

UTILIZAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA PARA AUMENTO DE FATORES DE RECUPERAÇÃO EM CAMPOS DE PETRÓLEO DA BACIA DE CAMPOS

Rio de Janeiro, 2015

Adriano da Silva Brito

Resumo

A indústria do petróleo se caracteriza pela contínua necessidade de desenvolvimento de novos campos para manutenção dos volumes produzidos de petróleo e gás natural. Uma alternativa ao desenvolvimento de novos campos, consiste na utilização de métodos especiais que maximizem o volume de petróleo recuperado. Atualmente no Brasil se observa a existência de diversas regiões petrolíferas em declínio, em especial os campos de petróleo do pós-sal da bacia de Campos e diversas descobertas nos últimos anos no pré-sal das bacias de Santos e Campos. Esse trabalho objetiva verificar se o investimento em métodos de recuperação avançada no pós-sal da bacia de Campos pode ser utilizado como alternativa ao desenvolvimento de curto prazo do pré-sal das bacias de Campos e Santos. Para essa verificação, serão estudados os principais métodos de recuperação avançada de petróleo e as características dos reservatórios do pós-sal da bacia de Campos para que possa ser verificada a possibilidade de aplicação de métodos de recuperação avançada nos mesmos.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, bacia de Campos

Abstract

The oil industry is characterized by the continuous need to develop new fields to maintain production volumes of oil and natural gas. An alternative to the development of new fields

consists of using special methods that maximize the volume of oil recovered. Currently in Brazil observed the existence of several oil regions in decline, especially post-salt oil fields in the Campos basin and several discoveries in recent years in the pre-salt of the Santos and Campos basin. This work aims to verify whether the investment in enhanced recovery methods in the Campos Basin post-salt can be used as an alternative to the development of short-term pre-salt basins of Campos and Santos. For this check, the enhanced oil recovery methods will be studied and the characteristics of the Campos Basin post-salt reservoirs so it can be verified the possibility of application of advanced recovery methods in them.

Key Words: *Enhanced Oil Recovery, Campos Basin*

Introdução

Apesar do recente desenvolvimento das fontes alternativas de energia, a economia da grande maioria dos países do mundo ainda tem uma grande dependência de hidrocarbonetos para suprir a necessidade das suas industriais e populações, existindo, portanto uma forte demanda por essa fonte energética no mundo. (MATTE, 2011)

Para atender a essa demanda, devido ao caráter extrativista da indústria do petróleo, é necessário que ocorram contínuas descobertas para repor as reservas já exploradas.

Pelos métodos convencionais de produção de petróleo e gás natural (Métodos de recuperação primária e secundária), em geral somente é possível explorar entre 15 e 50% dos hidrocarbonetos presentes em um campo de petróleo (BRESSAN, 2008 e RIBEIRO, 2013).

Considerando o baixo volume recuperado de hidrocarbonetos em um campo de petróleo, uma alternativa a necessidade de novas descobertas para manutenção da oferta, consiste na utilização de métodos especiais que possibilitem uma maximização do volume de petróleo recuperado em um determinado campo.

Os métodos utilizados para maximizar o volume de óleo recuperado em um campo, são chamados de métodos de recuperação avançada de petróleo. Esses métodos objetivam aumentar o fator de recuperação¹ de campos produtores. (ALMEIDA, 2004)

O estudo dos métodos de recuperação avançada de petróleo se justifica pela necessidade de aumento dos fatores de recuperação de campos de petróleo, possibilitando um

¹ Razão entre o volume de óleo recuperado e o volume total de óleo de um determinado campo de hidrocarbonetos (BERALDO, 2014). O fator de recuperação representa o que se espera produzir de um determinado reservatório, sendo seu valor função do mecanismo de produção da jazida. (GADELHA, 2003)

melhor aproveitamento dos campos de petróleo já explorados, e reduzindo a necessidade de novas descobertas para atender a demanda por hidrocarbonetos.

No cenário nacional, atualmente observa-se a existência de diversas regiões petrolíferas em declínio, em especial os campos de petróleo localizados no pós-sal² da bacia de Campos e a ocorrência de diversas descobertas nos últimos 10 anos na área do pré-sal das bacias de Santos e Campos.

As acumulações de petróleo da área do pré-sal das bacias de Santos e de Campos, quando comparadas com as acumulações do pós-sal, apresentarem um potencial superior, tanto pela maior quantidade como pela melhor qualidade do petróleo dos campos do pré-sal. Entretanto, a extração de petróleo nos campos do pré-sal, devido ao fato das acumulações de petróleo se localizarem em laminais d'água de elevada profundidade, exige investimentos muito elevados para ser implantada, o que dificulta a sua viabilização técnica e econômica.

Como alternativa ao investimento da exploração de petróleo nas acumulações do pré-sal, poderiam ser utilizados métodos avançados de recuperação de petróleo nas regiões em declínio para aumentar a recuperação de petróleo dessas regiões. Assim, com a manutenção da oferta, a pressão pela exploração dos campos de petróleo das áreas do pré-sal seria reduzida, possibilitando que o desenvolvimento desses novos campos ocorra de maneira mais gradual, reduzindo a necessidade de investimentos de curto prazo.

Dessa forma o presente trabalho objetiva verificar se o investimento em métodos de recuperação avançada nos campos de petróleo do pós-sal da bacia de Campos pode ser utilizado como alternativa ao desenvolvimento de curto prazo nos campos de petróleo do pré-sal das bacias de Campos e Santos.

Para elaboração dessa verificação, inicialmente serão estudados os principais métodos de recuperação avançada de petróleo, em seguida serão estudadas características dos principais campos de petróleo do pós-sal da bacia de Campos para que possa ser verificada a aplicabilidade dos métodos de recuperação avançada nos mesmos.

