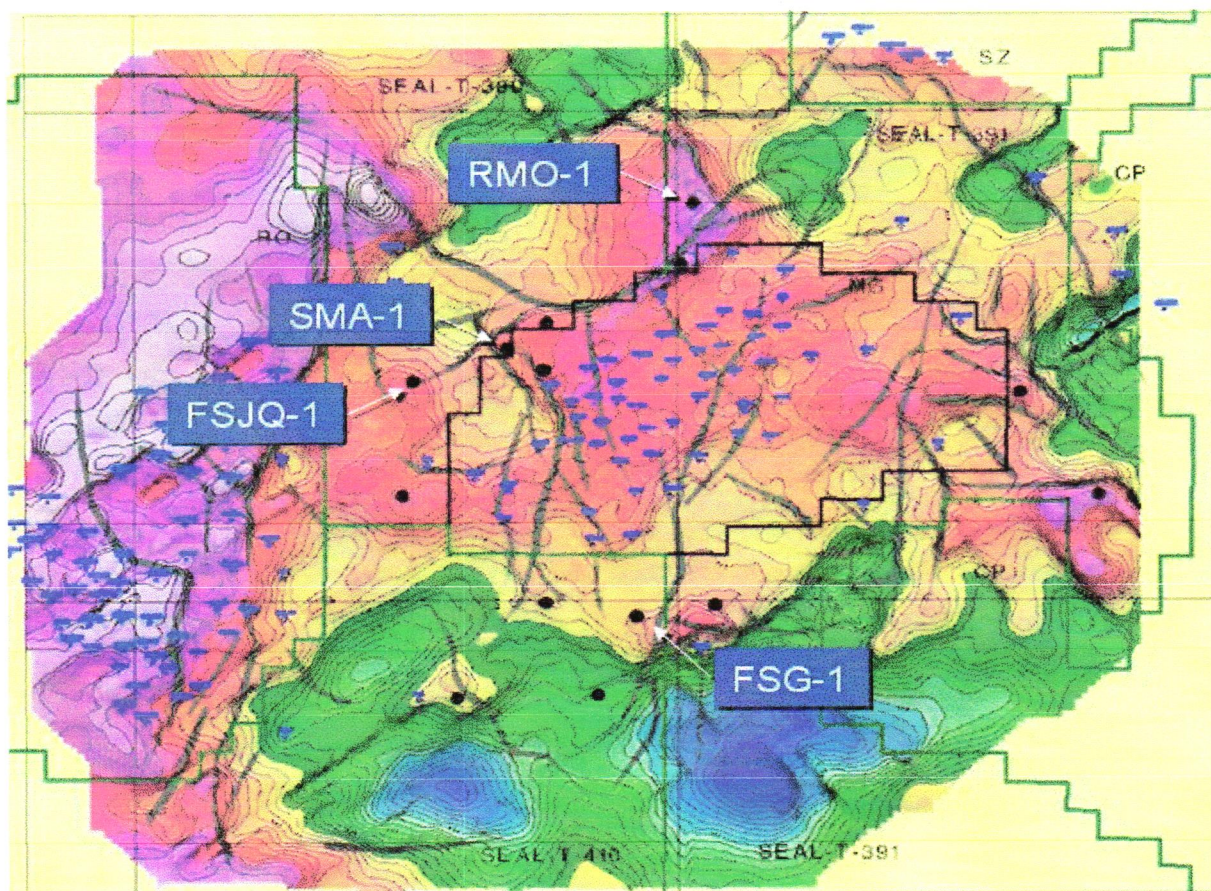


Figura 01: Carta de exploração de petróleo no campo de Mato Grosso-SE

Fonte: UN-SEAL/PETROBRAS (2002)

A Geologia realiza estudos na superfície que permitem um exame detalhado das camadas de rochas onde possa haver acumulação de petróleo. Quando se esgotam as fontes de estudos e pesquisas de geologia, iniciam, as explorações geofísicas no subsolo. A Geofísica, mediante o emprego de certos princípios da Física, faz uma verdadeira radiografia do subsolo (THOMAS, 2001).

Um dos métodos mais utilizados é a radiografia sísmica. Ela consiste em verdadeiros terremotos artificiais, provocados, quase sempre, por meio de explosivos, produzindo ondas que se chocam contra a crosta terrestre e voltam à superfície, sendo captadas por instrumentos que registram determinadas informações de interesse do geofísico (DÓRIA, 2006).

A descoberta de uma jazida de petróleo é precedida por muitos estudos e análises de dados de superfície e sub-superfície das bacias sedimentares. Somente após estas análises é que os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço pioneiro ou exploratório (DÓRIA, 2006).

A prospecção de petróleo visa basicamente dois objetivos:

- ✓ Localizar as situações geológicas que tenham condições para a acumulação de petróleo dentro de uma bacia sedimentar;
- ✓ Dentre estas informações, verificar qual possui maior chance de conter petróleo.

2.5 Perfuração de poço de petróleo

A perfuração do poço de petróleo é a segunda fase em sua busca do petróleo. Esta ocorre em locais previamente determinados pelas pesquisas geológicas e geofísicas. Para tanto, perfura-se um poço - o Poço Pioneiro - mediante o uso de uma sonda (ou Torre de Perfuração) que é o equipamento utilizado para perfurar poços. Esse trabalho é feito através de uma torre que sustenta a coluna de perfuração, formada por vários tubos. (THOMAS, 2001).

Na ponta do primeiro tubo, encontra-se a broca que, triturando a rocha, abre o caminho das camadas subterrâneas. Comprovada a existência de petróleo, outros poços são perfurados para se avaliar a extensão da jazida. Essa avaliação é que vai determinar se é economicamente viável, ou não, produzir o petróleo descoberto (NAOCHI, 2006).

Em caso positivo, o conjunto de certo número de poços perfurados forma um campo de petróleo. Se comprovado a viabilidade econômica do campo, começa a terceira fase - a produção do campo - através das Atividades ou operações de investimento, que é o conjunto de operações efetuadas durante a

primeira intervenção em uma determinada rocha reservatório atravessada por um poço, após a conclusão dos trabalhos de exploração e perfuração (THOMAS, 2001).

A Figura 02 ilustra a perfuração de um poço de petróleo realizada através de uma sonda, ou seja, a medida que é perfurado o poço, é injetado um fluido de solução salina especialmente preparado para controlar as pressões existentes na formação e ter uma operação de perfuração segura.

Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de tubos de perfuração, a qual consiste basicamente a dar o peso necessário a broca para poder triturar as rochas e permitir paralelamente através da injeção do fluido de perfuração o retorno deste mesmo fluido através do espaço anular (espaço entre o poço e a coluna de tubos) com as amostras das formações coletadas durante a perfuração.

O fluido de perfuração, ao retornar do poço, é separado através do processo de separação dos cascalhos, utilizando a peneira, para separar os cascalhos mais grossos dos mais finos, sendo que os cascalhos mais grossos é despejado em um dique, e os cascalhos mais finos, é passado para outro processo de separação para poder retornar para o poço (NAOCHI, 2006).

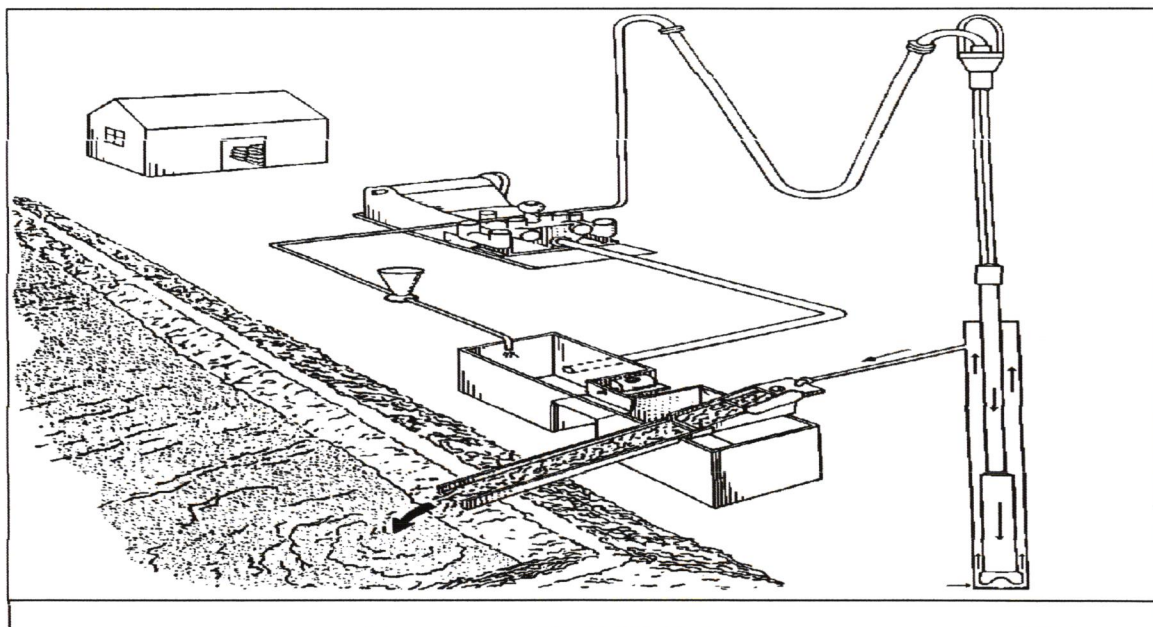


Figura 02: Ilustração de um poço de petróleo sendo perfurado

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2001)

Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é colocada no poço. O anular, ou seja, o espaço compreendido entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança (NAOCHI, 2006).

Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente colocada no poço, tendo na sua extremidade, uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizado pelos diferentes diâmetros das brocas (THOMAS, 2001).

2.6 Completação de poço de petróleo

A completção dos poços de petróleo compreende todas as operações destinadas a equipar o poço após a sua perfuração com o objetivo final de produzir ou injetar fluidos, de maneira segura e rentável, conforme a Figura 03. Os fluidos produzidos são hidrocarbonetos, óleo ou gás, com ou sem a presença de água da rocha reservatório. Os fluidos injetados são gás, água do mar ou produzida após tratamento na superfície, vapor ou polímeros em sistemas de produção e recuperação secundária e terciária do óleo (MANÇÚ, 2004).

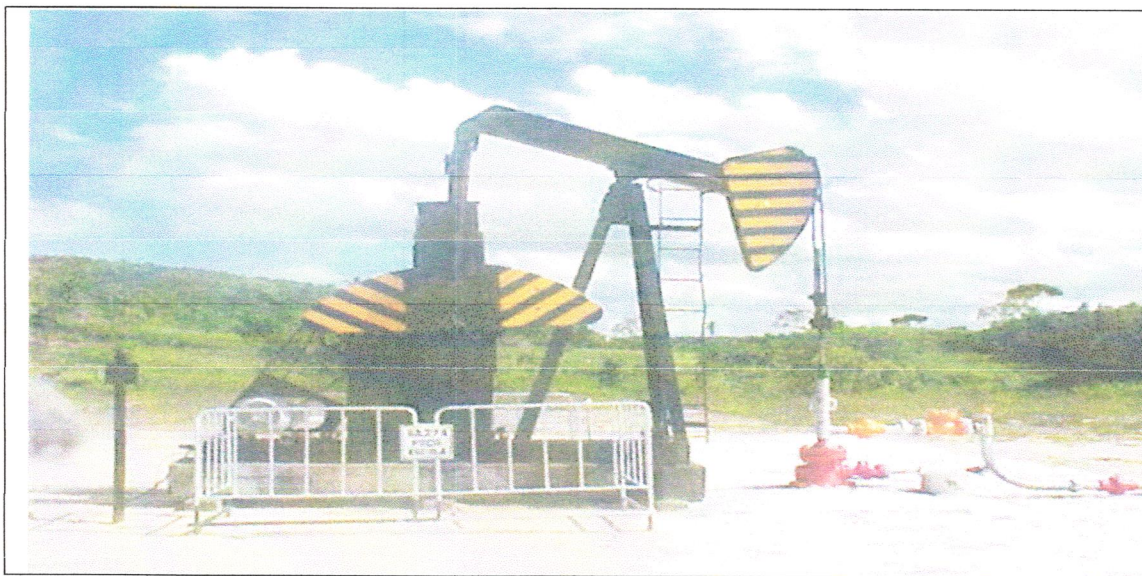


Figura 03: Poço perfurado e completado para produzir com o método de unidade de bombeio
Fonte: UN-SEAL/PETROBRAS (2004)

Segundo Mançú (2004), quanto aos aspectos técnicos e operacionais, a completação deve seguir o projeto de exploração (produção) do reservatório, sendo este o mais permanente possível, minimizando a necessidade de intervenções futuras para manutenção do poço e da produção do reservatório. Estas operações futuras são conhecidas por operações de *workover* ou operações especiais.

Nas operações de *Workover* são realizadas algumas atividades visando colocar o poço em produção, ou até mesmo restabelecer as condições de produção do poço. O *Workover* compreende a fase de perfilagem do poço, que consiste em averiguar as condições em que se encontra o cimento do poço através de uma ferramenta a cabo. Após a perfilagem, depois de constatado que o cimento estava com boa aderência em relação ao revestimento, é feita uma operação que permite a comunicação do reservatório e o poço, denominada operação de canhoneio (MANÇÚ, 2004).

Estes canhoneios (perfurações) são realizados na zona de interesse, para que haja comunicação entre o reservatório e o interior do revestimento de produção, permitindo o fluxo de fluidos (THOMAS, 2001).

Para que a completação possa ser realizada de forma otimizada, é de fundamental importância um excelente inter-relacionamento com as áreas de geologia, reservatório e elevação artificial de petróleo (MANÇÚ, 2004).

Uma característica das reservas petrolíferas é que as mesmas ficam localizadas indistintamente, tanto em áreas terrestres (*on shore*), como em áreas marítimas (*off shore*). Conseqüentemente, ocorrem importantes diferenças na maneira como um poço é completado, principalmente no que se refere à cabeça do poço, onde se localiza um importante conjunto de válvulas que tem por função o controle do poço, denominado árvore de natal. A árvore de natal ficando submersa caracteriza-se a completação molhada (árvore de natal molhada). Caso contrário, a completação será seca ou convencional (árvore de natal convencional) (THOMAS, 2001).

Em terra, a cabeça do poço fica no máximo a uns poucos metros do solo. Portanto, não há perigo de que forças ambientais venham a dobrar ou fazer vibrar a parte do poço que emerge do solo. Nestes poços as operações de completação são executadas por equipamentos similares aos da perfuração, porém de menor capacidade, denominados de Sondas de Produção Terrestre (SPT). Estas sondas

são veículos auto-transportáveis dotados basicamente de motor, guincho e mastro telescópico (MANÇÚ, 2004).

Segundo MANÇÚ, (2004), uma boa completção é aquela na qual são observados os seguintes aspectos: de segurança, técnico, operacional e econômico. Sob o aspecto de segurança, um poço necessita pelo menos de duas barreiras de segurança durante a sua vida (perfuração completção e produção).

Define-se barreira de segurança como um sistema independente, dotado de certa confiabilidade, formado por um conjunto solidário de elementos, capaz de manter sob controle o fluxo de um poço de petróleo. A segurança de um poço de petróleo é a condição proporcionada pelo conjunto de barreiras de segurança presentes no poço. As duas barreiras de segurança devem ser independentes, isto é, a falha de qualquer componente pertencente a uma barreira não pode comprometer a outra, salvaguardando o poço contra o descontrole. A obrigatoriedade, por norma da Petrobras, de duas barreiras para o controle do poço, faz com que, a qualquer falha observada em um componente de uma barreira, intervenha-se no poço para o seu reparo ou substituição (NAOCHI, 2006).

Quanto aos aspectos técnico e operacional, deve-se buscar uma completção de forma a maximizar a vazão de produção (ou injeção) sem danificar o reservatório, tornando-se a completção a mais permanente possível, de forma que poucas ou nenhuma intervenção sejam necessárias até o fim da vida produtiva do poço de petróleo, minimizando o tempo necessário para executar os trabalhos de intervenção o mais simples possível (MANÇÚ, 2004).

Para que se tenha uma completção bastante econômica, devem ser considerados os seguintes aspectos: técnico, operacional e de padronização. Os aspectos técnicos e profissionais trazem benefícios econômicos, pois maximizam a produção de óleo e minimizam o tempo e a frequência das intervenções, conseqüentemente minimizando o custo com sonda, que é um dos custos mais significativos numa intervenção. A padronização dos equipamentos utilizados nos poços reduz os custos com estoques (MANÇÚ, 2004)

Após a completção inicial do poço, faz-se necessário uma série de operações, denominadas de manutenção da produção visando corrigir problemas nos poços, fazendo voltar a vazão ao nível normal ou operacional (MANÇÚ, 2004).

Uma análise criteriosa deve ser feita tendo em vista os riscos envolvidos na operação de completção considerando fatores os econômicos, de segurança, de

meio ambiente, tecnológico, de qualidade, políticos, fiscais, de mercado. Enfim, todos os fatores de risco de um ativo (MANÇÚ, 2004).

2.6.1 Métodos da completção

Segundo Mançú (2004), os métodos de completção podem ser classificados quanto:

- Ao revestimento de produçãõ;
- Métodos de completção quanto aos números de zonas exploradas.

2.6.1.1 Método quanto ao revestimento de produçãõ

Buscando atender os requisitos básicos citados anteriormente, as completções podem ser realizadas de acordo com os métodos a seguir. Tais métodos se referem às configurações básicas poço-formação, aplicáveis a cada situação específica e podem apresentar variações que os tornam bem mais sofisticados (THOMAS, 2001).

Segundo Thomas (2001), quanto ao revestimento de produçãõ, uma completção é caracterizada, conforme a Figura 04 por:

- ✓ A poço aberto;
- ✓ Com revestimento canhoneado (perfurado);
- ✓ Com *liner*.

