

## **5**

### **Aplicação da Metodologia**

#### **5.1.**

##### **Introdução**

A metodologia proposta foi empregada em um projeto de investimento hipotético localizado no pré-sal. As estimativas dos investimentos e dos custos operacionais foram feitas de modo bastante simplificado para cada uma das duas alternativas. As concepções analisadas foram FPSO com poços de completação molhada e FPSO +TLWP com todos os poços de completação seca interligados à TLWP, o que possibilita o fácil acesso com a sonda. Para os dois sistemas de produção foram considerados, simplificada, oito poços produtores interligados à plataforma e quatro poços injetores. A capacidade de processamento da plataforma é de 100.000 barris de óleo por dia. Foram modeladas apenas as falhas nos poços produtores, entretanto o custo dos poços injetores foi considerado. O escoamento do óleo e do gás é feito por meio de navios aliviadores e gasoduto, respectivamente.

A depleção natural da produção de cada um dos poços foi incorporada ao modelo através de um declínio exponencial constante de 10% ao ano (0,8% ao mês). A periodicidade dos dados é mensal, os vetores monetários foram alocados no final de cada mês e o período de produção analisado é de 25 anos, com início da produção em janeiro de 2013. A tabela 5 apresenta o cronograma de entrada em produção e o pico de produção de cada um dos poços. Para as duas alternativas foram utilizados os mesmos valores.

Tabela 5 – Cronograma e Pico de Produção dos Poços Produtores

Poço produtor	Mês de início da produção	Data de início da produção	Pico da produção (barril)
1	1	jan/13	15.000
2	3	mar/13	14.000
3	6	jun/13	13.000
4	9	set/13	13.000
5	11	nov/13	12.000
6	14	fev/14	12.000
7	16	abr/14	11.000
8	18	jun/14	10.000

O pico da produção potencial de cada poço é atingido logo no primeiro mês de produção e a partir do segundo mês começa a ser aplicado o decaimento exponencial. Devido à defasagem na entrada dos poços, o pico de produção total potencial é atingido apenas no décimo oitavo mês e é igual a 93.231 barris por dia (figura 18).

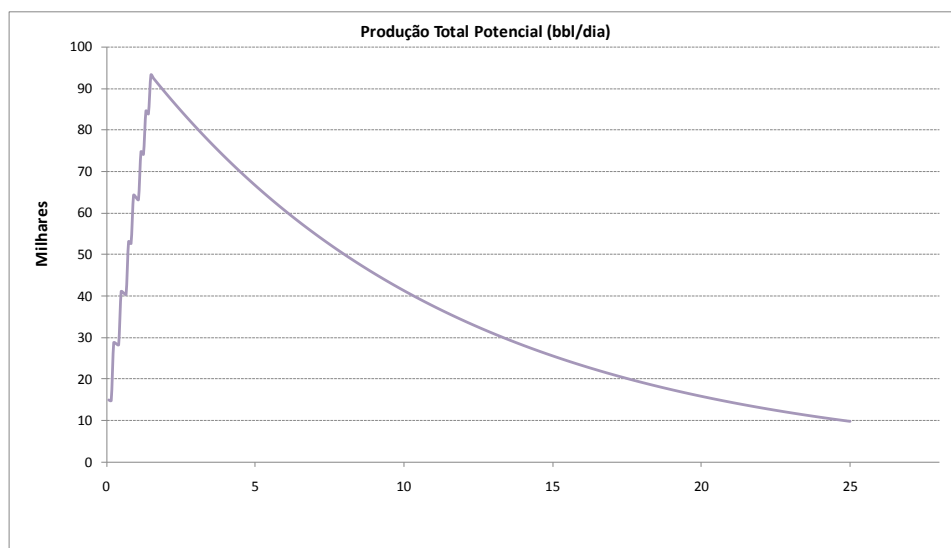


Figura 18 – Curva de Produção Total Potencial

Em todas as análises realizadas algumas premissas foram mantidas fixas. A tabela 6 apresenta essas premissas e os valores de cada uma delas. Para todas as variáveis da tabela foram utilizados os mesmos valores para as duas alternativas de investimento, exceto o custo operacional adicional devido à operação da sonda

dedicada e a taxa diária da sonda para intervenção nos poços de completação molhada, que fazem sentido apenas no caso da completação seca e molhada, respectivamente.

