

## 4 Metodologia Proposta

### 4.1. Introdução

A metodologia proposta para a valoração da flexibilidade decorrente da existência de uma sonda dedicada para intervenção numa plataforma de petróleo consiste no cálculo da diferença entre o valor do projeto nas concepções completação seca e molhada, lembrando que no último caso existe a opção de contratar no mercado uma plataforma com sonda para realizar as intervenções. Caso essa diferença seja positiva, o ganho proporcionado pela flexibilidade é maior do que o custo de incorporá-la ao projeto, ou seja, a maior produção propiciada pelo gerenciamento ativo da produção é suficiente para compensar o maior investimento requerido na completação seca. O valor do projeto, considerando a opção de intervenção, é a média da distribuição de VPL com flexibilidade (opção real) obtida através da simulação de Monte Carlo, a qual foi realizada com o auxílio do programa @Risk versão 5.5. A escolha desse método se justifica diante das diversas incertezas incorporadas ao modelo, as quais podem ser divididas em incertezas de mercado e técnica. Vale ressaltar que foi utilizada a simulação neutra ao risco. O cálculo das curvas de produção de cada um dos poços para cada iteração e alternativa (completação seca e molhada), considerando as falhas, as intervenções e as particularidades de cada concepção, foi feito através de um programa desenvolvido em VBA.

O problema foi modelado através de uma seqüência de opções reais européias. Durante todo o período de produção, para cada instante de tempo foi determinada a probabilidade de ocorrência de um problema operacional ou uma falha nos poços produtores, a qual levaria à redução da produção deste e à necessidade de intervenção com sonda. No caso de haver uma falha em um instante de tempo  $t$  qualquer é verificada a viabilidade de exercer a opção de intervir no poço para cada uma das alternativas, ou seja, completação molhada e seca. Para isso são calculados o benefício e o custo relacionados à intervenção

nesse instante de tempo para os dois sistemas. O benefício decorre da possibilidade de evitar perda futura de produção e o custo é igual ao produto entre a taxa diária da sonda e a duração da intervenção no caso da completação molhada e ao produto entre o custo adicional de operação por dia da sonda dedicada e a duração da intervenção no caso da completação seca. Caso o ganho por intervir seja menor que o custo, a intervenção não é realizada em  $t$  e o problema é transferido para o período seguinte ( $t + 1$ ) e assim por diante. O cálculo do ganho e do custo continua até o momento em que o exercício da opção se torna viável ou então até o fim da produção. Podem existir falhas em que o ganho por exercer a opção é sempre menor em relação ao custo da intervenção. Nesse caso a decisão ótima seria a de não intervir no poço.

No caso de valer a pena exercer a opção, no momento em que a intervenção é concluída a produção do poço retorna ao patamar esperado, que na verdade é um pouco maior em relação ao potencial determinado inicialmente para aquele instante de tempo. Foi adotada a premissa simplificadora de que a perda de produção devido à falha é recuperada em dez anos. Desse modo, a diferença entre a produção potencial do poço e a real (com falha) foi distribuída igualmente para cada um dos cento e vinte meses após a conclusão da intervenção.

O impacto na curva de produção varia de acordo com o tipo de falha sorteado. Nesse estudo foi adotada como simplificação a existência de dois tipos de impacto. O primeiro provocaria a interrupção imediata na produção do poço enquanto o segundo reduziria gradualmente a produção até zero. Problemas relacionados à incrustação tendem a diminuir a produção gradativamente. Já as falhas mecânicas e os hidratos interromperiam imediatamente a produção do poço.

Algumas premissas adicionais foram estabelecidas, como, por exemplo, a curva de produção total potencial é a mesma para as duas alternativas de sistema de produção (completação seca e molhada), assim como, o número de poços, a produção potencial por poço, a data de início da produção de cada poço, o número de falhas de cada poço e, até mesmo, o momento em que ocorrem as falhas. Foi considerada ainda a impossibilidade de serem realizadas operações simultâneas de intervenção nos poços. Ou seja, para dar início à intervenção em um poço é necessário esperar o fim da intervenção em outro poço no qual a falha tenha ocorrido em um momento anterior. Além disso, no caso de duas falhas serem

sorteadas no mesmo instante de tempo, o poço com maior produção é priorizado e, por último, durante uma intervenção a produção do poço é reduzida para zero.

Como simplificação, foi utilizado o mesmo cronograma de entrada em produção para os poços das duas alternativas. A perfuração dos poços deve ser realizada por um navio sonda nas duas concepções, pois a sonda dedicada considerada neste estudo tem capacidade de intervir e completar apenas. Enquanto a perfuração dos poços de completção molhada pode ser feita por mais de uma sonda simultaneamente, o tempo de completção é menor no caso da completção seca. Foi considerado nessa dissertação que os efeitos desses fatores se anulam. Além disso, a curva de produção potencial e a probabilidade de falha são iguais para as duas concepções.

