



Thaíssa Duarte Chagastelles

**Valor da completção inteligente na conversão de poços
através do uso de opções reais**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Luiz Eduardo Brandão

Rio de Janeiro
Maio de 2018



Thaissa Duarte Chagastelles

**Valor da completção inteligente na conversão de poços
através do uso de opções reais**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Luiz Eduardo Teixeira Brandão

Orientador

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Marco Antonio Guimarães Dias

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Prof. Carlos de Lamare Bastian Pinto

Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais – Grupo IBMEC

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 04 de maio de 2018

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Thaíssa Duarte Chagastelles

Graduou-se em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2011. Aluna de mestrado da PUC-Rio desde março de 2016.

Ficha Catalográfica

Chagastelles, Thaíssa Duarte

Valor da completação inteligente na conversão de poços através do uso de opções reais / Thaíssa Duarte Chagastelles ; orientador: Luiz Eduardo Brandão. – 2018.
99 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2018.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Opções reais. 3. Completação inteligente. 4. Conversão de poços. I. Brandão, Luiz Eduardo Teixeira. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

À minha filha Clara, que está chegando a este mundo, e
transbordando meu coração de amor.

Agradecimentos

Aos meus pais, Gilson e Adriana, que me proporcionaram todas as oportunidades ao longo da vida para que pudesse chegar a este ponto. Minha base e meu suporte sempre.

Aos meus irmãos, Thiago e Thaiane, que sempre me apoiaram ao longo da vida, com muita cumplicidade e conselhos.

Ao meu marido, João Henrique, que sempre apoiou todos os meus sonhos, meus estudos e minha dedicação aos meus objetivos. Mais ainda por me proporcionar ter a nossa Clara, ainda na barriga, acompanhando este momento. E por ter me agregado a uma nova família, Lurdes e Luis Felipe, que sempre me receberam de braços abertos.

Aos meus avós, Nereu, Vânia, Vera e Cláudio, que foram fundamentais para formar a base familiar que temos hoje. À minha dinda Gianne, maior incentivadora da vida acadêmica na família e que sempre apoiou a sua pequeninha. Aos meus tios, Beto, Tuca, Flávio e Verônica e meus primos, que formam esta família unida que temos.

Ao professor, Marco Antonio Dias, que sempre com a maior disposição me recebeu em todos os momentos que precisei de dicas e orientações. Obrigada por me aconselhar e acompanhar desde a Petrobras por toda essa jornada acadêmica.

Ao meu orientador, Luiz Brandão, que topou, com a maior disponibilidade, ser meu orientador, passando todo seu conhecimento nesta área. Obrigada pelas reuniões, dicas e orientações neste processo.

Ao Farid Shecaira, meu antigo gerente na Petrobras, e maior incentivador para entrar neste mestrado. Obrigada por todas as dicas, pelos conselhos e pela amizade no meu percurso profissional.

Ao Ricardo Portella, meu gerente da Petrobras, que me ajudou de todas as formas possíveis para que eu conciliasse a vida profissional com a acadêmica. Obrigada por todo o apoio.

A Mônica Turano, minha amiga que a Petrobras me proporcionou e que segurou a barra em todo o tempo em que precisei estar ausente para me dedicar a este projeto.

A Petrobras, principalmente a gerência PDP/IP-IV/PROJ-ATA, que me permitiu conciliar a vida acadêmica a profissional. Minha jornada profissional e pessoal está intimamente ligada a esta empresa que tanto orgulho me proporciona.

A minha eterna UFRJ, faculdade que proporcionou as bases educacionais e profissionais que me permitiram chegar aonde estou como engenheira de produção.

A PUC-Rio, seus professores e funcionários que permitiram o meu desenvolvimento e aprendizado acadêmico, com muita excelência.

Resumo

Chagastelles, Thaissa Duarte; Brandão, Luiz Eduardo (Orientador). **Valor da completção inteligente na conversão de poços através do uso de opções reais**. Rio de Janeiro, 2018. 99f. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A completção inteligente é uma tecnologia inovadora que permite uma maior eficiência na produção dos campos do pré-sal, a principal fronteira de produção do Brasil atualmente. Além disso, uma técnica comumente utilizada nos projetos de petróleo é a conversão de poços produtores em injetores quando há um declínio na vazão de produção. Saber valorar um projeto de petróleo que possua a opção de conversão para poços injetores no futuro, de forma a decidir qual tipo de completção é a que maior valor agrega, é um dos objetivos de um tomador de decisão na área petrolífera. Esta dissertação aborda o uso da teoria de opções reais, através da técnica de diferenças finitas, com o objetivo de analisar se é vantajoso adotar a tecnologia de completção inteligente frente à completção convencional baseado no valor agregado por cada uma em um projeto de petróleo com conversão de poço. Como contribuição final, o projeto propõe a aplicação de um modelo de opções reais, com uma janela de exercício temporal, para a decisão de qual tecnologia de completção um projeto da indústria petrolífera deve considerar.