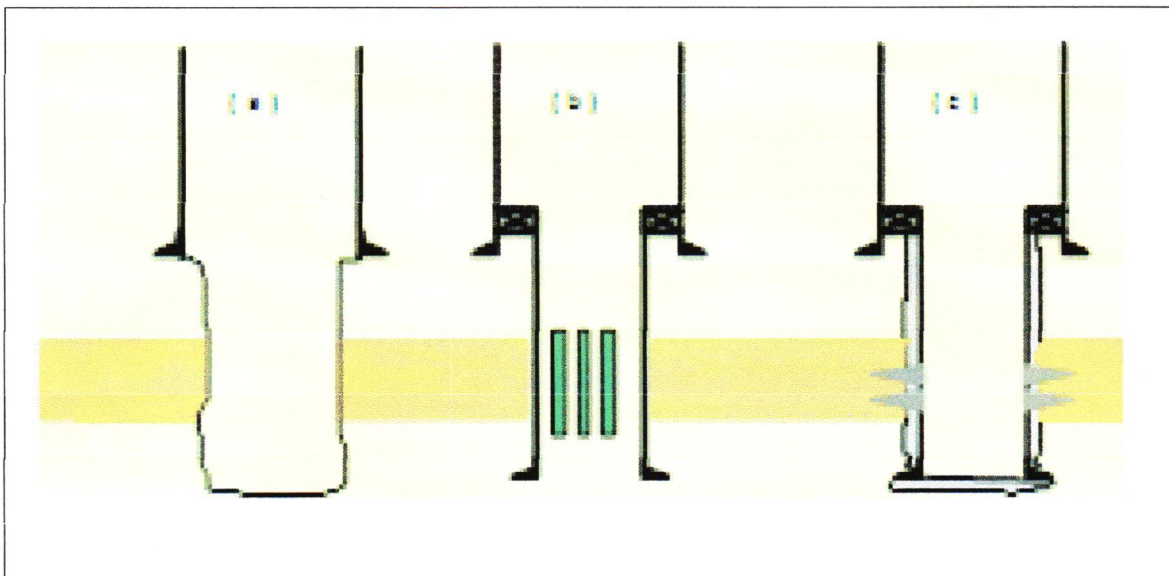


Figura 04: Tipos de completação ao método do revestimento do poço

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2002)

a) Completção a poço aberto

Durante a perfuração, ao se atingir a topo da zona produtora, o revestimento de produção é descido e cimentado. Em seguida, esta fase é perfurada até a profundidade final colocando o poço em produção com a zona totalmente aberta. Caso seja necessário um novo revestimento de produção poderá ser assentado (fixado) e posteriormente, convertendo o método em um dos outros citados (NAOCHI, 2006).

Tal método é somente, aplicável a formações totalmente competentes: os embasamentos fraturados, os calcáreos, dolomita e os arenitos muito bem consolidados. Também o intervalo produtor não pode ser muito espesso, a menos que a formação produtora tenha características permo-porosas homogêneas e contenha um único fluido (NAOCHI, 2006).

As principais vantagens do método são: maior área aberta ao fluxo; economia de revestimento e canhoneio; minimiza o dano de formação causado pelo filtrado do fluido de perfuração e da pasta de cimento, já que se pode usar um fluido de perfuração adequado para perfurar a zona produtora, após o assentamento do revestimento de produção (THOMAS, 2001).

A desvantagem mais importante desse método é a impossibilidade de se colocar em produção somente parte do intervalo aberto, visto que não são poucas as vezes em que estão presentes simultaneamente óleo, água e gás, sendo que, normalmente, o único interesse está na produção do óleo (THOMAS, 2001).

b) Completação com revestimento canhoneado

Perfurado o poço até a profundidade final e avaliada a zona como produtora comercial de óleo e ou gás, é descido o revestimento de produção até o fundo do poço, sendo em seguida cimentado. Posteriormente, é canhoneado o revestimento defronte aos intervalos de cargas explosivas, colocando assim o reservatório produtor em comunicação com o interior do poço (NAOCHI, 2006).

A vantagem principal desse método é a permissão de seletividade, tanto na produção quanto na injeção de fluidos na formação. Além dessa vantagem, é incluído o favorecimento do êxito das operações de restauração; A formação de um diâmetro único em todo poço; A permissão de controlar formações desmoronáveis (THOMAS, 2001).

As principais desvantagens do método são: custo alto do canhoneio; e a sua eficiência dependente de uma adequada operação de cimentação e canhoneio (MANÇÚ, 2004).

c) Completação com *liner*

Na completção com *liner*, o revestimento de produção é assentado e cimentado acima do topo da zona de interesse, prosseguindo-se posteriormente a perfuração até a profundidade final prevista. Após a avaliação da zona para a completção, é descida uma coluna de tubos os quais podem ser rasgados ou lisos, denominados "*liner*", o qual ficará assentado no fundo do poço e suspensa pela extremidade inferior do revestimento de produção (MANÇÚ, 2004).

As principais vantagens e desvantagens da completção com *liner* rasgado são similares às do poço em frente a zona produtora, porém, esta completção resulta em uma redução do diâmetro do poço frente à zona produtora, considerada uma desvantagem, embora em desuso nos poços convencionais, pode encontrar uma boa aplicação em poços horizontais (THOMAS, 2001).

No caso de *liner* com tubos lisos, o qual é cimentado diferente portando do *liner* rasgado, as vantagens e desvantagens são similares ao revestimento canhoneado. É também considerada uma vantagem, o menor custo com revestimento, e uma desvantagem, a mudança de diâmetro dentro do poço, gerado dificuldades para a passagem de equipamento (MANÇÚ, 2004).

2.6.1.2 Método de completção quanto ao número de zonas exploradas

De acordo com o número de zonas de produção de óleo exploradas, as completções podem ser simples, dupla ou seletiva conforme as Figura 05 (a), Figura 05 (b) e Figura 05 (c), respectivamente, segundo Thomas (2001):

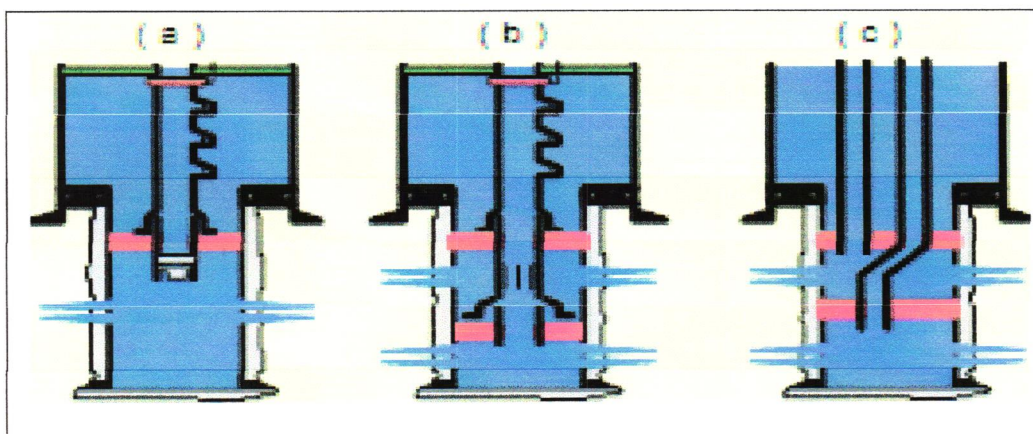


Figura 05: Tipos de completção quanto ao número de zonas exploradas

Fonte: UN-SEAL/PETROBRAS

a) Completção simples

A completção simples caracteriza-se pelo poço possuir uma tubulação metálica, descida pelo interior do revestimento de produção, da superfície até próximo à formação produtora. Esta tubulação, acompanhada de outros equipamentos, denomina-se coluna de produção (MANÇÚ, 2004).

Este tipo de completção possibilita produzir, de modo controlado, e independente somente uma zona de interesse. Duas zonas podem ser colocadas em produção pela mesma coluna, o que não é recomendado para controle do reservatório (THOMAS, 2001).

b) Completação dupla

A completação dupla possibilita produzir num mesmo poço duas zonas ou reservatórios diferentes, simultaneamente, de modo controlado e independente, tanto no que diz respeito aos volumes produzidos; a pressões naturais do reservatório; e as razões gás/óleo e óleo/água, etc. Isto é possível instalando-se duas colunas de produção com obturadores (packers) (THOMAS, 2001).