Tabela 6 – Premissas Gerais do Estudo de Caso

Variável	Valor
Número de poços produtores	8
Número de poços injetores	4
Período de produção	25 anos
Declínio exponencial da produção	0,8% ao mês
Cronograma de entrada dos poços	Ver tabela 6
Produção por poço	Ver tabela 6
Investimento total Completação Molhada	4,5 bilhões de US\$
Investimento total Completação Seca	4 bilhões de US\$
Distribuição temporal do investimento	1º ano: 10% 2º ano: 50% 3º ano: 40%
Investimento depreciável	70% do investimento total
Custo operacional fixo	70 milhões de US\$/ano
Custo operacional variável	5 US\$/barril
Custo de abandono	100 MM US\$
Acréscimo de custo operacional (sonda dedicada em operação)	20.000 US\$/dia
Taxa livre de risco (taxa de desconto)	6% ao ano
<i>Convenience yield</i> para o óleo <i>Brent</i>	6% ao ano
<i>Convenience yield</i> para a taxa de sonda	0% ao ano
Volatilidade do óleo <i>brent</i> e da taxa de sonda	20% ao ano
Correlação entre óleo <i>brent</i> e a taxa de sonda	25%
Valor corrente do óleo <i>brent</i>	74,46 US\$/barril
Taxa de sonda corrente	500.000 US\$/dia
Parâmetro de forma da Weibull	0,8428
Meses até a produção do poço parar no caso de falha gradual	Distribuição triangular (5,15,25)
Alíquota de royalties	10%
Alíquota de IR e CSLL	34%
Vida Contábil do investimento depreciável	15 anos

O investimento total das alternativas completação molhada e seca foi de 4 e 4,5 bilhões de dólares respectivamente. O investimento pode ser subdividido em depreciável e não depreciável. Os itens depreciáveis representam a maior parcela de um projeto típico de E&P *offshore* e são referentes à plataforma, coleta e escoamento. Neste estudo de caso os investimentos depreciáveis representam 70% do investimento total. Os itens não depreciáveis são referentes à perfuração e completação dos poços. Os custos operacionais fixos correspondem às atividades de manutenção da plataforma, apoio logístico, paradas de produção e embarcações de apoio, dentre outros. Os custos operacionais variáveis compreendem o tratamento do óleo, produtos químicos, dentre outros e variam de acordo com a produção. Para as duas alternativas os custos operacionais variáveis e fixos foram de 5 US\$/barril e 50 milhões de US\$ por ano, respectivamente. Os custos de intervenção foram considerados à parte e incorporados no momento em que é tomada a decisão de intervir, sendo calculados através da multiplicação da duração da intervenção pelo custo diário da intervenção. Já o custo de abandono foi alocado no mês posterior ao último mês de produção e compreende a desconexão e remoção das plataformas, das linhas e das cabeças dos poços e o tamponamento dos poços. A taxa livre de risco, as taxas de conveniência, a volatilidade, a correlação entre o óleo *Brent* e a taxa de sonda e o valor corrente do óleo *Brent* e da taxa de sonda foram utilizados na simulação neutra ao risco do óleo *Brent* e da taxa de sonda. A correlação entre o óleo *Brent* e a taxa de sonda foi estimada em 25%. Para o valor corrente do óleo *Brent* foi utilizada a média do preço *spot* por barril do petróleo bruto *Brent* FOB do último mês de 2009, a qual foi de 74,46 US\$/barril. O parâmetro de forma da Weibull menor que um representa uma taxa de falha decrescente em relação ao tempo. Ou seja, com a passagem do tempo e a aquisição de conhecimento e confiabilidade nas operações o número de falhas tende a reduzir. Por último, no caso de uma falha gradual ocorrer é sorteado o número de meses até a produção do poço ser interrompida. Após consulta a especialistas no assunto foi determinada uma distribuição triangular com valores de mínimo, moda e máximo iguais, respectivamente, a 5, 15 e 25 meses para o tempo entre o início da falha e a interrupção total da produção. Os valores dos demais parâmetros, como, por exemplo, tempo de espera pela sonda, duração da intervenção e o parâmetro de escala da Weibull foram abordados no tópico 5.2.