2 O termo pós-sal vem sendo empregado para referenciar os campos de petróleo localizados na plataforma continental, em águas rasas e profundas, acima da camada de sal. Esse termo se contrapõe ao termo pré-sal que está relacionado aos campos de petróleo localizados na plataforma continental, em águas ultra profundas, abaixo da camada de Sal.

1- Métodos de recuperação avançada de petróleo

Normalmente, a produção de hidrocarbonetos é baseada na manutenção de uma determinada quantidade de energia necessária proveniente do próprio reservatório, antes de ser iniciada sua exploração, que é denominada de “energia primária”. (MATTE, 2011)

A energia primária, que pode ser proveniente da presença da expansão de capa de gás, gás em solução, ou da ação de um aquífero natural ativo, é função de diversas variáveis do reservatório, tais como volume, geometria, permeabilidade, porosidade, pressões, temperatura, além de variáveis do próprio fluido, tais como densidade, viscosidade, teor de impurezas, dentre outras. (ALMEIDA, 2004, BRESSAN, 2008 e MATTE, 2011).

A produção de hidrocarbonetos utilizando apenas a energia primária do reservatório, ou seja utilizando somente mecanismos naturais, é chamada de recuperação primária de petróleo. (BRESSAN, 2008 e MATTE, 2011)

À medida que o campo de petróleo é explorado, ocorre a perda gradual da energia primária do reservatório, devido à descompressão dos fluidos, o que afeta diretamente a variação de energia pela diminuição da pressão. A perda de energia primária ocasiona uma gradual redução da produtividade dos poços ao longo do tempo. (BRESSAN, 2008)

A eficiência obtida através da recuperação primária normalmente é baixa, atingindo . fatores de recuperação entre 15% a 30%. (BRESSAN, 2008 e RIBEIRO, 2013).

Com o intuito de minimizar os efeitos decorrentes da perda de energia primária, ou mesmo para possibilitar a recuperação de hidrocarbonetos para os casos de reservatórios onde a energia primária não é suficiente para promover a surgência do poço, foram desenvolvidos os métodos de recuperação secundária de petróleo. (MATTE, 2011)

Os métodos de recuperação secundária consistem basicamente na injeção de componentes no poço de petróleo, tais como água ou gás natural, com o objetivo de descolar o óleo em direção aos poços produtores e manter a pressão do reservatório. Ressalta-se que na recuperação secundária não há miscibilidade³ significativa entre o fluxo injetado e o óleo, não ocorrendo mudança das propriedades dos fluídos do reservatório. (BRESSAN, 2008)

Na recuperação secundária, o fluido injetado, que também recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha, ocupando o espaço deixado à medida que o óleo vai sendo expulso. Mesmo na porção do reservatório invadida pelo fluido deslocante, nem todo o óleo lá contido é deslocado, uma vez

3 Miscibilidade é a propriedade que possibilita que dois ou mais fluidos se misturem em uma única fase, homogênea, em certos intervalos de composição, pressão e temperatura (BERALDO, 2014 e BORGES, 2009)

que como consequência do efeito da capilaridade, parte do óleo da zona invadida pela água, fica retido nos poros. O óleo retido nos poros é conhecido como óleo residual. (GADELHA, 2003)

Utilizando-se métodos de recuperação secundária, são obtidos fatores de recuperação entre 20 e 50% (BRESSAN, 2008). As baixas recuperações resultantes desses métodos são decorrentes do fato da viscosidade do óleo ser mais alta que a da água e das elevadas tensões interfaciais⁴ entre o fluido injetado e o óleo (GADELHA, 2003 e COSTA, 2014).

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido deslocado, o primeiro se move mais facilmente no meio poroso. Dessa forma, o óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, acarretando em uma relevante fração de óleo que não é deslocada. (GADELHA, 2003 e COSTA, 2014)

No caso de tensões interfaciais altas, a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado. (GADELHA, 2003)

Como alternativa para manter as taxas de produção, existem métodos de indução da elevação do óleo do poço, como por exemplo: *gás lift*, bombeio mecânico, bombeio centrífugo submerso e bombeio por cavidades progressivas (BRESSAN, 2008).

Segundo MATTE (2011), é possível tratar o reservatório de duas maneiras:

- ✓ Adição de energia ao sistema através da injeção de fluidos pré-selecionados em alguns poços;
- ✓ Tratamento do fluido em *in-situ*⁵ para que ocorra uma redução nas forças viscosas, variação de densidades e molhabilidade⁶, entre outros.

Os processos cujo mecanismo de atuação consiste na adição de energia ao sistema correspondem aos citados métodos de recuperação secundária. Os processos cujo mecanismo de atuação visa o tratamento do fluido *in-situ* consistem nos métodos de recuperação terciária, que também são conhecidos como métodos de recuperação avançada de Petróleo.

Os métodos de recuperação primária e secundária, também conhecidos como métodos convencionais de recuperação de petróleo, buscam o deslocamento do óleo móvel do reservatório. A recuperação terciária, ou recuperação avançada, tenta chegar ao óleo

4 Tensão interfacial é um efeito físico que ocorre na interface entre duas fases químicas. A tensão interfacial possibilita que a camada superficial de um líquido se comporte como uma membrana elástica. Esta propriedade é causada pelas forças de coesão entre moléculas semelhantes (BERALDO, 2014). Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis e se misturem, não existe nem interfaces nem tensões interfaciais (GADELHA, 2003).