Segundo THOMAS (2001), as principais vantagens deste método são:

- Produção e controle de vários reservatórios simultaneamente;
- Possibilidade de produção de zonas marginais que poderiam não justificar a perfuração de poços somente para produzi-las;
- • Aceleração do desenvolvimento do campo;
- Diminuição do tempo de utilização dos equipamentos e tubulações para o atingimento de uma mesma produção acumulada do poço;
- Liberação mais rápida do investimento para novas aplicações;
- Diminuição do número de poços necessários para drenar as diversas zonas produtoras;

Segundo Thomas (2001), as principais desvantagens do método são:

- Maior dificuldade na seleção e utilização dos equipamentos, com maiores possibilidades de problemas;
- As restaurações, embora menos freqüentes, são mais complexas;
- Maior dificuldade na aplicação dos métodos artificiais de elevação.

c) Completação seletiva

A completação seletiva caracteriza-se neste caso é descida somente uma coluna de produção, equipada de forma a permitir a produção de várias zonas ou reservatórios seletivamente, ou seja, uma por vez. Disto resulta o perfeito controle dos fluidos produzidos em cada reservatório, bem como a facilidade operacional de se alterar a zona em produção (XAVIER, 2006).

2.6.2 Conceito de estimulação

A estimulação é um conjunto de atividades que objetiva aumentar o índice de produtividade ou injetividade de um poço em um reservatório através de tratamentos químicos, tais como apresentados segundo Mançú (2004):

- ✓ Injeção de um ácido ou solvente orgânico para aumentar a transmissibilidade da formação;
- ✓ Tratamentos mecânicos, como fraturamento da rocha para aumentar a sua permeabilidade localizada.

2.6.3 Fraturamento hidráulico – método convencional

O método mais usado na estimulação de poços de petróleo é o *fraturamento hidráulico* que pode ser definido como um processo no qual um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de fraturamento com o objetivo de iniciar a fratura realizada na rocha reservatório. Este método é aplicado contra a rocha reservatório, até a sua ruptura. A fratura, que é iniciada no poço, propaga-se através da rocha reservatório pelo bombeio de certo volume de fluido, acima da pressão de fraturamento, conforme a Figura 06 (XAVIER, 2006).

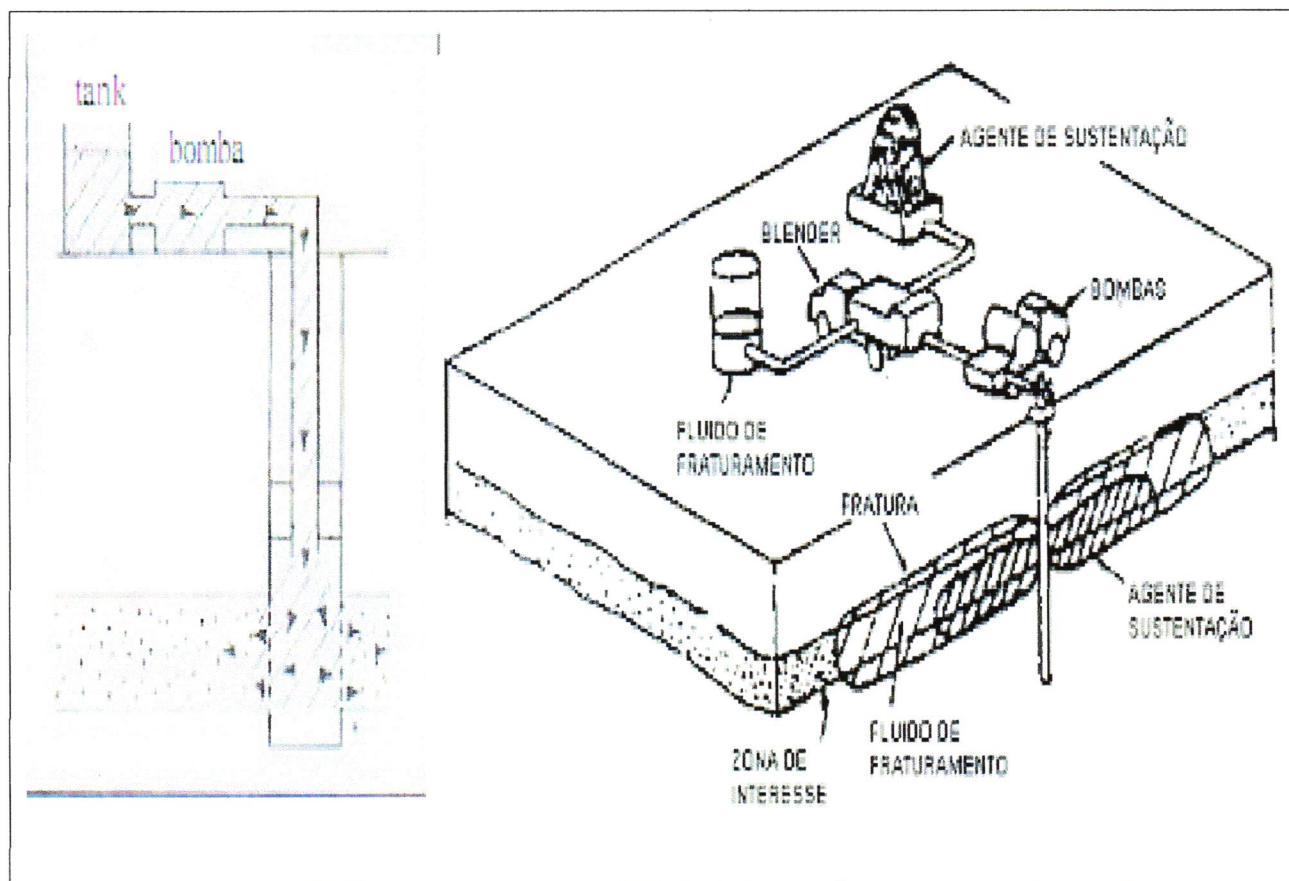


Figura 06: Esquema do processo de um fraturamento hidráulico.

Fonte: UN-SEAL/PETROBRAS (2002).

Para evitar que a fratura induzida feche ao cessar o diferencial de pressão aplicado, é bombeado um agente de sustentação (normalmente areia selecionada), junto com o fluido de fraturamento. Assim, cria-se um caminho preferencial de elevada condutividade, o qual facilitará o fluxo de fluidos do reservatório para o interior do poço, ou vice-versa (THOMAS, 2001).

Além de incrementar o índice de produtividade dos poços, o fraturamento pode contribuir para o aumento da recuperação final das jazidas, no caso de formações bastante fechadas (baixa permeabilidade). Em reservatórios de alta permeabilidade, o fraturamento pode aumentar a vazão dos poços contribuindo para melhorar o fluxo de caixa do investimento. No entanto, possuindo baixa influência no fator de recuperação (MANÇÚ, 2004).

2.6.4 Vantagens do fraturamento hidráulico

Segundo Zé de Paula (2002), o fraturamento hidráulico pode trazer os seguintes benefícios para o incremento da produtividade ou injetividade de um poço:

- Modificar o modelo de fluxo no reservatório;
- Ultrapassar regiões danificadas próximas ao poço;
- Conectar regiões de melhor permo-porosidade;
- Otimizar produção de reservatórios lenticulados.

Estas operações são onerosas, e somente com estudos detalhados da rocha reservatório a ser estimulada, é que se pode prever se haverá o retorno esperado, para considerar esta operação como investimento. É comum que, depois de uma operação de estimulação, a produtividade de um poço atinja a valores, de até dez vezes maior que a anterior a operação (ZÉ DE PAULA, 2002).

2.6.5 Fluido de fraturamento

O fluido de fraturamento é o fluido que é injetado sob pressão e vazão suficiente para superar as tensões naturais as quais a rocha produtora esta submetida, e causar uma falha, criando-se uma fratura artificial, através dos quais se processará, preferencialmente, o fluxo dos fluidos (CARVALHO, 2006).

Esta fratura é efetuada por meio da potência hidráulica que a rocha esta sendo submetida e sendo mantida aberta com o controle de perda de fluido de fraturamento, enchendo-a em seguida, com um agente de sustentação transportado pelo referido fluido, criando um meio com alta porosidade e permeabilidade. A construção de um leito de agente de sustentação dentro da fratura modifica a condição de fluxo do fluido no interior da rocha, que passa de radial para linear e pseudo-radial, tornando-se mais eficiente (XAVIER, 2006).

O fluido de fraturamento tem como finalidade de abrir fraturas e transportar o agente de sustentação para o interior destas fraturas. Como as propriedades dos reservatórios a serem estimulados variam muito quanto a temperatura, permeabilidade, composição mineralógica e pressão de poro, muitos

tipos de fluidos de fraturamento foram desenvolvidos para adequarem-se aos vários reservatórios existentes (ZÉ DE PAULA, 2002).

No ano de 1948, os primeiros fluidos de fraturamento usados, foram à base óleo. Na década de 50, os fluidos base água, espessada com polímero goma guar (GG), tornaram-se muito populares. Em 1969, foi usado pela primeira vez um fluido com goma guar reticulada. Nessa época, apenas 10% dos fraturamentos eram feitos com géis à base óleo. As preocupações com prevenção ao dano de formação levaram ao uso de polímero hidroxípropilguar (HPG), face ao seu baixo teor de resíduos (FERREIRA, 2004).