As simulações foram realizadas pelo programa @Risk versão 5.5, sendo calculadas 5.000 iterações para cada uma. A diferença em relação a 10.000 iterações não foi significativa. Foram feitas diversas análises de sensibilidade para verificar o impacto isolado das variáveis no valor da flexibilidade.

## **5.2. Estudo de Caso**

Neste tópico são apresentados os resultados das diversas análises realizadas. As premissas utilizadas para cada uma dessas análises é diferente das demais. Para o caso base, o tempo de espera pela sonda foi modelado através de uma distribuição triangular com parâmetros de mínimo, moda e máximo, iguais a 0, 6 e 12 meses respectivamente. Já a duração da operação de intervenção segue uma distribuição triangular com parâmetros de mínimo, moda e máximo iguais a 20, 30 e 45 dias para os poços de completação molhada e de 10, 20 e 35 dias para os poços de completação seca. A probabilidade de ocorrência de falha em cada um dos poços produtores depende do parâmetro de escala da Weibull, o qual também segue distribuição triangular com parâmetros de mínimo, mais provável e máximo, respectivamente iguais a 2, 5 e 8. A tabela 7 apresenta as probabilidades de ocorrência de falha para cada mês a partir do início da produção e reflete a melhoria no gerenciamento da produção com o decorrer do tempo. Por último, foi determinada uma probabilidade de 50% de o impacto na produção ser brusco e 50% de ser gradual.

Tabela 7 – Probabilidade de Ocorrência de Falha nos Poços Produtores de Acordo com o Parâmetro de Escala da Distribuição de Weibull

Tempo (meses)	Probabilidade de falha		
	$\eta = 2$	$\eta = 5$	$\eta = 8$
1	5,79%	2,67%	1,80%
2	5,19%	2,40%	1,61%
3	4,87%	2,25%	1,51%
4	4,65%	2,15%	1,45%
5	4,49%	2,08%	1,40%
6	4,37%	2,02%	1,36%
7	4,26%	1,97%	1,33%
8	4,17%	1,93%	1,30%
9	4,10%	1,89%	1,27%
10	4,03%	1,86%	1,25%
11	3,97%	1,83%	1,23%
12	3,92%	1,81%	1,22%
13	3,87%	1,79%	1,20%
14	3,82%	1,77%	1,19%
15	3,78%	1,75%	1,18%
16	3,74%	1,73%	1,16%
17	3,71%	1,71%	1,15%
18	3,67%	1,70%	1,14%
19	3,64%	1,68%	1,13%
20	3,61%	1,67%	1,12%
<b>Probabilidade acumulada</b>	<b>83,66%</b>	<b>38,65%</b>	<b>26,01%</b>

As premissas utilizadas para o caso base desse projeto hipotético são apresentadas na tabela 8. Os valores das demais variáveis, que são mantidos fixos em todas as análises, foram apresentados na tabela 6.

Tabela 8 – Premissas para o Caso Base

Variáveis	Completação seca (FPSO+TLWP)	Completação molhada (FPSO)
Parâmetro de escala da Weibull (anos)	triangular (2,5,8)	triangular (2,5,8)
Tempo de espera pela sonda (meses)	0	triangular (0,6,12)
Duração da intervenção (dias)	triangular (10,20,35)	triangular (20,30,45)
Probabilidade da falha ser brusca	50%	50%
Probabilidade da falha ser gradual	50%	50%

A tabela 9 apresenta os resultados obtidos para o caso base. Os valores correspondem às médias da simulação para cada um dos indicadores, exceto o

investimento atualizado que é a única variável determinística. A alternativa completção seca apresentou maior VPL médio, ou seja, o ganho de produção e receita proporcionado pelo gerenciamento ativo da produção através da sonda dedicada de intervenção foi suficiente para compensar o maior investimento. O valor da flexibilidade obtido foi de 226 milhões de dólares.