5 Dentro do reservatório

6 Molhabilidade é a capacidade de um líquido de manter contato com uma superfície sólida, como resultado das interações intermoleculares quando os dois são colocados juntos. (BERALDO, 2014)

“imóvel”, que devido às forças de capilaridade e viscosas, não poderia ser produzida pelos métodos convencionais, de recuperação primária e secundária. (RIBEIRO, 2013)

Com a utilização de métodos de recuperação terciária, é possível atingir, fatores de recuperação entre 40 e 80%. (BRESSAN, 2008, ALMEIDA, 2004 e RIBEIRO, 2013)

Os métodos de recuperação avançada podem ser divididos da seguinte forma, conforme seu mecanismo de atuação:

- ✓ Métodos Missíveis: Injeção de CO₂, injeção de nitrogênio e gás úmido;
- ✓ Métodos Térmicos: Injeção de Vapor, combustão *in situ*⁷ e eletromagnético;
- ✓ Métodos Químicos: Injeção de polímeros, injeção de tensoativos e injeção de solução alcalina;
- ✓ Outros métodos: Microbiológicos

Nos próximos tópicos são descritos os principais métodos de recuperação avançada.

1.1 Métodos miscíveis de recuperação

Os métodos miscíveis se caracterizam pela injeção no reservatório de fluidos que sejam ou que venham a se tornar miscíveis com o óleo do reservatório, tais como o gás carbônico (CO₂), o nitrogênio (N₂) e o gás úmido (LGN), de tal modo as tensões interfaciais, causadas pelas forças capilares, sejam reduzidas. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado. (ALMEIDA, 2004)

Estes métodos são indicados nos casos em que as altas tensões interfaciais presentes entre os fluidos diminuem a eficiência de deslocamento⁸ do óleo, ou seja, a água caso fosse injetada, não conseguiria deslocar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais. (COSTA, 2014 e GADELHA, 2003)

Os métodos miscíveis são divididos, de acordo com seu processo de atuação, em processos FCM (*First-Contact Miscible*) e processos MCM (*Multiple-Contact Miscible*).

Os processos FCM envolvem fluidos considerados miscíveis entre si ao primeiro contato, em quaisquer proporções, ou seja, são capazes de tornar-se uma fase única se injetados em um reservatório com temperatura e pressão conhecidas. (MATTE, 2011)

7 Condições de reservatório

8 Parâmetro que mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, representando o percentual de óleo que é expulso. A Eficiência de Deslocamento é função das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório e do volume injetado. (COSTA, 2014)

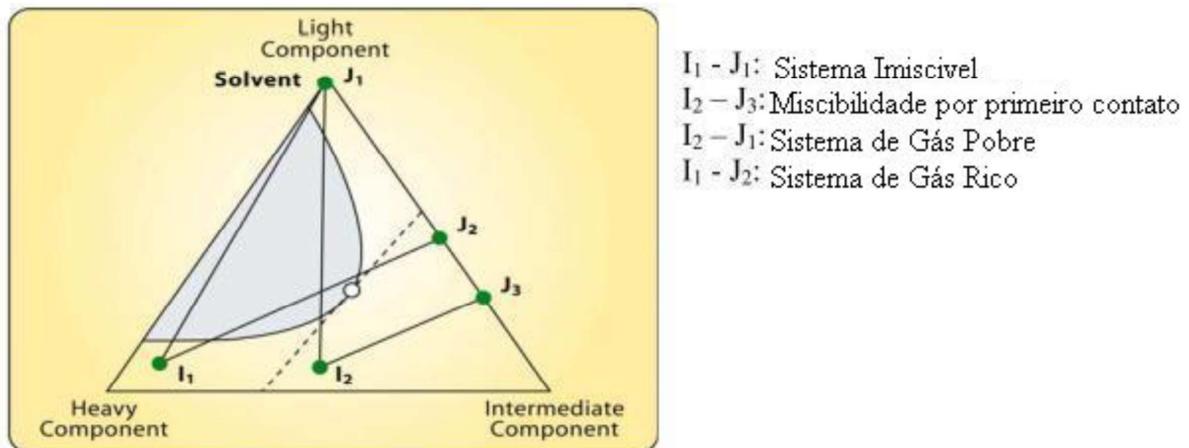
Nos processos MCM, através de trocas das composições dos fluidos, resultantes dos múltiplos contatos e transferências de massa entre os fluidos injetados e os do reservatório, as condições de miscibilidade são geradas no interior do reservatório. (MATTE, 2011)

A ocorrência da miscibilidade entre fluidos é função da pressão a qual os fluidos estão expostos. Essa pressão denominada Pressão Mínima de Miscibilidade – PMM.

Ao se comparar os processos FCM e MCM, observa-se que este último possui uma eficiência inferior aos dos processos FMC em função da necessidade do desenvolvimento da miscibilidade *in-situ* e ao fato da miscibilidade completa pode não existir para toda a zona em que se espera que ela ocorra. (MATTE, 2011)

As possíveis configurações de miscibilidades são apresentadas na figura 1.1, onde o “*light Component*” representa o fluido injetado e os “*Heavy e Intermediate Components*” representam o óleo presente no reservatório.

Figura 1.1 – Possíveis configurações de miscibilidades em um diagrama pseudo-ternário



Fonte: Matte (2011), página 35

Como as condições termodinâmicas do reservatório são determinadas pelos valores de pressão e temperatura, e esses podem variar ao longo da produção, é necessário descobrir para quais valores termodinâmicos a miscibilidade será atingida. (MATTE, 2011)

Como durante a vida produtiva do reservatório normalmente os valores de temperatura não mostram grandes alterações, pode-se afirmar que para alcançar a miscibilidade a variável mais importante é a variação da pressão do reservatório, visando atingir a pressão de miscibilidade em múltiplos contatos. A pressão é uma característica que pode ser alterada entre determinados limites de um intervalo. Essa pressão, que é a PMM, representa um valor de pressão fundamental de ser conhecido para a instalação de uma planta de injeção de fluidos miscíveis. A PMM é um dado que varia de acordo com o reservatório, sua

litologia, sua temperatura, a composição dos fluidos presentes neste e dos injetados, entre outros, e pode ser medida ou prevista. (MATTE, 2011)