Em 1986, estatísticas mostraram que 70% dos fraturamentos usavam fluidos base água com goma guar ou hidroxípropilguar. Apenas 5% dos fraturamentos são efetuados com géis base óleo e aproximadamente 25% dos fraturamentos eram realizados à base água energizados com gases. Isto foi possível porque o fluido à base água possuía um baixo custo, baixo risco ao meio ambiente, já que o fluido base óleo e o base água energizados com gases apresentavam elevado custo, como também, elevado risco operacional e por ser um fluido inflamável ocasionando risco para o meio ambiente (FERREIRA, 2004).

Na maioria dos tratamentos, um fluido, inicialmente espessado, tem sua viscosidade exponencialmente aumentada através de um agente ativador daquele gel durante o bombeio do mesmo para a rocha reservatório (ZÉ DE PAULA, 2002).

2.6.5.1 Tipos de fluidos de fraturamento

Existem fatores básicos que devem ser considerados para a escolha de um fluido de fraturamento, que são as características da rocha do reservatório e dos fluidos nele contidos e a sua interação com o fluido de fraturamento, bem como o custo e a relação custo benefício envolvido (CARVALHO, 2006).

A escolha de um fluido à base de água ou à base de óleo é definida pela compatibilidade dos fluidos a ser injetado e o existente na formação, principalmente considerando a formação de emulsões estáveis. Os fluidos à base de água são mais barato, seguro e de fácil tratamento. Os fluidos à base óleo tem seu uso limitado a

reservatórios de baixa pressão e que a molhabilidade seja do tipo molháveis pelo óleo (ZÉ DE PAULA, 2002).

Os fluidos de fraturamento são classificados de acordo com a sua viscosidade, podendo ser fluido de baixa viscosidade (géis não reticulados) ou alta viscosidade (géis reticulados) segundo Zé de Paula (2002).

a) Fluidos de fraturamento à base de água

Os fluidos de fraturamento, devido ao seu baixo custo, alto desempenho, e facilidade de manuseio são os fluidos mais usados. O problema, em potencial dos fluidos base água é a ocorrência de dano em rochas reservatórios sensíveis à água ou no pacote de agente de sustentação, devido a polímeros não quebrados, resíduos ou aditivos. Dentre os aditivos que compõem o fluido de fraturamento à base de água cita-se: A soda cáustica; os bactericidas; estabilizadores de gel para alta temperatura; quebradores de gel (enzimas, oxidantes e ácidos); os redutores de filtrado; os surfactantes e estabilizadores de argila (ZÉ DE PAULA, 2002).

b) Fluidos de fraturamento à base de óleo

Os fluidos de fraturamentos são utilizados em poços, onde a formação é muito sensível a fluidos à base de água, ou seja, formações que tem facilidade de desagregação das argilas, ou inchamento da mesma, bem como em formações que contem fluidos que formam emulsões de difícil quebra, com fluidos à base de água, ou que exige formulações de custos elevado para que se previna todos estes problemas. Neste caso, podem ser utilizados como fluido base os seguintes produtos: óleo diesel, querosene, parafina linear, ou o petróleo, desde que tenha baixo teor de asfalto (ZÉ DE PAULA, 2002).

De acordo com Zé de Paula (2002), os aditivos que compõe este tipo de fluido de fraturamento são:

- ✓ Gelificante, a base de éster fosfórico orgânico;
- ✓ Ativador, composto por aluminato de sódio e hidróxido de sódio;
- ✓ Quebrador, uréia em solução a 40% em água.

c) Fluidos de acidificação

Quando usa-se os fluidos de acidificação em uma operação de estimulação defini-se como *frac-ácido* ou em uma restauração (acidificação), se for apenas injeção do ácido (CARVALHO, 2006).

Na acidificação, utilizam-se apenas um tipo de ácido ou uma mistura de ácidos, com objetivo de remover danos através da acidificação ou de fraturar a zona produtora, melhorando assim sua produtividade (XAVIER, 2006).

Nas acidificações de matriz, injetam-se o ácido na formação porosa, com pressões menores do que a de fratura, objetivando, a remoção de danos que são solúveis no ácido. Esta operação, ao contrário do fraturamento, não visa aumentar a permeabilidade natural e sim remover danos, para que se restabeleça a produtividade anterior à existência do dano (FERREIRA, 2004).

A acidificação que fratura a rocha mediante um fluido ácido gelificado, ou a injeção de um colchão de gel à frente, seguido pelo ácido, é utilizada para fraturar calcários, com o objetivo de formar sulcos não uniformes, permitindo a canalização do fluxo do óleo quando a fratura fechar (CARVALHO, 2006).

O tratamento ácido é normalmente utilizado para remover danos próximos ao poço, e quando a penetração do ácido na rocha deve ser pequena (ZÉ DE PAULA, 2002).

2.6.6 Agente de sustentação

O objetivo principal da operação de fraturamento é criar um canal no interior da zona produtora, aumentando a capacidade de fluxo entre a formação e o poço. As fraturas induzidas hidráulicamente, se não sustentadas, podem se fechar devido ao comportamento elásticos das rochas (XAVIER, 2006).

A areia foi o primeiro material a ser utilizado como agente de sustentação. Hoje, não é permitido o seu uso, devido a problemas ambientais, como por exemplo a retirada dessa areia do meio ambiente, deixando transtornos ecológicos para o meio ambiente. Contudo, o mercado apresenta uma lista considerável em diversas agentes como: cerâmica sintetizada, bauxita sintetizada,

etc. Os agentes de sustentação têm que preencher certos requisitos, como resistência ao esmagamento, densidade, distribuição granulométrica, arredondamento e esfericidade (FERREIRA, 2004).

Em uma fratura ideal, o agente de sustentação deveria ser suficientemente permeável para que não existissem perdas de cargas no seu interior e possuir suficiente resistência compressiva para suportar, sem deformações, a pressão litostática das camadas superiores de rocha (FERREIRA, 2004).

2.6.6.1 Tipos de agente de sustentação

a) Areia resinada

A areia tem-se mostrado ao longo do tempo como um bom agente de sustentação para quase todos os tipos de reservatórios, devido a sua razoável resistência e, principalmente, devido ao seu baixo custo. A areia utilizada como agente de sustentação não deve conter mais de 5% (em peso) de finos, que se presentes em quantidades excessivas, reduzem a condutividade da fratura (XAVIER, 2006).

Quando a tensão de confinamento aumenta, a areia tende a quebrar-se e, em algumas situações, o decréscimo na condutividade da fratura como resultado das partículas quebradas torna-se severas (CARVALHO, 2006).

Na UN-SEAL/Petrobras, o tipo de areia utilizada é uma areia resinada que é indicada para rochas reservatórios inconsolidadas. Essa areia resinada é revestida com resina (RCP), tem resistência ao esmagamento um pouco acima da areia comum, e também auxilia a retenção do agente de sustentação na fratura durante a vida produtiva do poço. Mas também existem suas limitações com relação ao alto custo, e necessitam de condições específicas de temperatura para atingirem as propriedades desejadas (cura) (XAVIER, 2006).

b) Bauxita

A bauxita é bem mais resistente à compressão do que a areia resinada, a mesma suporta tensões de até 15.000 psi, quebrando-se menos do que a própria

areia resinada quando submetida a altas tensões. Algumas vantagens em relação à areia resinada (CARVALHO, 2006):

- ✓ Agente de sustentação de alta densidade, ou seja, possui alta resistência ao esmagamento;
- ✓ Grande resistência a altas temperaturas e tensões confinantes;
- ✓ Boa esfericidade e arredondamento.

Já a desvantagem principal da bauxita com relação à areia resinada é o seu alto custo material.

2.6.6.2 Propriedades do agente de sustentação

Para que um material possa ser classificado como um bom agente de sustentação, é necessário que atenda os seguintes requisitos (CARVALHO, 2006):

- ✓ Ter elevada permeabilidade quando submetido a altas pressões de confinamento;
- ✓ Ter tamanho e densidade que permitam transportá-lo até a fratura;
- ✓ Não ser degradável com o tempo;
- ✓ Ser barato e seguro.

Segundo Carvalho (2006), para ter essas características devem ser estudadas as propriedades que influenciam na condutividade e transporte do agente de sustentação que são:

- ✓ Diâmetros do grão;
- ✓ Distribuição granulométrica;
- ✓ Arredondamento e esfericidade;
- ✓ Resistência ao esmagamento (teor de finos);
- ✓ Qualidade do agente, ou seja, quantidade de impurezas e finos;
- ✓ Densidade dos grãos.

Com relação aos tamanhos dos grãos, quanto maior o diâmetro do agente de sustentação, maior será a permeabilidade do pacote, desde que submetido à pressões compatíveis com a sua resistência. Por outro lado, quanto maior diâmetro do grão, mais difícil é o seu transporte até o interior da fratura. Muitas vezes é preferível optar com fraturas com menor condutividade, mas com maior penetração

e altura, sustentada do que fraturas com alta condutividade mas com baixa penetração e altura (FERREIRA, 2004).

Em relação à distribuição granulométrica, quanto mais homogênea for a distribuição da granulometria do agente de sustentação, maior será a permeabilidade do pacote (ROSA, 2006).