Tabela 9 - Resultado da Simulação para o Caso Base

<b>Indicadores</b>	<b>Completção seca (FPSO+TLWP)</b>	<b>Completção molhada (FPSO)</b>
<b>VPL médio (MM US\$)</b>	<b>3.670</b>	<b>3.444</b>
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31

As figuras 19 e 20 apresentam a curva de produção por poço e total de uma iteração da simulação para as alternativas completção molhada e seca, respectivamente. A comparação dessas figuras permite visualizar o efeito da flexibilidade proporcionada pela sonda dedicada na produção. No caso específico dessa iteração o valor da flexibilidade foi de 287 milhões de dólares.

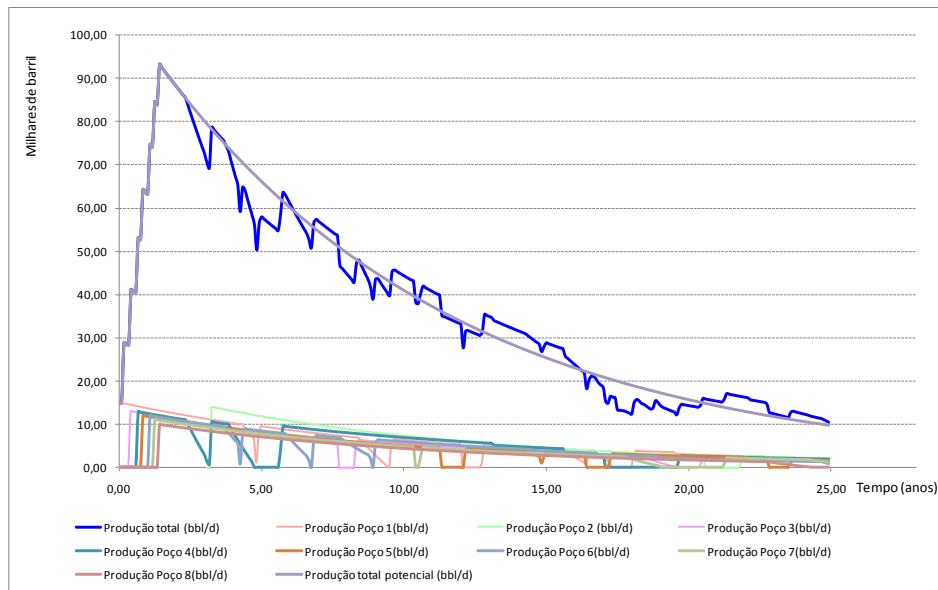


Figura 19 – Curvas de Produção de uma Iteração para a Alternativa Completação Molhada

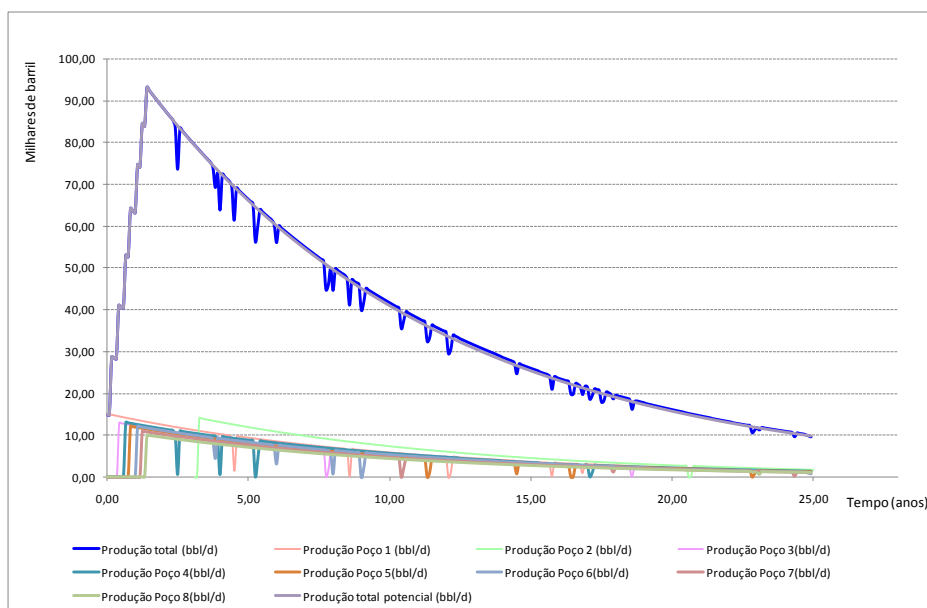


Figura 20 – Curvas de Produção de uma Iteração para a Alternativa Completação Seca