A miscibilidade é considerada importante por vários motivos, geralmente em um processo miscível, as propriedades do óleo são alteradas, principalmente a viscosidade (que diminui) e o volume, resultando em um acréscimo de pressão, aumentando assim também a recuperação. Além disso, em um sistema miscível, apesar de haver a injeção de um fluido, este é misturado ao óleo, formando uma fase única no estado líquido, não existindo fase gás livre no reservatório, incrementando-se assim a eficiência do varrido. (MATTE, 2011)

1.1.1 Injeção de CO₂

A injeção de CO₂ é a técnica de recuperação avançada mais utilizada no mundo atualmente, em razão da sua grande gama de aplicações. A injeção de CO₂, em estado supercrítico, tem grande capacidade de entrar em zonas que não seriam invadidas pela água e então desprender o óleo preso. (DIAS, 2013 e MATTE, 2011)

O tipo de mecanismo de deslocamento de óleo devido à injeção de CO₂ vai depender do comportamento da fase do CO₂, das características de pressão do reservatório e das propriedades do óleo, como a viscosidade e densidade. Esses mecanismos variam entre o inchaço e a redução da viscosidade do óleo de acordo com a injeção de fluidos imiscíveis ou miscíveis. (DIAS, 2013)

Os deslocamentos imiscíveis de CO₂ ocorrem em reservatórios com uma baixa pressão e uma alta densidade do petróleo. Nesse processo o CO₂ não se mistura com o óleo, porem causa um inchaço no mesmo, reduzindo sua densidade e melhorando sua mobilidade, o que acaba por aumentar a produção de óleo. Com esse inchamento as moléculas de óleo aumentam de volume e expulsam a água dos poros. Outro benefício é um aumento da energia primária do óleo, com mais gás em solução, contribuindo para o escoamento. Nesse processo o CO₂ e o óleo pesado formam duas fases distintas de fluidos, mantendo uma interface de separação durante todo o processo. (DIAS, 2013 e NAVEIRO, 2012)

Os deslocamentos miscíveis ocorrem em reservatórios com altas pressões, ou seja, reservatórios profundos, com óleos não muito densos. Nessas condições, o CO₂ se mistura completamente com o óleo dentro do reservatório, formando um fluido de baixa viscosidade que pode ser deslocado e produzido mais facilmente. A maior desvantagem desse processo é a necessidade de se retirar o CO₂ dissolvido no petróleo após este ser produzido. Em geral,

entre 50% e 67% do CO₂ retorna com o óleo, após o CO₂ ser retirado ele é novamente injetado no reservatório. (DIAS, 2013)

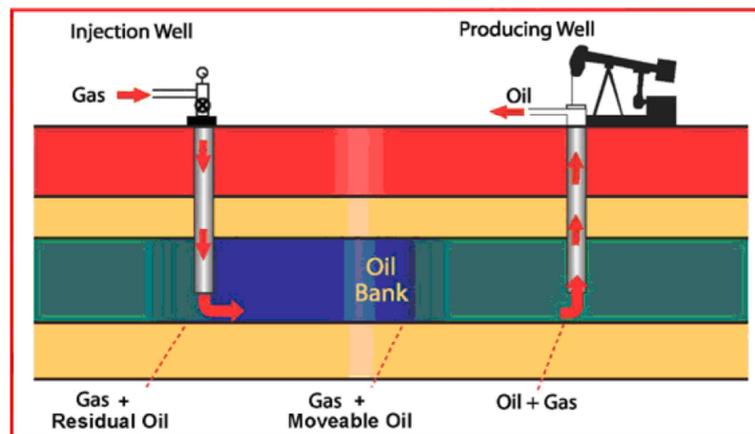
Para garantir as condições ideais de armazenamento, o CO₂ precisa ser injetado no estado supercrítico, com pressões próximas a do reservatório. Além disso, a rocha no ponto de injeção deve ser porosa e permeável para que o CO₂ penetre com facilidade na mesma. (DIAS, 2013)

Existem vários esquemas de injeção usando CO₂:

- ✓ Injeção contínua de CO₂ ao longo de toda vida útil do projeto;
- ✓ Banco de CO₂ deslocado por água;
- ✓ Banco de CO₂ deslocado por gás de hidrocarbonetos;
- ✓ Banco de CO₂ deslocado por injeção alternada de água e CO₂;
- ✓ Banco de CO₂ deslocado por injeção alternada de água e gás de hidrocarbonetos.

A utilização da injeção de CO₂ é recomendada para reservatórios com óleo com 25°API ou superior, pressões acima de 1.500psi e profundidade suficiente para operar com pressões acima do necessário (requisito para o deslocamento miscível) sem que haja fraturamento da formação.

Figura 1.4 – Esquema simplificado de injeção contínua de CO₂



Fonte: MATTE, 2011, pg 35

1.2 Métodos térmicos de recuperação

Os métodos térmicos consistem em fornecer calor ao óleo de modo a reduzir as forças viscosas, seja por injeção de um fluido quente, como vapor ou água aquecida, ou pela ação de ondas eletromagnéticas sobre os fluidos da formação. (MANICHAND et al, 2001)

Nos casos em que os reservatórios apresentam óleos muito viscosos, os métodos convencionais de recuperação resultariam em baixas eficiências de varrido⁹, pois a alta viscosidade do óleo dificultaria o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior. Para minimizar este problema foram desenvolvidos os métodos térmicos, os quais têm como ponto de partida o fato de que o óleo ao ser aquecido tem a sua viscosidade substancialmente reduzida, aumentando sua mobilidade e eficiência de varrido. (COSTA, 2014 e NAVERO, 2012)

Além da redução da viscosidade, com o aquecimento, ocorre a expansão e destilação do óleo, contribuindo assim para manter a pressão do reservatório e aumentando a eficiência de deslocamento. (NAVEIRO, 2012 e BORGES, 2009)

Os métodos térmicos são mais indicados para reservatórios de óleos com viscosidade entre 10 e 20⁰ API, onde a utilização de um processo convencional de recuperação resultaria em insucesso. (GADELHA, 2003 e MANICHAND et al, 2001). Este método, embora eficiente, requer investimentos pesados e procedimentos especiais de operação e segurança quando comparado com outros métodos. (BORGES, 2009)