Em relação ao arredondamento e esfericidade, quanto mais arredondado e esférico for o agente de sustentação, melhor será a condutividade do pacote (ROSA, 2006).

Sobre a resistência ao esmagamento, quanto maior for à pressão de confinamento, maior será o teor de finos, maior será a incrustação e, por conseguinte, menor será a permeabilidade do pacote. É necessário enfatizar que o teor de finos aumenta com o tempo, fazendo com o a condutividade do pacote diminua também, podendo-se chegar após 70 horas até valores menores que 40 % de sua condutividade no instante inicial (CARVALHO, 2006).

A distribuição de grãos e a qualidade do agente de sustentação estão intimamente relacionados. Uma alta percentagem de pequenas partículas ou impurezas tem o mesmo efeito sobre permeabilidade do pacote do agente de sustentação do que àquele causado pela invasão de finos da rocha reservatório no leito de areia (CARVALHO, 2006).

A densidade do agente de sustentação tem influência no transporte e disposição final deste agente de sustentação com maiores densidades são mais difíceis de serem mantidos em suspensão (ROSA, 2006).

3 METODOLOGIA

3.1 Introdução

O presente estudo foi caracterizado como pesquisa exploratória, pois teve como principal finalidade desenvolver, esclarecer e também efetuar comparativos de métodos aplicados nas operações de estimulação de poços de petróleo e gás natural através do método mais utilizado atualmente na indústria de petróleo, o fraturamento hidráulico. Os meios de investigações adotados para auxiliar os tipos de pesquisa deste trabalho são os seguintes, segundo Vergara (2000):

- a) **Pesquisa de campo**: por meio da investigação empírica realizada no local onde ocorre esta técnica de melhoria da produção dos poços de petróleo. Nesta pesquisa, podem ser inclusos: as entrevistas com os profissionais na área; testes realizados no local; e também, a observação do entrevistado ou não;
- b) **Pesquisa bibliográfica**: por meio do estudo sistematizado desenvolvido com base em material publicado em livros e apostilas.

3.2 Caracterização da área de estudo

A UN-SEAL - Unidade de Negócios de Sergipe e Alagoas/Petrobras, tem sua sede localizada na Rua Acre, bairro Siqueira Campos, em Aracaju-SE, onde possui o setor de reservatório, que desenvolve estudos para avaliar os poços nos quais serão necessariamente fraturados. Essas avaliações são repassadas ao setor de intervenções em poços, localizado na base da Petrobras, situado na cidade de Carmópolis-SE, que tem por determinação, planejar a melhor maneira para desenvolver a técnica do fraturamento hidráulico.

A UN-SEAL é uma filial que explora, produz e também desenvolve pesquisas na área de petróleo e gás natural, e também comercializa os seus produtos para as empresas que necessitam dos mesmos, como fonte de energia.

No campo de Carmópolis-SE é realizado uma média anual de 325 fraturamentos nos poços de petróleo.

3.3 Planejamento para a aplicação do fraturamento hidráulico

Inicialmente, para a realização de uma operação envolvendo a técnica do fraturamento hidráulico para que se possa chegar a um denominador comum que é a realização dessa operação é necessário um planejamento que envolve uma integração de setores, ou seja, profissionais das áreas de Engenharia de Petróleo, da área do setor responsável pelos fluidos utilizados no sistema de fraturamento hidráulico (os químicos de petróleo), das empresas de serviços terceirizados, da área de SMS (segurança, meio ambiente e saúde).

Os fraturamentos são realizados nos poços logo após que são perfurados, como também durante a sua fase de produção. Para isso, o setor de reservatório, como foi mencionado na literatura, estuda, analisa e planeja os poços que necessitam de uma atenção especial para melhoria da sua produção.

3.4 Preparação do fraturamento hidráulico

A operação de fraturamento hidráulico consiste primeiramente em ação conjunta entre o engenheiro da empresa de serviço e o técnico químico de petróleo, em elaborar o *layout*, e também em abastecer os tanques existentes no contexto da programação do fraturamento hidráulico com água para fazer a preparação do fluido de fraturamento.

Na seqüência, após a elaboração do *layout*, do abastecimento do local de realização do trabalho com produto químicos, agente de sustentação, água industrial para mistura, é realizada a instalação dos equipamentos da companhia de serviço, como as bombas de sucção, o *blender*, e também, as linhas de fluxo de fluidos.

Logo após a instalação dos equipamentos, é feito o teste de linha, para que se possa verificar as condições de estanqueidade das linhas de bombeio para que se possa ter a segurança necessária para a realização da operação. Em

seguida, é realizado o teste de injetividade da operação, que consiste: em bombear um fluido com baixa perda de carga, que irá iniciar a quebra da rocha reservatório; e para testar a estanqueidade da coluna de operação, linhas e equipamentos de superfície, em condições de fluxo.

Após ter efetuado todos os testes antes da operação, é realizado a mistura do fluido de fraturamento, ou seja, onde será condicionado o gel base água, que o tempo de mistura irá depender no número de tanques existente no local de trabalho.

A última etapa é a fase da reunião de segurança, que é realizada antes de todas as operações de fraturamento hidráulico, que objetiva discutir as precauções de segurança, tais como: a localização dos extintores de incêndio; ou seja, o que fazer se houver vazamento durante a operação; o que fazer se a pressão atingir o limite máximo pré-estabelecido; ocorrência de sinistros; a indicação dos caminhos de fuga, etc.

Essas reuniões de segurança são de fundamental importância, já que as operações de fraturamentos hidráulicos envolvem altas vazões (geralmente superiores a 20 barris por minuto), e pressões (geralmente acima de 2000 psi). Portanto, deve-se ter em mente que a segurança da operação é de fundamentação importância para a garantia da integridade física das pessoas e equipamentos envolvidos.

3.5 Caracterização do processo de fraturamento hidráulico

O início da operação de fraturamento hidráulico é inicializado com o bombeio de um fluido denominado de colchão gelificador, que é o fluido de fraturamento gelificado injetado no poço para propagara fratura da rocha reservatório de petróleo, tanto em extensão quanto em largura, de modo a permitir que todo o fluido carreador com o agente de sustentação possa ser injetado na fratura.

Após o fluido gelificador, é bombeado o fluido carreador, que é o fluido de fraturamento gelificado reticulado com o agente de sustentação (areia ou bauxita) com gradação crescente da concentração do material granular. Logo após o bombeio dos fluidos mencionados neste trabalho, é bombeado o fluido de deslocamento, que é o volume final, ou seja, deverá retirar todo o fluido carreador

das bombas, linhas de superfície e da coluna do fraturamento hidráulico. Ele é igual ao volume da coluna de fraturamento.

Após o bombeio do fluido de deslocamento, é realizado a operação chamado de fechamento forçado, que consiste em evitar a produção da bauxita ou areia na fase de produção do poço, como também de aproveitar a energia transmitida à rocha reservatório pela operação para produzir por *surgência*, ou seja, pela energia natural do reservatório, parte do gel base água, ainda sem quebrar utilizado na operação.

Quando não se consegue colocar o agente de sustentação dentro da fratura ou, dentro das bombas, ocorre o embuchamento. Isto acontece devido à qualidade do fluido de fraturamento; a danos na rocha reservatório; dados incorretos; falha mecânica; humana ou, até mesmo, por interesse operacional.

3.6 Monitoramento da operação de fraturamento hidráulico

Em paralelo a todas as fases descritas anteriormente é realizado o monitoramento da operação de fraturamento hidráulico é realizado em um local chamado *frac van*, que é uma unidade móvel que comanda a dinâmica de operação. Esta *frac van* é composta de computadores, controladores das bombas e rádios intercomunicadores.

A Figura 08 demonstra como é feito o monitoramento do processo. É realizado o controle da vazão, das concentrações do agente de sustentação, e também das pressões, bem como é verificado o volume de fluido que é bombeado para a rocha reservatório. Esta carta é o documento de prova para que se possa comprovar se o que foi programado foi bombeado.

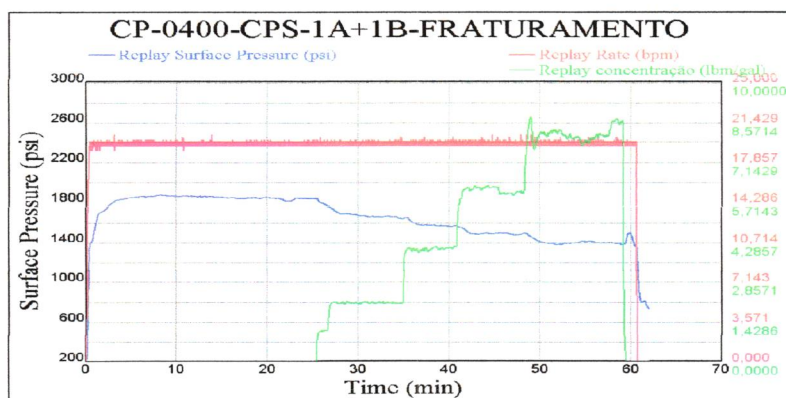


Figura 08: Carta de monitoramento de um fraturamento hidráulico

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2006)

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

4.1 Introdução

A avaliação dos resultados dos fraturamentos hidráulicos realizados nos poços de petróleo na área de Carmópolis-SE, em se tratando da produção obtida após a realização de uma operação de fraturamento hidráulico, como também a avaliação dos resultados obtidos através do trabalho realizado com os agentes de sustentações com a utilização da areia ou bauxita serão apresentados para identificar qual a melhor alternativa para obtenção de um aumento na receita e uma diminuição nas despesas nas operações.