A figura 21 apresenta o resultado da simulação do VPL com flexibilidade para a alternativa completação seca com as premissas do caso base. Como era esperado o gráfico se aproxima de uma distribuição lognormal. A média e o desvio padrão obtidos foram de 3.670 milhões de US\$ e 4.467 milhões de US\$ respectivamente.



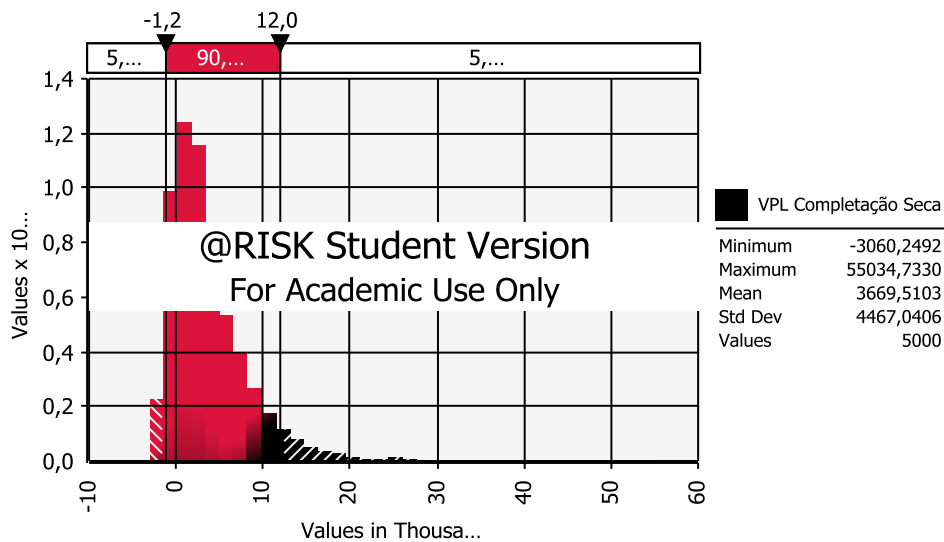


Figura 21 – Distribuição do VPL da Alternativa Completação Seca para o Caso Base

A figura 22 apresenta o resultado da simulação do VPL com flexibilidade para a alternativa completção molhada com as premissas do caso base. A média e o desvio padrão obtidos foram de 3.444 milhões de US\$ e 4.282 milhões de US\$ respectivamente.

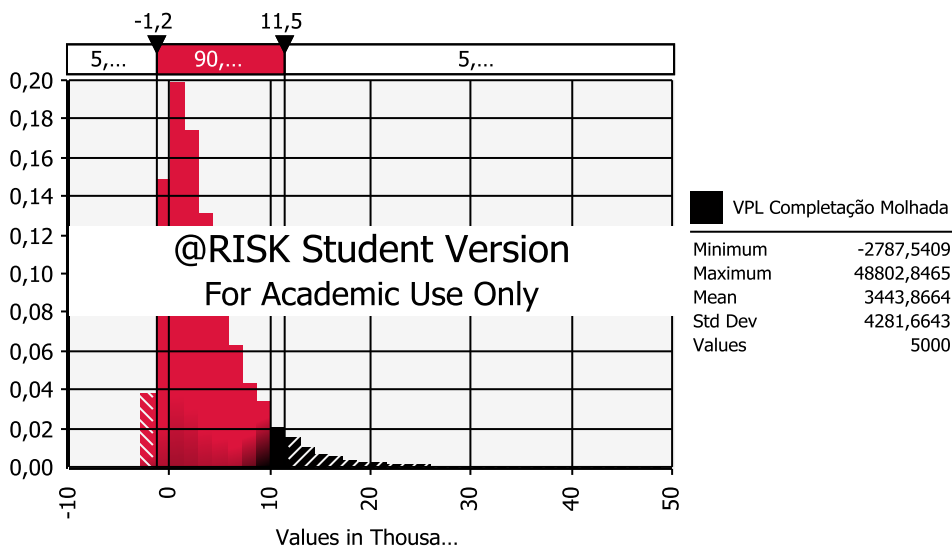


Figura 22 – Distribuição do VPL da Alternativa Completação Molhada para o Caso Base