A geração de calor pode ocorrer de três formas: injeção de fluidos aquecidos, tais como o vapor ou a água aquecida, combustão *in situ* ou aquecimento eletromagnético que serão detalhados nos próximos tópicos. (GADELHA, 2003 e NAVERO, 2012)

1.2.1 Injeção de fluidos aquecidos

Nessa técnica o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para o interior da formação, sendo a água utilizada como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água pode ser injetada na forma de vapor ou no estado líquido a uma temperatura elevada. (COSTA, 2014 e GADELHA, 2003)

1.2.2 Combustão *in-situ*

Nessa técnica a combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, que oxida o óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, continuando-se a injetar ar frio, o processo tem

⁹ A Eficiência de Varrido representa, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante. (COSTA, 2014)

continuidade. O calor gerado aquece o óleo, reduzindo sua viscosidade e aumentando a pressão do reservatório, com conseqüente aumento do fator de recuperação. (COSTA, 2014)

1.2.3 Aquecimento eletromagnético

Como alternativa as técnicas de injeção de fluidos aquecidos e combustão in situ, foi desenvolvido o aquecimento eletromagnético.

O aquecimento eletromagnético é baseado na transformação de energia elétrica em térmica através da interação entre o campo eletromagnético gerado e as partículas eletricamente sensíveis do meio poroso que podem ser íons ou moléculas dipolares dos fluidos. (MANICHAND et al, 2001)

1.3 Métodos químicos de recuperação

Os métodos químicos englobam as técnicas em que ocorre alguma interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Esses métodos consistem na adição de produtos químicos à água, que objetivam gerar propriedades ou condições interfaciais que são mais favoráveis para o deslocamento do óleo. (GADELHA, 2003 e BORGES, 2009)

Gadelha (2003), ressalta que alguns métodos químicos poderiam ser enquadrados em outras categorias, como por exemplo os métodos miscíveis.

Esses métodos são aplicados para óleos com viscosidade moderada, não sendo indicado para óleos pesados com pouca mobilidade¹⁰. (BORGES, 2009)

Os principais métodos químicos são: a injeção de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão e injeção de solução alcalina. (GADELHA, 2003)

1.3.1 Injeção de Polímeros

Nessa técnica aumenta-se a viscosidade da solução injetada no reservatório, através da adição de polímeros à água de injeção, diminuindo assim a permeabilidade efetiva à água, promovendo uma diminuição da razão de mobilidade água/óleo, uniformizando a frente de avanço e melhorando a eficiência de varrido. Devido à redução da razão de mobilidade

¹⁰ A Mobilidade é a razão entre a permeabilidade e a viscosidade de um fluido. Em um esquema de injeção de fluidos é desejado que a mobilidade dos fluidos injetados sejam maiores que a do óleo, o que acarreta em maiores eficiências de varrido. (COSTA, 2014)

água/óleo, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando a eficiência de varrido (COSTA, 2014 e GADELHA, 2003 e ALMEIDA, 2004)

Os polímeros utilizados pertencem aos seguintes grupos: polímeros sintéticos, que são representados pelas poliacrilamidas, os biopolímeros, representados pela goma xantana e a glicerina, que é um subproduto da fabricação do biodiesel. (COSTA, 2014)

1.3.2 Injeção de solução de tensoativos ou surfactantes

Essa técnica consiste em se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, tornando água em um fluido miscível. O tensoativo¹¹, que também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento. (COSTA, 2014)

Essa técnica é aplicada em reservatórios com óleos de densidade média, pois para óleos muito pesados seria necessária a utilização de bancos com alta viscosidade necessitando de grande quantidade de produtos químicos de alto custo. O tamanho de um banco considerado viável pode variar em 5 a 10 % do volume poroso. (BORGES, 2009)

Os surfactantes utilizados são responsáveis por alterar as propriedades superficiais ou interfaciais entre os fluidos, sendo caracterizados por sua molécula ambifílica¹², onde uma extremidade da molécula é atraída pela água (hidrofílica) e a outra, é atraída pelo óleo, permitindo solubilizar óleo e a água. (GADELHA, 2003)

1.3.3 Injeção de microemulsão

A injeção de microemulsão ou solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade. (GADELHA, 2003 e COSTA, 2014)

11 Tensoativos, são agentes de superfície ativa ou surfactantes, são substâncias, que apresentam a propriedade de se adsorverem na superfície ou interfaces do sistema, alterando de maneira significativa as energias superficial ou interfacial livres. (GADELHA, 2003)

12 Moléculas que possuem dupla atratividade (GADELHA, 2003)

1.3.3 Injeção de solução alcalina

Nessa técnica, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, objetiva reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório certa quantidade de substância tensoativa. (COSTA, 2014)

1.4 Métodos Microbiológicos

Nesses métodos são utilizados microrganismos para promover a repressurização do reservatório através da produção *in situ* de gases, bem como a produção de ácidos, solventes e surfactantes resultantes da fermentação anaeróbica de carboidratos, para aumentar a liberação de óleo da rocha. (BORGES, 2009)

Os microrganismos utilizados são normalmente são os *Bacillus* e *Clostridium*. Essas espécies possuem bom potencial de sobrevivência nos reservatórios de petróleo, devido à resistência dos mesmos em sobreviverem sob condições adversas. Ressalta-se que parâmetros associados às propriedades das rochas e dos fluidos devem ser analisados, tais como pH, potencial de oxidação, temperatura, gases dissolvidos, geometria e tamanho dos poros, pressão, íons, minerais, sais e flora microbiológica. (BORGES, 2009)

2- Campos de petróleo da bacia de Campos

A seguir são descritas as características de alguns dos principais campos de petróleo e gás natural da bacia de Campos, que serão analisados no item 3 do presente trabalho.

