

1 Introdução

O desenvolvimento de um campo de petróleo pode ser dividido em três fases. Durante a exploração, poços são perfurados com o objetivo de descobrir e delimitar a reserva. Na etapa de desenvolvimento da produção o projeto é implantado, ou seja, a plataforma de produção é instalada e conectada aos poços já perfurados e completados. A última e mais longa fase, denominada de manutenção da produção, abrange todo o período de operação, desde o início da produção até o abandono do campo. Durante essas fases existe uma seqüência de opções (flexibilidades) que podem ser exercidas ou não, como, por exemplo, perfurar o poço exploratório pioneiro, perfurar poços para a delimitação do campo, investir em informações adicionais, desenvolver o projeto, parar temporariamente a produção e abandonar o campo. A teoria das opções reais já foi aplicada em outros estudos desenvolvidos na indústria do petróleo, os quais, em geral, estavam relacionados com a valoração dessas opções¹. Entretanto, existe outro tipo de flexibilidade que pode ser incorporado ao projeto e tornar-se útil durante o período de manutenção da produção.

O objetivo desta dissertação foi o de propor uma metodologia de análise de projetos de investimento da área de E&P de petróleo, com foco na região conhecida como pré-sal, para quantificar o valor da flexibilidade decorrente da existência de uma sonda dedicada para *workover* na plataforma de petróleo. O termo *workover* refere-se às intervenções nos poços que têm como objetivo a manutenção da produção de óleo e/ou gás. Esse termo engloba, dentre outras, as operações de restauração, estimulação e limpeza de incrustações², as quais são realizadas através de uma sonda. Uma sonda pode ter capacidade de realizar intervenções e perfurações de novos poços ou apenas intervenções. Neste estudo foram considerados apenas os ganhos relativos às intervenções para manutenção

¹ No tópico 2.1 os tipos de opções são discutidos.

² O termo incrustação se refere às obstruções dos poços através de materiais com origem orgânica como as parafinas e os asfaltenos ou inorgânica como o sulfato de bário e o carbonato de cálcio.

da produção, ou seja, aquelas que evitam perda de produção futura. Desse modo, as operações de perfuração de novos poços ou desvios em poços existentes não foram avaliadas.

Atualmente, no Brasil, a maior parte do óleo é produzida por meio de plataformas do tipo FPSO, entretanto o modelo de produção baseado em plataformas com sonda própria já foi implantado na Bacia de Campos e é utilizado por outras empresas petrolíferas como, por exemplo, Shell e Exxon no Golfo México e no Mar do Norte. Alguns fatores justificam essa preferência, como, por exemplo, a maior experiência da Petrobras com esse tipo de unidade e o menor investimento requerido em relação aos sistemas de produção com plataformas dotadas de sonda própria, pois nesse caso geralmente é necessária uma plataforma adicional. Entretanto, a escolha de concepções baseadas em sistemas de produção com plataformas dotadas de sonda dedicada pode reduzir a demanda por recursos críticos, como, por exemplo, linhas e sondas de intervenção.

Em plataformas do tipo FPSO, que não possuem sonda própria, havendo uma falha em um poço e, conseqüentemente, a necessidade de intervenção com sonda, deve ser contratada uma plataforma no mercado para realizar a operação. Em março de 2010, por exemplo, a Petrobras contratou uma plataforma com sonda para atuação em águas profundas por uma taxa diária de aproximadamente US\$ 450.000 (Siqueira, 2009). Plataformas de produção que possuem sonda acoplada à própria unidade, como, por exemplo, TLP, TLWP, SPAR e FPDSO tornam o sistema de produção mais flexível e ágil para responder às necessidades de intervenção, permitindo o gerenciamento ativo do reservatório e o aumento da produtividade e do fator de recuperação³ do reservatório.

O custo de uma intervenção com sonda de uma plataforma contratada no mercado é significativamente maior. Portanto, para que esse tipo de intervenção seja economicamente viável torna-se necessário que o ganho proporcionado seja maior. Em outras palavras, é requerido maior preço do petróleo ou maior perda de produção para justificar as intervenções nos sistemas de produção com plataformas desprovidas de sonda. Além disso, as operações de intervenção com uma sonda contratada no mercado dependem da disponibilidade desse recurso e

³ Fator de recuperação é a razão entre o volume que se espera produzir de óleo ou gás e o volume de óleo ou gás original existente em um determinado reservatório (Thomas, 2001).

são mais complexas e demoradas. Por último, numa empresa em que existem vários poços em produção pode haver competição pela sonda de modo que o tempo entre a decisão de intervir e o início da intervenção se torne considerável.