Palavras-chaves

Opções Reais na área de petróleo; completção inteligente; conversão de poços.

Abstract

Chagastelles, Thaissa Duarte; Brandão, Luiz Eduardo (Advisor). **Valuation of smart completion value in well conversion using real option.** Rio de Janeiro, 2018. 99p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Smart well is a new technology that allows greater efficiency in pre-salt production, which is currently the largest production frontier in Brazil. Another technique used in oil projects is the conversion of production wells in injector wells when there is a decline in production. Valuing an oil project that has the option to allow conversion to injector wells in the future and decide what kind of completion adds more value is one of the objectives of the decision maker in the oil industry. This dissertation addresses the use of real option theory, by using finite differences, with the objective of analyzing whether it is advantageous to adopt smart completion compared to conventional completion based on the value added by each one in an oil project with a well conversion. As final contribution, this project proposes the application of real option model, with a limited exercise interval, to decide what completion technology an oil company may consider.

Keywords

Real Option in oil area; smart completion, well conversion.

Sumário

1	Introdução	13
1.1.	Contextualização e Motivação do Tema	13
1.2.	Objetivo	14
1.3.	Organização do Trabalho	15
2	Teoria das Opções Reais	16
2.1.	Análise Tradicional	16
2.2.	Características de um Investimento	18
2.3.	Críticas a Análise Tradicional	20
2.4.	Teoria das Opções Reais (TOR)	21
2.4.1.	Histórico de Opções Reais	22
2.4.2.	Tipos de Opções Reais	23
2.5.	Variáveis Estocásticas	24
2.6.	Movimento Geométrico Browniano (MGB)	25
2.7.	Equação de Black & Scholes & Merton	27
2.7.1.	Solução Analítica	28
2.7.2.	Aproximação Analítica de Bjerksund & Stensland	30
2.7.3.	Diferenças Finitas	31
2.8.	Modelos usados em Petróleo	35
2.8.1.	Modelo de Negócio para Petróleo	35
2.8.2.	Fluxo de Caixa Rígido para Petróleo (FCR)	38
3	Completação Convencional e Inteligente	40
3.1.	Estratégia de Drenagem de um Campo	41
3.2.	Configuração de Poços	44
3.2.1.	Completação Convencional	45
3.2.2.	Completação Inteligente	46
3.3.	Opção Real e Completação Inteligente	49
3.4.	Pré-Sal	50
4	Valor da Opção de Conversão em um Projeto do Pré-Sal	52
4.1.	Caso Analisado	52
4.2.	Metodologia	53
4.3.	Dados do Projeto	55
4.3.1.	Receita	55
4.3.2.	Dispêndios	56

4.3. 3. Impostos	57
4.3.4. Conversão	57
4.3.5. Fluxo de Caixa e Taxa de Desconto	58
4.3.6. Modelo de Fluxo de Caixa Rígido (FCR)	59
4.4. Modelo de Opções Reais	61
4.4.1. Decaimento Econômico	62
4.4.2. Diferenças Finitas	63
5 Resultados	66
5.1. Resultados no Caso Base	66
5.1.1. Fluxos de Caixa e Parâmetros	66
5.1.2. Valor da Opção de Espera	71
5.1.3. Gráficos do Valor da Opção	72
5.1.4. Gatilho das Opções	74
5.2. Sensibilidades	76
5.2.1. Taxa de Produção na Conversão	76
5.2.2. Custo da Conversão	78
5.2.3. Custo Inicial da Completação Inteligente	79
5.2.4. Volatilidade	80
5.2.5. Taxa de Juros	82
6 Conclusão	87
7 Referências Bibliográficas	90