2.1 Campo de Marlin

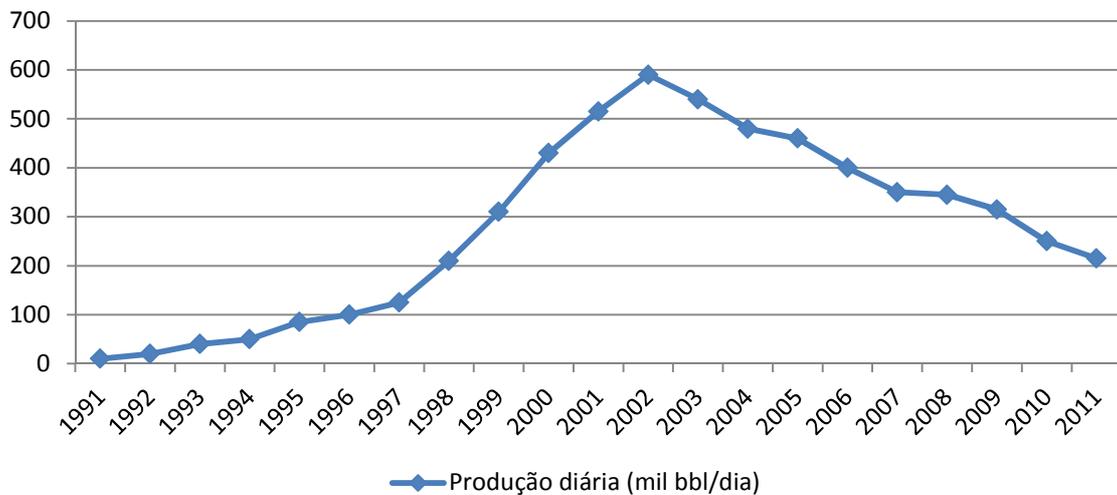
O campo de Marlin consiste em uma série de lobos submarinos coalescentes, não-confinados, resultando em vasto corpo arenoso maciço e relativamente homogêneo, de granulometria média a fina e porosidade da ordem de 25%, com espessura média de 47 m. Esse campo abriga petróleo de densidade entre 17 e 21 ⁰API. (MILANI e ARAÚJO, 200_?)

O Complexo de Marlin engloba o campo propriamente dito e os campos adjacentes de Marlim Leste e Marlim Sul, em similar contexto estratigráfico e estrutural, no conjunto

alcançando uma área de 380 km² com um volume de óleo *in place*¹³ estimado em 14 bilhões de bbl. (MILANI e ARAÚJO, 200_?)

Segundo Dias (2013), os principais mecanismos de produção desse reservatório são expansão de óleo e gás em solução. Utiliza-se a injeção de água como método de recuperação suplementar, que objetiva manter o reservatório em um nível de pressão próxima a original (Aproximadamente 20,8Mpa)

Gráfico 2.1 - Produção diária Campo de Marlin



Fonte: Adaptado Dias (2013), página 50

2.2 Campo de Barracuda

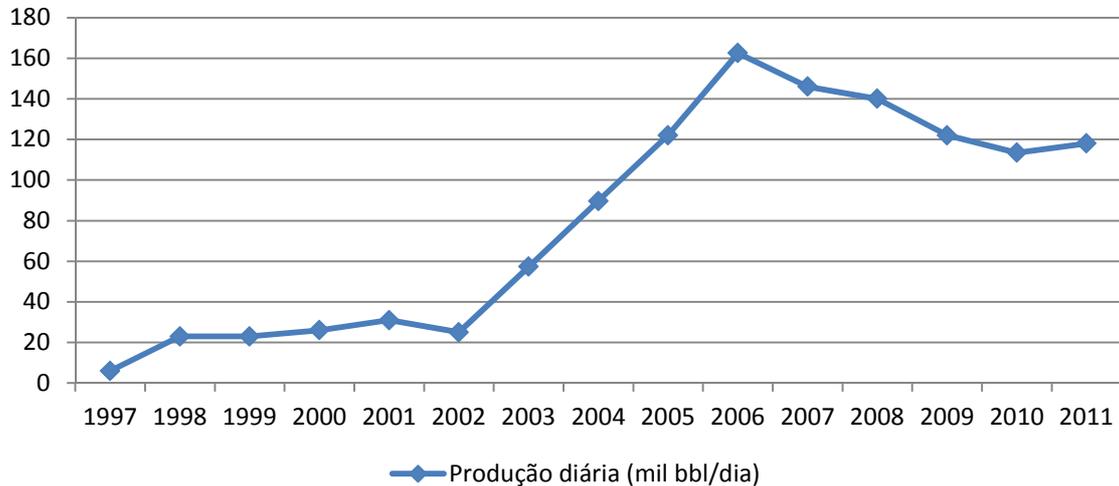
A produção do Campo de Barracuda é coletada através de duas plataformas FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*): P-43 e P-48. O escoamento da produção de óleo é realizado através de navios aliviadores. O escoamento do gás é feito através de gasodutos que interligam cada plataforma ao *Pipeline End Manifold* BR-01 (PLEM-BR-01), e deste para a Plataforma de Namorado (PNA-1), onde se incorpora ao sistema de escoamento de gás da Bacia de Campos, e segue para o Terminal de Cabiúnas - TECAB. (DIAS, 2013)

O reservatório do Campo de Barracuda abriga petróleo de densidade média de 25°API. A quantidade de óleo original *in place* em Barracuda é estimada em 2,25 x 10⁹ bbl. (DIAS, 2013)

Segundo Dias (2013), os principais mecanismos de produção desse reservatório são expansão de óleo e gás em solução. Utiliza-se a injeção de água como método de recuperação

suplementar, que objetiva manter o reservatório em um nível de pressão próxima a original (Aproximadamente 23,8Mpa)

Gráfico 2.2 - Produção diária Campo de Barracuda



Fonte: Adaptado Dias (2013), página 52

2.3 Campo de Albacora

O Campo de Albacora foi o primeiro campo “super-gigante” de águas profundas descoberto na bacia de Campos. O poço pioneiro, o 1-RJS-297, foi perfurado em 1984, em lâmina d’água de 293 m e constatou uma seção arenosa constituída por seis corpos turbidíticos empilhados, situados a profundidades entre 2.300 e 3.300 m abaixo do nível do mar. (MILANI e ARAÚJO, 200_?)