Por outro lado será apresentada, neste capítulo, a importância pela qual é realizado o arranjo físico, nos locais onde foram realizados os fraturamentos hidráulicos, para que seja seguido os procedimentos adotados pela empresa que recebe os serviços de empresas contratadas.

4.2 Produção dos poços fraturados e poços não fraturados

Durante o período pesquisado compreendido entre os meses de janeiro a abril de 2008, verificou-se que a produção dos poços de petróleo depois que houve à utilização do método de fraturamento hidráulico, teve um aumento significativo da produtividade de óleo, de acordo com a Figura 09.

É importante ressaltar que o bom desempenho destes resultados só foi obtido através de um acompanhamento destes poços após 30 dias que foram fraturados, para averiguar algum tipo de irregularidade com relação ao fluido de fraturamento, ou, até mesmo, com o agente de sustentação utilizado na operação.

A produção dos poços que foram fraturados no período compreendido entre os meses de janeiro a abril de 2008, obteve resultados satisfatórios em relação às suas respectivas produções, conforme é ilustrada na Figura 09. Dos quatorze poços que foram perfurados, só um poço o SZ-293 não apresentou resultado

satisfatório, que tinha uma produção diária de 1,0 m³/dia passou para 0,7 m³/dia, devido a problemas da qualidade dos produtos químicos e materiais utilizados no processo de fraturamento hidráulico, ocasionando danos à rocha reservatório pertencente àquele poço. Mas, no geral, os trabalhos realizados nos quatorze poços de petróleo fizeram com que a produção pertencente à área de Carmópolis-SE tivesse um aumento significativo na sua produção de petróleo passando de 14,7m³/dia para 126,9m³/dia

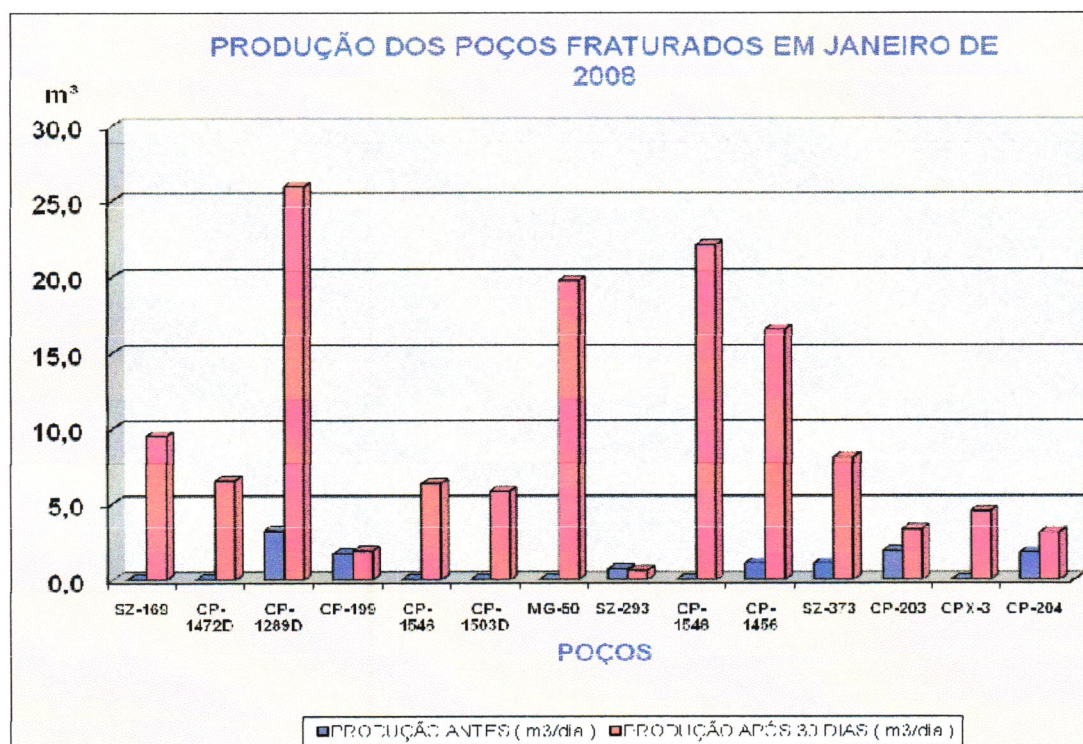


Figura 09: Produção dos poços de petróleo antes e após serem fraturados

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2008)

4.3 Poços fraturados na presença de areia e fraturados na presença de bauxita

Para garantir que a fratura continue sendo um caminho de alta permeabilidade, havia a necessidade da introdução de um agente de sustentação, ou seja, de um material granular sendo areia ou bauxita.

Como as fraturas sustentadas requerem que pequenas partículas sejam bombeadas junto com o fluido para dentro da fratura, no decorrer do bombeio do fraturamento hidráulico, foi empacotada a fratura com este agente de sustentação,

criava um caminho de alta permeabilidade, visando facilitar o fluxo de hidrocarbonetos para o poço.

O principal objetivo do fraturamento hidráulico foi empacotar a fratura criada durante a etapa de bombeio da pasta (fluido + agente de sustentação). Foram colocadas pequenas partículas, a fim de que, quando ocorre o fechamento da fratura, o poço possa ser colocado em produção em condições mais favoráveis ao fluxo de fluidos. A necessidade do uso de agentes de sustentação foi percebida logo no início do desenvolvimento deste processo, tendo-se em vista que a produção de poços fraturados e não sustentados com agentes de sustentação decaía rapidamente.

Como uma das etapas do projeto de fraturamento hidráulico é a escolha do fluido adequado, capaz de transportar e sustentar o agente de sustentação até que a fratura se feche, possibilitando o escoamento do óleo dentro da rocha reservatório, como será apresentado em seguida uma análise envolvendo esses dois tipos de agentes de sustentação.

4.3.1 Poços fraturados com areia resinada

Os poços de petróleo fraturados com areia resinada de granulometria 12/20 mesh apresentaram uma produção satisfatória, já que se esses mesmos poços anteriormente possuíam uma produtividade baixíssima, tendo a recomendação necessária para planejar nesses poços a estimulação através de fraturamentos hidráulicos. De acordo com a Figura 10, todas as parciais (período correspondente a 15 dias) foram muito superiores à produção anterior, excetuando as parciais 2 e 4 de um único poço o CP-176D, poço que apresentou problemas devido à problemas de temperaturas altíssimas, acarretando à falta de resistência dos materiais utilizados no processo. Como a areia resinada não resiste tanto à altas temperaturas como a bauxita, posteriormente foi feito um estudo para que o próximo trabalho nesse poço, no caso o CP-176D, fosse feito com bauxita, para que haja um apresentação melhor de sua produção.

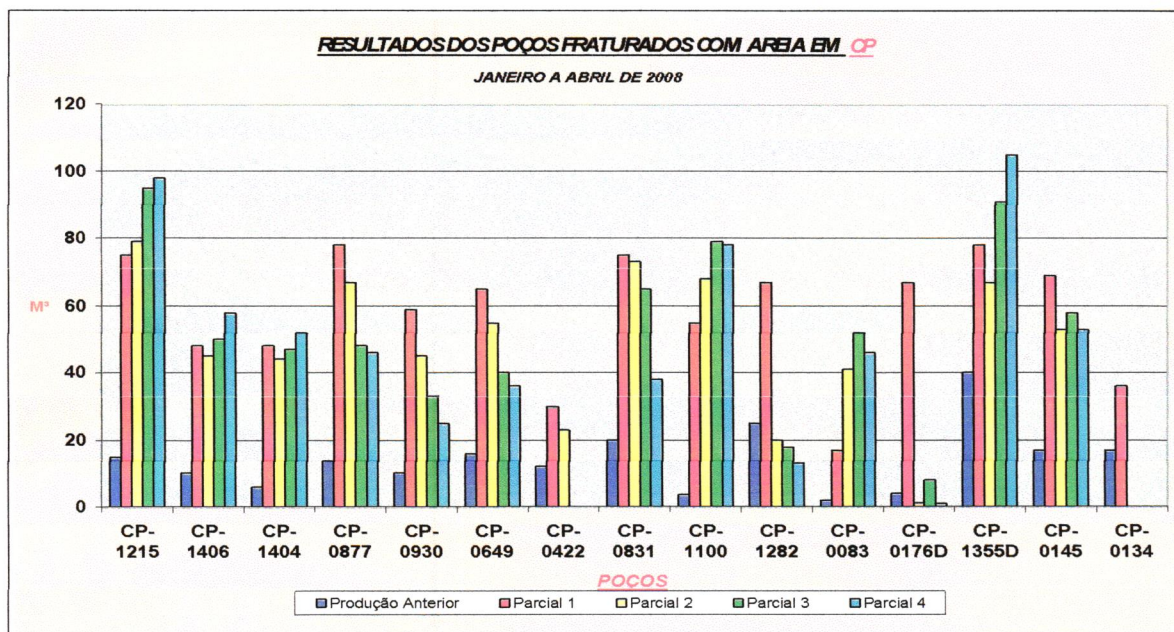


Figura 10: Resultados dos poços fraturados com areia resinada

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2008)

Autor: Richardson Gois

Apesar dessa areia resinada ter um custo menor comparada a bauxita, conforme a apresentada na Tabela 01 de preços de agente de sustentação, é mais vantajoso utilizar a bauxita porque apesar ter um preço um pouco maior, possui maior resistência às condições impostas pelo reservatório de petróleo.