Para o cálculo do valor do projeto em cada uma das concepções foram construídos dois fluxos de caixa, um para a alternativa completção seca e outro para a alternativa completção molhada. A tabela 4 mostra o esquema do fluxo de caixa utilizado na análise. O modelo considera a periodicidade mensal dos dados. Foram realizadas algumas simplificações em relação à realidade, principalmente quanto às questões tributárias, como, por exemplo, a não inclusão da participação especial.

Tabela 4 – Fluxo de Caixa Adotado na Análise

Componente do Fluxo	Cálculo
(+) Receita bruta	Preço do petróleo*Produção em bbl
(-) Investimento não depreciável	
(-) Custo operacional fixo	
(-) Custo operacional variável	
(-) Custo de abandono	
(-) Royalties	Receita bruta*10%
(-) Depreciação	(Investimento depreciável / Vida contábil) / (1+inflação)^tempo
= Receita Líquida	
(-) IR e CSLL	Receita líquida*34%
(+) Depreciação	
(-) Investimento depreciável	
= <b>Fluxo de Caixa</b>	

## 4.2. Incertezas de Mercado

As incertezas de mercado incorporadas no modelo foram o preço do petróleo e a taxa diária de sonda para intervenção nos poços de completção molhada. O preço do petróleo foi modelado por um MGB e a taxa de sonda por um MGB correlacionado ao preço do petróleo. Adicionalmente, foi realizada uma simulação com o modelo de Marlim<sup>19</sup>, que combina reversão à média com saltos.

A figura 16 apresenta a evolução histórica do petróleo *Brent* e da taxa diária de sonda. Os dados utilizados referem-se ao período entre 1982 e 2009 e possuem periodicidade anual. Os valores da série histórica do petróleo *Brent* foram retirados do *site* da *U. S. Energy Information Administration* e os valores da taxa de sonda de um banco de dados interno da Petrobras, o qual possui valores históricos de contratos de sonda no mercado mundial. Por motivo de confidencialidade, os valores históricos da taxa de sonda não foram apresentados. Nos últimos anos a taxa de sonda acompanhou o valor do óleo *Brent*, porém com certa defasagem temporal. Esse fato pode ser explicado pela rigidez nos contratos de sonda que, ao contrário do petróleo *Brent*, não possui cotação diária na bolsa.

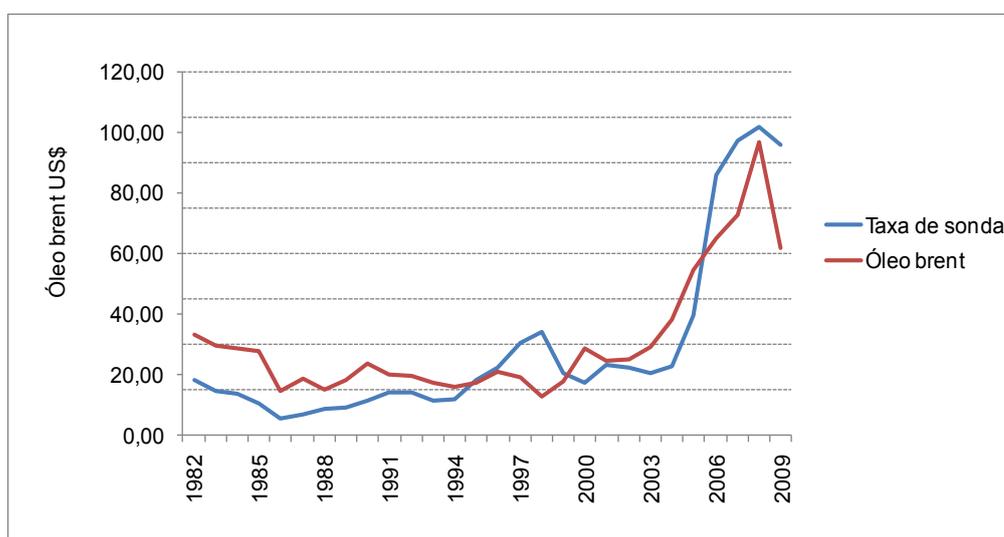


Figura 16 – Evolução Histórica do Óleo *Brent* e da Taxa de Sonda

O petróleo *Brent* foi utilizado como referência para o preço do óleo utilizado nesse estudo. A taxa livre de risco real assumida na modelagem foi de

<sup>19</sup> Para mais detalhes ver [http://www.puc-rio.br/marco.ind/sim\\_stoc\\_proc.html](http://www.puc-rio.br/marco.ind/sim_stoc_proc.html).