Esse campo ocupa uma área de 235 km², com uma espessura acumulada das diversas zonas portadoras de óleo de 117 m. A densidade do óleo varia entre 17 e 30 °API. O volume de óleo *in place* em Albacora é estimado em 4,5 x 10⁹ bbl. (MILANI e ARAÚJO, 200_?)

2.5 Campo de Badejo

Descoberto em 1975, o Campo de Badejo situa-se na culminância estrutural de um proeminente *horst* ao nível do embasamento, o Alto de Badejo, que se desenvolve a cerca de 70 km da costa, em área de lâmina d’água próxima aos 100 m. Esta jazida caracteriza-se pela produção de petróleo entre 27 e 33 °API. O volume de óleo *in situ* estimado é de 111 milhões de bbl. (MILANI e ARAÚJO, 200_?)

3- Aplicabilidade dos métodos de recuperação avançada nos campos de petróleo da Bacia de Campos

Nos tópicos a seguir será avaliada a possibilidade de aplicação de alguns dos métodos de recuperação avançada nos campos de petróleo *offshore*¹⁴ da bacia de Campos.

3.1 Injeção de CO₂

A injeção de CO₂, além do potencial de aumento dos fatores de recuperação de um campo, apresenta como atrativo econômico complementar os créditos de carbono¹⁵ decorrentes da injeção de CO₂ nos reservatórios de hidrocarbonetos.

A implantação de um sistema de injeção de CO₂ demanda a implantação de um módulo de captura em uma planta emissora de CO₂, um caroduto para transporte do CO₂ do ponto de captura ao ponto de injeção, e um sistema de injeção de CO₂ no reservatório.

Segundo Dias (2013), um projeto de injeção de CO₂ miscível nos campos de Marlin e Barracuda, acarretaria em um aumento no fator de recuperação desses campos em 6,5 e 8,5% respectivamente, acarretando em um volume extra de óleo recuperável de 394,88MMbbl em Marlin e 143,44MMbbl em Barracuda, o tempo extra de produção seria de 23,4 anos em Marlin e 15,4 anos em Barracuda, sendo necessário injetar 0,510 toneladas de CO₂ para a produção de 1 barril de óleo em Marlin e 0,460 toneladas de CO₂ para a produção de 1 barril de óleo em Barracuda.

As principais desvantagens da implantação de um projeto de injeção de CO₂ são os tratamentos muitas vezes necessários nos gases oriundos de fontes industriais ou naturais de CO₂ e principalmente as distâncias entre o ponto de captura e o ponto de injeção, que são normalmente grandes, o que é um problema para aplicações *offshore* em função do elevado custo de implantação do sistema de transporte de CO₂ do ponto de captura ao ponto de injeção. (MATTE, 2011)

A implantação de sistema de injeção de CO₂ *offshore* demanda a instalação de dutos submarinos, de elevado custo de instalação, para transporte do CO₂ até as plataformas de petróleo.

14 No mar

15 Segundo Naveiro (2012), o valor de credito carbono atual é de US\$10 / ton, tendendo a chegar a US\$40 no longo prazo.

Outro ponto a ser observado é que a demanda por CO₂ de um único projeto é decrescente com o tempo. Este fato cria uma dificuldade econômica ao se implantar um módulo de captura em planta emissora de CO₂, pois a demanda não é constante no tempo, não havendo garantia de demanda futura. (NAVEIRO, 2012)

Como possíveis opções de pontos de captura de CO₂ que poderiam ser utilizados para bacia de Campos, temos as siderúrgicas e termoelétricas existentes no estado do Rio de Janeiro, que se caracterizam pela intensiva geração de CO₂ em seus processos industriais.

Conforme a operação do campo prossegue, mais CO₂ é injetado, até o momento em que a frente de óleo, já misturado com CO₂, atinge os poços produtores¹⁶. A consequência é que outros elementos do projeto devem estar preparados para operar com CO₂. Somando a esse fato, a planta de processo deverá possuir equipamentos para separar o CO₂ do gás natural produzido, para que o mesmo possa ser reinjetado no reservatório. (NAVEIRO, 2012)

Pode-se dizer dessa forma, que a decisão pelo investimento um projeto de injeção de CO₂ em detrimento a outros métodos de recuperação, envolve altos custos de implantação, altos custos operacionais e longo tempo para retorno do investimento, uma vez que o óleo incremental produzido é função do tempo. (NAVEIRO, 2012)

3.2 Métodos Térmicos

Os métodos térmicos apresentam um bom potencial de aumento dos fatores de recuperação em reservatórios com óleos pesados (10 e 20 °API), o que teoricamente tornaria esses métodos recomendados para serem aplicados nos campos do complexo de Marlin (17 e 21 °API) e de Albacora (17 e 30 °API). Ocorre que as medidas de segurança que devem ser adotadas para aplicação desses métodos inviabilizam sua aplicação *offshore*, sendo portanto a possibilidade de aplicação desses métodos na bacia de Campos descartada.

3.3 Injeção de Polímeros

Dos métodos de recuperação avançada, a técnica da injeção de polímeros, é uma das poucas com possibilidade de aplicação em reservatórios *offshore*. (BORGES, 2009)

Diferentemente dos métodos miscíveis e térmicos, a implementação da injeção de polímeros não necessita de grandes investimentos para serem aplicados em campos de

petróleo, especialmente quando já se dispõe de instalações para injeção de água no reservatório, que é o caso da quase que totalidade dos campos da bacia de Campos.