A figura 23 apresenta a distribuição do total de falhas da simulação para o caso base. A média e o desvio padrão obtidos foram de 31 e 9 respectivamente. A média de falhas por poço durante todo o período de produção (25 anos) foi de aproximadamente 4.

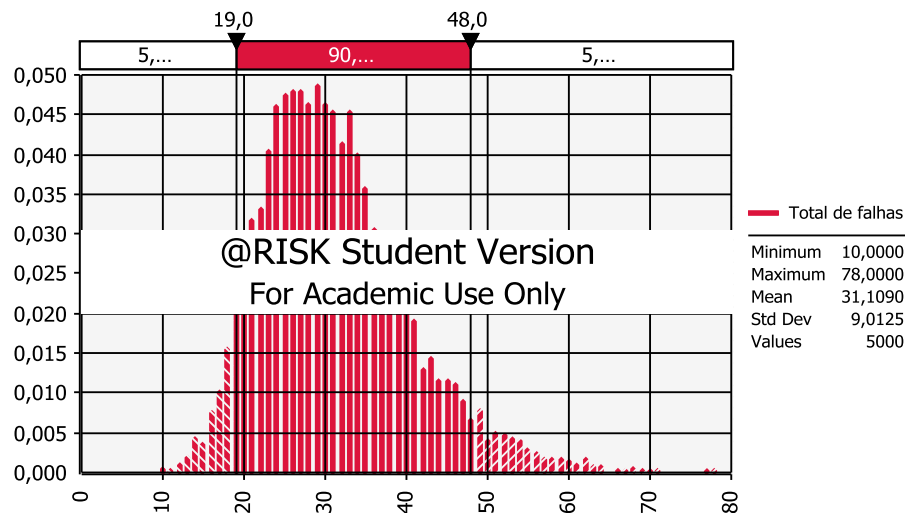


Figura 23 – Distribuição do Total de Falhas dos Poços para o Caso Base

Para verificar o efeito da probabilidade de ocorrência das falhas no valor da flexibilidade, os parâmetros da distribuição triangular do parâmetro de escala foram alterados para 1, 3 e 5 e 4, 7 e 10. Quanto menor o parâmetro de escala utilizado maior a probabilidade de ocorrerem falhas nos poços e, portanto, maior o benefício de possuir uma sonda dedicada na plataforma. As demais premissas não foram alteradas. A tabela 10 mostra os resultados para os diferentes cenários. Como era de se esperar, a alternativa completação molhada se mostrou mais sensível à variação na probabilidade de ocorrência das falhas. No caso de o parâmetro de escala seguir uma distribuição triangular com parâmetros 1, 3 e 5 a média do total de falhas dos poços produtores aumenta para 49 e o valor da flexibilidade de 226 milhões de dólares para 775 milhões de dólares. No caso de o parâmetro de escala seguir uma distribuição triangular com parâmetros 4, 7 e 10, a média do total de falhas dos poços produtores diminui para 23 e as alternativas se tornam praticamente equivalentes.