6% ao ano<sup>20</sup>, a qual foi utilizada em Dias (2005), sendo o mesmo valor assumido para a taxa de conveniência. Desse modo, foi obtido um processo neutro ao risco com tendência igual a zero, ou seja,  $r - \delta = 0$ . De acordo com Dixit e Pindyck (1994) um valor razoável para a volatilidade anual do preço do petróleo estaria entre 0,15 e 0,25. Nesse estudo foi utilizado  $\sigma = 0,2$ .

A equação 4.1, deduzida no tópico 2.3, foi utilizada para simular o preço do petróleo.

$$P_t = P_{t-1} \exp \left[ (r - \delta - 0,5\sigma^2) \Delta t + \sigma N(0,1) \sqrt{\Delta t} \right] \quad (4.1)$$

Onde  $P_t$  é o óleo *Brent* simulado no instante de tempo  $t$ ,  $r$  a taxa livre de risco,  $\delta$  a taxa de conveniência,  $\sigma$  a volatilidade,  $\Delta t$  a variação do tempo e  $N(0,1)$  a distribuição normal padrão.

Para o MGB correlacionado da taxa diária de sonda para *workover* foi estimada uma correlação entre o preço do petróleo e a taxa de sonda. Para isso foram utilizadas séries históricas do preço do petróleo e da taxa de sonda para diferentes lâminas de água. Devido a pouca quantidade de dados obtidos para lâminas de água acima de 2.000 metros, foram utilizadas as séries de taxa de sonda para lâminas de água inferiores. A equação 4.2 foi utilizada para simular a taxa diária de sonda. A volatilidade desse processo foi considerada igual à utilizada para o óleo *Brent*.

$$S_t = S_{t-1} \exp \left[ (r - \delta - 0,5\sigma^2) \Delta t + \sigma N(0,1)_S \sqrt{\Delta t} \right] \quad (4.2)$$

Onde  $S_t$  é a taxa diária da sonda no instante de tempo  $t$ ,  $r$  a taxa livre de risco,  $\delta$  a taxa de conveniência, que para a taxa de sonda é zero,  $\sigma$  o desvio-padrão,  $\Delta t$  a variação do tempo e  $N(0,1)_S$  a distribuição normal padrão.

A inclusão da correlação no modelo foi feita a partir da combinação entre a distribuição normal padrão sorteada para o preço do petróleo e de uma nova

<sup>20</sup> Atualmente a taxa remuneração das LTN e NTN-F com prazo de vencimento mais longo está em torno de 12% ao ano.

normal padrão sorteada para a taxa de sonda. A equação 4.3 apresenta a fórmula utilizada, deduzida no tópico 2.3.

$$N(0,1)_S = N(0,1)_P \cdot \rho + N(0,1) \cdot \sqrt{(1-\rho^2)} \quad (4.3)$$

Onde  $N(0,1)_S$  é a normal padrão correlacionada,  $\rho$  é a correlação entre as séries,  $N(0,1)_P$  é a normal padrão sorteada para o petróleo *Brent* e  $N(0,1)$  é outra normal padrão independente.

### 4.3. Incertezas Técnicas

As incertezas técnicas consideradas foram a probabilidade de ocorrência de falhas, o tempo de espera pela sonda e a duração da operação de intervenção.

A probabilidade adotada engloba todos os possíveis problemas operacionais considerados nesse estudo, ou seja, formação de hidrato, incrustações orgânicas (deposição de parafina e asfalto) e inorgânicas (carbonato de cálcio, sulfato de bário e cálcio), produção excessiva de água e falha mecânica. Problemas relacionados à produção excessiva de areia e gás não seriam tão significativos no pré-sal. No caso de em determinado instante de tempo ocorrer uma falha ou problema operacional no poço, é sorteado o tipo de impacto na curva de produção. Se o impacto for brusco a produção do poço é reduzida para zero no momento em que ocorreu a falha, caso contrário é sorteado o número de meses em que a produção do poço tende a zero, o qual varia de acordo com o tipo de falha. O tempo entre o início da falha e a interrupção total da produção segue uma distribuição triangular. A redução na produção foi considerada linear. A figura 17 mostra um problema real de incrustação em um poço produtor situado na Bacia de Campos. O tempo entre o início da falha e o momento em que o poço parou de produzir foi de aproximadamente um ano. A perda de produção de óleo nesse período foi de aproximadamente 2,5 milhões de barris.