Outro ponto positivo da injeção de polímeros é que as soluções poliméricas têm viscosidade elevada mesmo com baixas concentrações, o que ajuda a reduzir os custos operacionais dessa técnica. (COSTA, 2014)

Como produto a ser utilizado na aplicação desse método existe a glicerina bruta, subproduto da síntese do biodiesel (GARCIA et al, 200_?). Como a PETROBRAS, operadora da maioria dos campos de petróleo da bacia de Campos também é produtora de biodiesel, a mesma teria um acesso a esse insumo facilitado.

Com relação a aplicação da injeção de polímeros na bacia de Campos, porem, existe a ressalva que esse método é mais eficiente em reservatórios com óleo com viscosidade moderada, que não é o caso da maioria dos reservatórios da bacia de Campos, que produzem óleo normalmente com viscosidades elevadas. Esse fato limita o aumento dos fatores de recuperação (Aumento inferior à 5%), caso esse método fosse utilizado na bacia de Campos.

3.4 Métodos Microbiológicos

Os métodos microbiológicos apresentam como vantagem o fato de demandarem mínimas alterações nas facilidades de produção e operação o que tornaria esse método um candidato a aplicações *offshore*. Ocorre que a restrição da utilização desses métodos em reservatórios com salinidades acima de 10% (BORGES, 2009) inviabiliza sua aplicação nos campos de petróleo da bacia de Campos.

Conclusão

Conforme visto, os únicos métodos de recuperação avançada possíveis de serem empregados nos campos de petróleo *offshore* da bacia de Campos são a injeção de CO₂ e a injeção de polímeros.

Com relação à injeção de polímeros, essa técnica tem potencial de ser empregada para aumento da vida útil e dos fatores de recuperação dos reservatórios de hidrocarbonetos da bacia de Campos com baixo investimento, porem como visto o potencial de aumento da produção é limitado. Dessa forma, a aplicação da técnica da injeção de polímeros nos campos de petróleo da bacia de Campos não tem condições de substituir a necessidade de desenvolvimento dos campos do pré-sal para manutenção dos volumes produzidos.

No caso da injeção de CO₂, a necessidade de investimento em sistemas de captura e transporte de CO₂ dos pontos de captura aos pontos de injeção, elevam demasiadamente o investimento necessário, reduzindo consideravelmente as margens de lucro, tornando essa técnica de recuperação suplementar pouco atrativa economicamente quando comparada ao desenvolvimento dos campos do pré-sal, que apresentam melhores taxas de retorno.

Dessa forma o desenvolvimento de projetos de injeção de CO₂ *offshore* somente seria indicado para os casos de reservatórios ricos em CO₂, uma vez que nesse caso os custos com a captura e transporte do CO₂ seriam eliminados. Esse fato torna a injeção de CO₂ especialmente indicada para os campos de petróleo do pré-sal da bacia de Santos, que segundo Naveiro (2012) são ricos em CO₂. Como o CO₂ é produzido na corrente do gás natural, e este necessita ser retirado do gás para especificação do gás natural para venda, os sistemas de produção do pré-sal necessitam de sistemas para separação do CO₂ da corrente de gás natural independentemente do método de recuperação que está sendo empregado, dessa forma a implantação de sistemas de injeção de CO₂ nos campos do pré-sal da Bacia de Santos se resumiria na instalação de sistema de compressão e construção de poços injetores.

Referências

ALMEIDA, Alberto Sampaio. **Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo**. Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão, Clube de Engenharia, Rio de Janeiro/RJ, 2004.

BORGES, Sarah Maria Santana. **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) com a Utilização da Glicerina Bruta (GB) co-produto da produção de Biodiesel**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Química da Universidade Federal da Bahia, Salvador/BA, 2009.

BRESSAN, Lia Weigert. **Recuperação Avançada de Petróleo**. Apresentação, Centro de Excelência em pesquisa sobre armazenamento de carbono, PUCRS, Porto Alegre/RS, 2008.

COSTA, Semuel Ebenézer Dantas. **Recuperação Avançada do Petróleo em Meio Poroso através de Soluções Poliméricas**. Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Química, do Centro de Tecnologia, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal/RN, 2014.

DIAS, Felipe Sant'Anna. **Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (CCGS) como Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) aplicado à Bacia de Campos**. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.

GADELHA, Karla Silvana Menezes de Sousa. **Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo**. Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Química, do Centro de Tecnologia, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Natal/RN, 2003.

GARCIA, Delaynne T.G.F, PEDROSA, Carlos Alexandre e PIRES, Adolfo P.. **Recuperação Avançada de Petróleo pela Injeção de Glicerina Bruta em Reservatórios de Múltiplas Camadas**. Anais do 1º Congresso de Matemática Aplicada Computacional da Região Sudeste – I CMAC Sudeste, 2007.

MANICHAND, R. N et al. **Avaliação da Injeção de Água Associada ao Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Petróleo**. 1º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás UFRN – SBQ Regional RN, Natal/RN, 2001.

MATTE, Alexandre da Cunha. **Métodos Especiais de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Dióxido de Carbono Gasoso e seus Processos Derivativos**. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2011.

MILANI, Edison José e ARAÚJO, Laury Medeiros. **Recursos Minerais Industriais e Energéticos - Recursos Minerais Energéticos: Petróleo**. 2007.

NAVEIRO, Jaime Turazzi. **Presença de CO₂ em Projetos de Desenvolvimento de Campos De Petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso**. Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica pelo Departamento de Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Rio de Janeiro/RJ, 2012.

RIBEIRO, Maria Teresa. **A Utilização de CO₂ para Enhanced Oil Recovery (EOR)**. Conferência Armazenamento de CO₂ no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Oportunidade na CPLP, Lisboa/PO, 2013.