Tabela 01: Preços dos agentes de sustentação

PRODUTO	#	MAIO 2008	AGOSTO 2008	SETEMBRO 2008
		PREÇO/Kg	PREÇO/Kg	PREÇO/Kg
BAUXITA SUPERLITE+15% SINTERLOCK	10/20	R\$ 1,64	R\$ 1,88	R\$ 1,88
BAUXITA SINTERLITE	16/30	R\$ 2,15	R\$ 2,08	R\$ 2,08
BAUXITA SINTERLITE	8/16	R\$ 2,15	R\$ 2,08	R\$ 2,08
AREIA	100 MESH	R\$ 0,47	R\$ 0,45	R\$ 0,45
AREIA RESINADA	12/20	R\$ 1,32	R\$ 1,27	R\$ 1,27

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2008)

4.3.2 Poços fraturados com bauxita

A bauxita, por ser um importante agente de sustentação, está sendo cada vez mais utilizada na área de Carmópolis-SE, devido à facilidade do produto no mercado, e também por ser mais resistente às pressões e temperaturas adversas do que a areia resinada. Conforme resultados demonstrados na figura 11, os poços que

foram fraturados com este tipo de agente de sustentação, foi constatado uma ampla melhora na sua produtividade, tendo cada vez mais espaço nos fraturamentos hidráulicos realizados com bauxita na área de Carmópolis-SE.

Ainda de acordo com a Figura 11, os poços fraturados com a bauxita obtiveram suas parciais diferentes (período correspondente a 15 dias). Isso ocorreu por causa das pressões dos reservatórios cada vez mais insuficientes permitindo o livre escoamento dos fluidos para o poço. Mesmo assim, é importante relatar que a bauxita possuiu um poder de compressão muito superior ao da areia resinada. A granulometria da bauxita que foi utilizada nestes poços foi de 70% de bauxita (16/30 mesh), e 30% de bauxita (08/16 mesh). Mas, estes tipos de bauxitas com essas granulometrias estão cada vez mais sendo substituídas pela granulometria 10/20 mesh, devido o preço ser melhor comparado com o preço de granulometria diferente como a 08/16 e 16/30 mesh

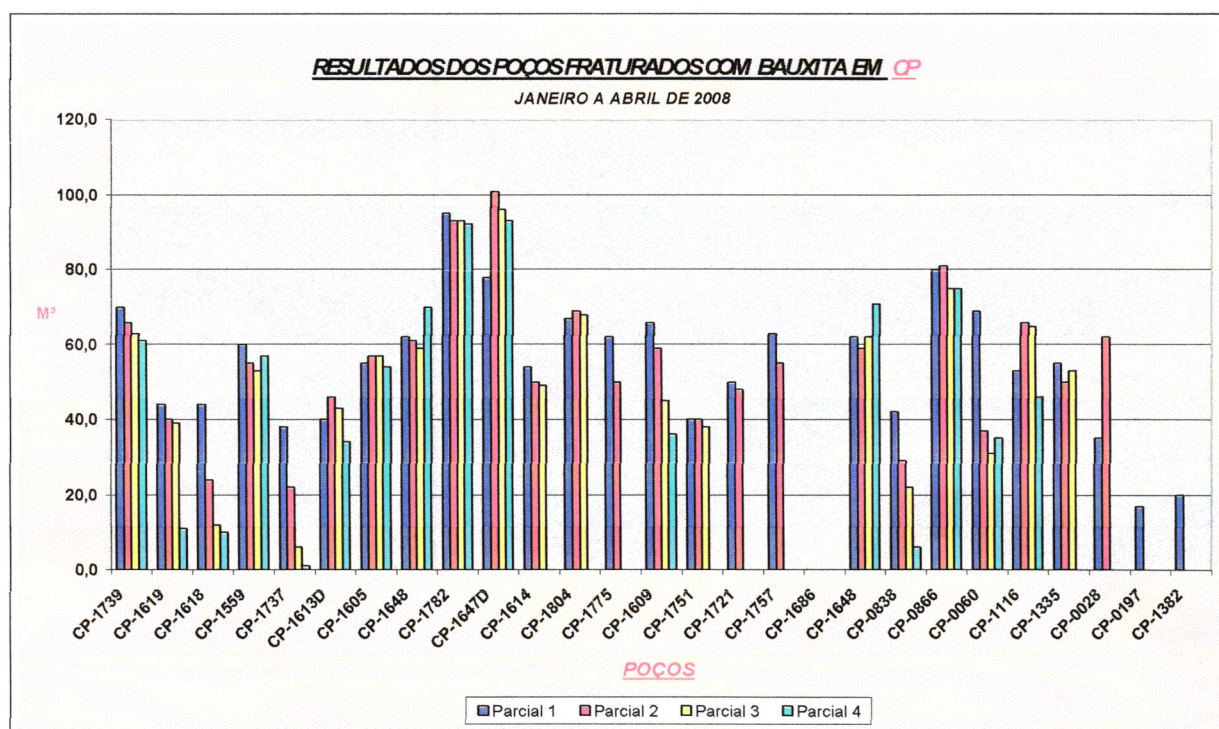


Figura 11: Resultados dos poços fraturados com bauxita

Fonte: UN-SEAL/Petrobras (2008)

Autor: Richardson Gois

5 CONCLUSÕES

Os resultados desta pesquisa permitiram conhecer o processo de desenvolvimento de fraturamento hidráulico utilizado na UN-SEAL/Petrobras, localizado em Carmópolis-SE. Na análise dos resultados obtidos, constatou-se que a implementação desta técnica possibilitou, de forma acentuada, melhorias na qualidade dos serviços prestados pelas empresas em parcerias com a Petrobras, como também, no aumento acentuado da produção de petróleo e gás natural da região compreendida em Carmópolis-SE.

Sendo assim, o processo de melhorias tanto para a qualidade dos produtos utilizados, como também na qualidade dos serviços prestados, objetivando aumentar a produtividade e diminuir os custos, deve ser cada vez mais contínuo, para que os interesses da UN-SEAL sejam alcançados.

A produção dos poços de petróleo a partir do período mencionado na discussão dos resultados demonstrou que os resultados dos trabalhos realizados de fraturamentos hidráulicos, gerassem um aumento da produção da região de Carmópolis-SE, possibilitando no aumento de investimento, através da diminuição de custos, e também, no aumento da qualidade destas operações.

Com esses avanços, visando o aumento da produtividade neste setor de petróleo, foi possível contribuir para que esta unidade pudesse investir cada vez mais na busca por maior produção de petróleo e também sendo referência para outras unidades de negócios da Petrobras em relação aos métodos aplicados na área de estimulação de poços, já que a produção diária está acima da meta estabelecida pela empresa.

REFERÊNCIAS

VERGARA, Sylvia Constant. *Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração*. São Paulo: Atlas, 2000.92p.

THOMAS, José Eduardo. **“Fundamentos de Engenharia de Petróleo”**. Ed. Interciência, 2001.

FERREIRA, Francisco Henrique. **“Restauração e Estimulação de Poços”**. Universidade Petrobras. 2004.

ZÉ DE PAULA, José Luiz. **“Faturamento Hidráulico”**. Universidade Petrobras.2002.

DÓRIA, Maria Assunção Fontenele Soares. **“Noções de Geologia e Reservatório”**. Curso de Formação de Operadores. UN-SEAL/RH/DRH.2006

MANÇÚ, Raymundo Jorge de Sousa. **“Fundamentos de Completação de Poços”**. Manual da Supervisão. UN-BA/ATP-N/OP-BA.2004.

CORREIA, A.B, **Métodos Térmicos de Recuperação, Injeção de Vapor**, Abril de 1990.

NAOCHI, Araki. **Curso de Equipamentos de Poços de Perfuração**, Agosto de 2006.

ROSA, Adalberto José, **Engenharia de Reservatório de Petróleo**, ED. Interciência, 2006.

CARVALHO, Renato de Souza, **Princípios de Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, ED. Interciência, 2006.

XAVIER, José Augusto Daniel, **Reservatórios de petróleo**, 2006. ED. Interciência, 2006.