Tabela 10 – Impacto da Probabilidade de Ocorrência de Falhas dos Poços  
Produtores no Valor da Flexibilidade

Indicadores	Caso Base: $\eta \sim \text{triang} (2,5,8)$		$\eta \sim \text{triangular} (1,3,5)$		$\eta \sim \text{Triangular} (4,7,10)$	
	C. seca	C. molhada	C. seca	C. molhada	C. seca	C. molhada
VPL médio (MM US\$)	3.670	3.444	3.636	2.861	3.684	3.669
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3	339,2	298,9	340,1	329,8
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4	179,6	155,9	180,8	174,4
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331	25.206	22.734	25.249	24.782
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688	13.349	11.707	13.428	13.030
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227	3.630	3.227	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31	49	49	23	23

Outro fator que pode impactar o valor da flexibilidade é o tempo de espera pela sonda. Essa variável foi considerada apenas na alternativa completação molhada, uma vez que na completação seca a sonda está disponível na própria plataforma durante todo o período de produção. Quanto maior o tempo entre a decisão de intervir e o início da intervenção maior a perda de produção. Para observar esse efeito os parâmetros da distribuição triangular do tempo de espera pela sonda foram alterados para 0, 8 e 14 e 0, 3 e 6 meses. Os valores das demais variáveis foram mantidos fixos. A tabela 11 apresenta os resultados. Os indicadores para o sistema de produção baseado na completação seca não se alteraram, como era de se esperar. No caso de o tempo de espera seguir uma distribuição triangular com parâmetros iguais a 0, 8 e 14 o valor da flexibilidade aumenta de 226 milhões de dólares para 343 milhões de dólares. Caso o tempo de espera seja modelado através de uma distribuição triangular com parâmetros iguais a 0, 3 e 6 os valores das duas alternativas se tornam praticamente equivalentes.

Tabela 11 – Impacto do Tempo de Espera pela Sonda no Valor da Flexibilidade

Indicadores	Caso base: tempo de espera ~ triang (0, 6, 12)		Tempo de espera ~ triang (0, 8, 14)		Tempo de espera ~ triang (0, 3, 6)	
	C. Seca	C. molhada	C. Seca	C. molhada	C. Seca	C. molhada
<b>VPL com flexibilidade médio (MM US\$)</b>	<b>3.670</b>	<b>3.444</b>	<b>3.670</b>	<b>3.326</b>	<b>3.670</b>	<b>3.647</b>
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3	339,8	317,2	339,8	329,5
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4	180,4	166,2	180,4	175,2
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331	25.237	23.979	25.237	24.827
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688	13.405	12.451	13.405	13.106
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227	3.630	3.227	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31	31	31	31	31

A duração das operações de intervenção para a correção das falhas nos poços produtores também impacta o valor da flexibilidade. Desse modo, foram realizadas duas simulações adicionais. Na primeira, os parâmetros da distribuição triangular para a concepção completação molhada foram modificados de 20, 30 e 45 para 30, 40 e 55. Na segunda a variável duração da intervenção foi modelada através de uma distribuição triangular com os mesmos parâmetros para as duas alternativas, os quais foram de 20, 30 e 45 dias. A tabela 12 mostra os resultados das simulações. Novamente, os valores das demais variáveis foram mantidos constantes. Uma vez que o custo da intervenção é significativamente maior no caso da completação molhada, essa alternativa se mostrou mais sensível à variação na duração da intervenção. No caso da duração da intervenção para as alternativas completação seca e molhada serem modeladas, respectivamente, por uma distribuição triangular com parâmetros iguais a 10, 20 e 35 e 30, 40 e 55 o valor da flexibilidade aumenta para 317 milhões de dólares. Caso os parâmetros da alternativa completação seca sejam alterados para 20, 30 e 45 o valor da flexibilidade que era de 226 milhões de dólares no caso base diminui para 211 milhões de dólares.

Tabela 12 – Impacto da Duração da Intervenção no Valor da Flexibilidade

Indicadores	Caso Base		Análise de sensibilidade		Análise de sensibilidade	
	C. Seca ~ triang (10, 20,35)	C. Molhada ~ triang (20,30,45)	C. Seca ~ triang (10, 20,35)	C. Molhada ~ triang (30,40,55)	C. Seca ~ triang (20, 30,45)	C. Molhada ~ triang (20,30,45)
VPL médio (MM US\$)	3.670	3.444	3.670	3.353	3.655	3.444
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3	339,8	317,9	339,6	322,3
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4	180,4	167,8	180,1	169,4
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331	25.237	24.132	25.221	24.331
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688	13.405	12.600	13.378	12.688
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227	3.630	3.227	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31	31	31	31	31