O valor da flexibilidade proporcionada pelo fato de a sonda estar disponível na plataforma depende de diversos fatores, como, por exemplo, da diferença de investimento nas plataformas, nos poços e em coleta das duas concepções (com e sem sonda dedicada), da taxa diária da sonda de mercado, do preço do petróleo, da probabilidade de ocorrência de problemas operacionais nos poços, como, por exemplo, falhas em equipamentos e incrustações, da disponibilidade de sonda e, por último, do tamanho do impacto da falha na produção do poço. Quanto maior a probabilidade de ocorrência de falhas e a taxa diária da sonda de mercado, por exemplo, maior seria o valor da flexibilidade. Já a probabilidade de ocorrência desses problemas depende de diversas características específicas do projeto, como, por exemplo, reservatório, óleo, pressão, temperatura e, até mesmo, do desenvolvimento de novas tecnologias⁴. Portanto, a questão é bastante complexa e envolve diversas fontes de incerteza.

O método escolhido para a valoração da flexibilidade foi a simulação de Monte Carlo. O problema foi construído como uma seqüência de opções reais européias em que a cada instante de tempo é sorteada a ocorrência de um novo problema operacional (falha) em um poço produtor, o qual provocaria uma redução na produção deste. As falhas consideradas podem ser solucionadas apenas através de uma intervenção com sonda. No caso de haver um novo problema operacional é avaliada a viabilidade de exercer a opção de intervir, desconsiderando, entretanto, por simplificação, a possibilidade de exercê-la no futuro. Para isso o ganho com a redução da perda futura de produção é comparado com o custo da intervenção. Se o primeiro for maior a decisão ótima é a de intervir no poço, caso contrário esse problema é transferido para o período seguinte.

Como a vantagem de disponibilizar uma sonda na própria plataforma consiste na flexibilidade proporcionada por esta, a teoria de opções reais torna-se mais adequada. Essa recente metodologia, cujo primeiro livro texto, *Investment under Uncertainty*, foi lançado em 1994, é mais realista em relação ao tradicional

⁴ A completação inteligente, por exemplo, permitiria o melhor gerenciamento da produção dos poços (Almeida, 2007).

método do FCD, pois considera as incertezas e as flexibilidades (opções) existentes.

As principais motivações para este estudo consistem na atualidade e importância do tema e na dificuldade em valorar tal flexibilidade pelo método tradicional. Recentemente a Petrobras negociou o contrato de construção da primeira plataforma do tipo TLWP no Brasil, a qual será utilizada para o desenvolvimento do campo de Papa-Terra, situado na bacia de Campos. Além disso, as incertezas existentes nos campos do pré-sal podem tornar essa flexibilidade ainda mais valiosa, havendo inclusive a possibilidade de essa concepção ser utilizada na região. De acordo com Formigli et al (2009), os benefícios decorrentes da utilização de plataformas com sonda própria nos campos do pré-sal resultam da melhor garantia de escoamento do óleo, menor deposição de hidratos (permitindo a operação com alto RGO⁵), agilidade nos *workovers* (intervenções), redução do custo de investimento nas linhas de escoamento e aumento do fator de recuperação.

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. Neste foram apresentados, o problema, as motivações e o objetivo do estudo. No capítulo 2 são discutidas as principais idéias da teoria das opções reais. São abordados os temas processos estocásticos e simulação de Monte Carlo, os quais foram utilizados, respectivamente, para modelar o preço do petróleo, a taxa diária da sonda e a ocorrência das falhas e para valorar a opção real. No capítulo 3 são examinadas as vantagens e desvantagens relacionadas aos sistemas de produção com e sem sonda própria, os diferentes tipos de plataforma, os tipos de falha que podem originar a necessidade de intervenção com sonda no poço, outros trabalhos relacionados a esse tema e, por último, a possibilidade de utilização de plataformas com sonda própria na área conhecida como pré-sal. No capítulo 4 é apresentada a proposta de metodologia, ou seja, o modelo de análise de investimento que considera a flexibilidade resultante da disponibilidade de uma sonda de intervenção na plataforma. No capítulo 5 a metodologia é aplicada a um estudo de caso na região do pré-sal. No capítulo 6 são apresentados os resultados, conclusões e possíveis melhorias ou desdobramentos deste trabalho. Por último, no capítulo 7, são listadas as referências bibliográficas utilizadas.

⁵ RGO é a relação entre as vazões de gás e óleo medidas nas condições de superfície.