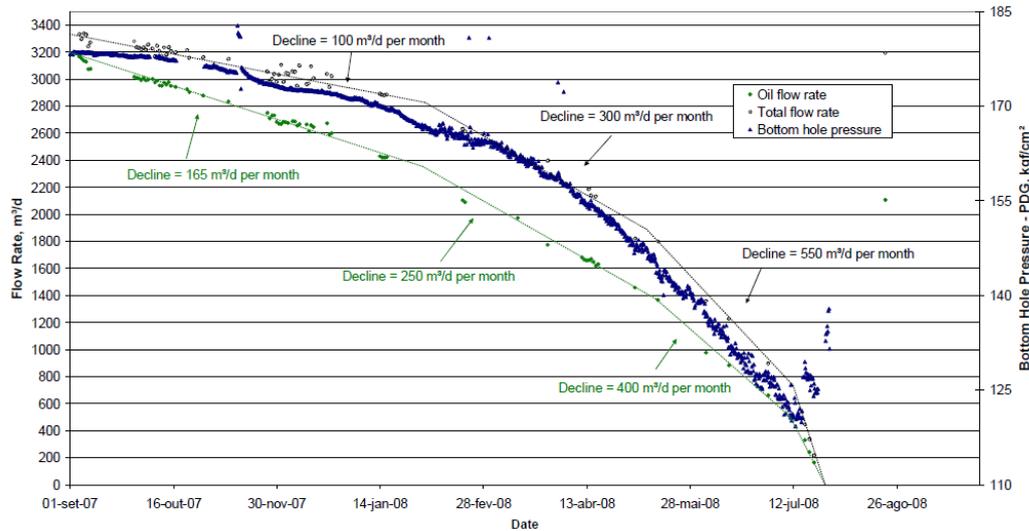


Figura 17 – Exemplo do Impacto de uma Incrustação na Produção de um Poço  
Fonte: Gomes et al (2010).

A probabilidade de ocorrência de um problema operacional que levaria à necessidade de intervenção com sonda foi modelada por um processo não homogêneo de Poisson. O processo de Poisson é tipicamente utilizado para representar a ocorrência de eventos raros. A equação 4.4, apresentada na seção 2.2.3, mostra o cálculo da probabilidade de ocorrência de uma falha em cada instante de tempo (Dixit e Pindyck, 1994).

$$P[N_{t+\Delta t} - N_t = 1] = \lambda(t)\Delta t \quad (4.4)$$

Onde  $\lambda(t)$ , a frequência de ocorrência de problemas operacionais por ano, é função do tempo e  $\Delta t$  o intervalo de tempo. Como a periodicidade do fluxo de caixa é mensal e o parâmetro de escala é anual,  $\Delta t = 0,0833$ .

A frequência de problemas operacionais  $\lambda(t)$  foi modelada pela equação 4.5, deduzida no tópico 2.3. Esta equação representa o comportamento da taxa de falhas no tempo para uma distribuição de *Weibull*. O processo obtido é conhecido na literatura como processo de *Weibull* (Yu et al 2008).

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \quad (4.5)$$

Onde  $\lambda(t)$  é a taxa de falha no instante de tempo  $t$ ,  $\beta$  o parâmetro de forma determinístico e  $\eta$  o parâmetro de escala estocástico, modelado através de uma distribuição triangular.

O parâmetro de escala, que pode ser visto como uma estimativa do tempo médio entre intervenções possui comportamento estocástico na simulação, pois ainda há bastante incerteza quanto à garantia de escoamento na região do pré-sal. O início da produção nessa área se deu em maio de 2009 com o teste de longa duração de Tupi.

Além disso, a probabilidade de ocorrência das falhas foi modelada como sendo igual a zero no caso de a produção do poço já estar restringida por uma falha ocorrida em um instante de tempo anterior.

O tempo de espera pela sonda é o tempo entre o momento em que foi tomada a decisão de exercer a opção de intervir no poço e o início da intervenção. Geralmente, uma sonda que opera em poços submarinos possui um cronograma de intervenções e, por isso, não está imediatamente disponível quando ocorre uma falha no poço.

O tempo de espera pela sonda é um parâmetro que só faz sentido para a alternativa completação molhada, já que no caso da completação seca a sonda se encontra disponível para realizar as operações de intervenção durante todo o período de produção. No caso de falha em um poço, quanto maior o número de sondas disponíveis e a produção do poço em que ocorreu o problema menor seria o tempo de espera. Neste estudo não foi realizada uma análise de otimização do cronograma das sondas. Entretanto, foi considerado a natureza estocástica dessa variável através de uma distribuição triangular.

A duração da intervenção é definida como o tempo necessário de operação da sonda no poço para solucionar o problema operacional deste e é função da complexidade do problema e do tipo do poço. Caso seja do tipo completação seca a intervenção pode ser feita em menor tempo. Para representar esses fatores essa variável também foi modelada através de uma distribuição triangular, com parâmetros menores no caso do poço ser do tipo completação seca.