O tipo da falha também influencia o valor da flexibilidade. No caso base a probabilidade da falha ser gradual (reduzir a produção do poço gradualmente até zero) é a mesma de ser brusca (interromper imediatamente a produção do poço) e é igual a 50%. Com o objetivo de verificar o impacto do tipo de falha no valor da flexibilidade foram realizadas duas simulações. Em uma delas a probabilidade de ocorrer problemas do tipo brusco foi de 100% e na outra a probabilidade de ocorrer problemas do tipo gradual foi de 100%. Os resultados são apresentados na tabela 13. A alternativa completação molhada se mostrou mais sensível a essa variável, pois na alternativa completação seca em que a sonda está disponível na própria plataforma o início da intervenção é imediato. Desse modo, quanto mais intenso o impacto na curva de produção maior é a perda de produção da alternativa completação molhada e, portanto, maior a vantagem para a completação seca. O valor da flexibilidade que era de 226 milhões de dólares no caso base passou para 357 milhões de dólares caso seja considerada apenas a possibilidade do impacto da falha na produção ser brusco. No caso da falha ser apenas do tipo gradual o valor da flexibilidade diminui para 111 milhões de dólares.

Tabela 13 – Impacto do Tipo de Falha no Valor da Flexibilidade

Indicadores	Caso base Prob. falha gradual = brusca = 50%		Prob. falha brusca = 100%		Prob. falha gradual = 100%	
	C. seca	C. molhada	C. seca	C. molhada	C. seca	C. molhada
<b>VPL médio (MM US\$)</b>	<b>3.670</b>	<b>3.444</b>	<b>3.649</b>	<b>3.293</b>	<b>3.687</b>	<b>3.576</b>
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3	339,5	317,0	340,0	326,4
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4	179,9	165,8	180,9	172,7
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331	25.214	23.944	25.254	24.631
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688	13.368	12.413	13.437	12.927
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227	3.630	3.227	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31	31	31	31	31

Por último, foi realizada uma análise de sensibilidade em que o preço do óleo Brent e a taxa diária de sonda foram modelados por um MRM com saltos, denominado modelo de Marlim (Dias, 2005). As premissas utilizadas nessa simulação são apresentadas na tabela 14.

Tabela 14 – Premissas do Modelo de Marlim

Variáveis	Modelo de Marlim
Preço médio de longo prazo do óleo Brent	70 US\$
Volatilidade	20% ao ano
Meia-vida	5 anos
Velocidade de reversão	0,1386 ao ano
Frequência de <i>jumps up</i>	0,125 ao ano
Frequência de <i>jumps down</i>	0,125 ao ano
Tamanho do <i>jump up</i>	$\ln(2)$
Tamanho do <i>jump down</i>	$\ln(0,5)$
Taxa diária de longo prazo da sonda	450 mil US\$

A tabela 15 apresenta o resultado da simulação comparando-o com o resultado do caso base. Foi possível observar que a utilização de um modelo de reversão à média reduz significativamente a receita e, conseqüentemente, o VPL médio de cada alternativa. Esse fato se deve a menor ocorrência dos cenários em que os preços do óleo Brent se tornam excessivamente elevados, pois há uma tendência de longo prazo para a qual os preços tendem a se reverter. O valor da flexibilidade obtido nessa simulação foi de 176 milhões de dólares.

Tabela 15 – Impacto da Modelagem do Óleo Brent e da Taxa de Sonda através do Modelo de Marlim no Valor da Flexibilidade

Indicadores	Caso Base: MGB		MRM	
	C. seca	C. molhada	C. seca	C. molhada
<b>VPL médio (MM US\$)</b>	<b>3.670</b>	<b>3.444</b>	<b>1.952</b>	<b>1.776</b>
Produção total nominal média (MM barril)	339,8	322,3	340,3	327,1
Produção total atualizada média (MM barril)	180,4	169,4	180,6	170,8
Receita bruta nominal média (MM US\$)	25.237	24.331	19.434	18.723
Receita bruta atualizada média (MM US\$)	13.405	12.688	10.515	9.952
Investimento atualizado (MM US\$)	3.630	3.227	3.630	3.227
Total de falhas médio	31	31	49	49