Lista de Figuras

Figura 1 – Esquema Reservatório de Óleo (Silva, 2000)	42
Figura 2 – Contato Óleo/Água ao longo da produção de um poço (Inspirado em Silva, 2000)	43
Figura 3 – Ilustração de um Poço Típico e seus Revestimentos (Rocha e Azevedo, 2009)	45
Figura 4- Esquema da integração da modelagem e otimização (Inspirado em Silva et al., 2012)	47
Figura 5 – Esquema dos Cenários Analisados. Fonte: Elaboração Própria	53
Figura 6 – Dispersão do VPL do Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria no @Risk	66
Figura 7 - Dispersão do VPL do Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria no @Risk	67
Figura 8 - Dispersão do VPL do Cenário 3. Fonte: Elaboração Própria no @Risk	68
Figura 9 - Dispersão do VPL do Cenário 4. Fonte: Elaboração Própria no @Risk	69
Figura 10 – Gráfico do Valor da opção F (P, t) para completção convencional	73
Figura 11 – Gráfico do Valor da opção F (P, t) para completção inteligente	73
Figura 12 – Gráfico do gatilho para completção convencional	74
Figura 13 – Gráfico do gatilho para completção inteligente	75
Figura 14 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido a Taxa de Produção. Fonte: Elaboração Própria	77
Figura 15 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido ao Custo de Conversão. Fonte: Elaboração Própria	79
Figura 16 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido ao Custo Inicial da CI. Fonte: Elaboração Própria	80
Figura 17 - Sensibilidade da Opção devido à Volatilidade. Fonte: Elaboração Própria	81
Figura 18 - Sensibilidade do delta da Opção devido à Volatilidade. Fonte: Elaboração Própria	82
Figura 19 - Sensibilidade da Opção devido à Taxa de Juros. Fonte: Elaboração Própria	82
Figura 20 - Sensibilidade do delta da Opção devido à Taxa de Juros. Fonte: Elaboração Própria	83
Figura 21 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 2%. Fonte: Elaboração Própria	84
Figura 22 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 4%. Fonte: Elaboração Própria	84
Figura 23 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 6%. Fonte: Elaboração Própria	85
Figura 24 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 8%. Fonte: Elaboração Própria	85
Figura 25 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 10%. Fonte: Elaboração Própria	86

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resumo das Premissas do Fluxo de Caixa dos Cenários. Fonte: Elaboração Própria	61
Tabela 2 – Resultado das Opções dos Cenários. Fonte: Elaboração Própria	62
Tabela 3 – VPL, CAPEX e V do Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria	67
Tabela 4 - VPL, CAPEX e V do Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria	67
Tabela 5 – VPL, CAPEX e V do Cenário 3. Fonte: Elaboração Própria	68
Tabela 6 – VPL, CAPEX e V do Cenário 4. Fonte: Elaboração Própria	69
Tabela 7 - VPL, CAPEX e V incrementais Cenário 3 em relação a Cenário 1 (valores em USD MM). Fonte: Elaboração Própria	70
Tabela 8 – Parâmetros Modelo FCR incrementais Cenário 3 em relação a Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria	70
Tabela 9 - VPL, CAPEX e V incrementais Cenário 4 em relação a Cenário 2 (valores em USD MM). Fonte: Elaboração Própria	70
Tabela 10 – Parâmetros Modelo FCR incrementais Cenário 4 em relação a Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria	71
Tabela 11 – Valor acrescido pelas Opções. Fonte: Elaboração Própria	71

1 Introdução

1.1. Contextualização e Motivação do Tema

A Teoria das Opções Reais (TOR) é uma metodologia para análise de investimentos sob incerteza cujo uso vem crescendo nas últimas décadas, dada a importância da captação real do valor de um projeto para as empresas e seus acionistas. A técnica mais tradicional e amplamente utilizada do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) apresenta limitações por não captar o valor das flexibilidades inerentes a um projeto, em meio às incertezas que o cerceiam e à irreversibilidade total ou parcial dos investimentos.

Dentre às diversas flexibilidades existentes em um projeto, uma das mais analisadas ao longo da literatura é a opção de espera. Relacionada ao *timing* ou momento certo de investir, esta opção agrega valor ao projeto ao escolher o momento de investir que maximiza o seu valor e ao permitir que sejam sanadas algumas incertezas prévias antes do comprometimento de recursos.

Em setores intensivos em capital, como a indústria petrolífera, a utilização das técnicas da TOR auxilia em uma melhor tomada de decisão. Nesta dissertação será analisada a tecnologia dos poços inteligentes em campos de petróleo que representam um avanço em termos de economicidade. A completção inteligente destes poços permite que sejam instaladas válvulas e sensores nos mesmos cujo objetivo é permitir um controle em tempo real da produção de petróleo. As informações advindas deste monitoramento permitem a calibração do modelo de reservatório de um campo em produção, otimizando a curva de recuperação de óleo futura.

Em um momento inicial, a empresa precisa tomar uma decisão sobre qual tecnologia utilizará para o desenvolvimento de seu campo: completção convencional ou inteligente. Esta decisão está intrinsecamente relacionada ao

valor agregado pelos poços inteligentes que a empresa observa, dado que estes possuem um custo de construção maior do que os poços convencionais.

O ciclo de vida de um reservatório, traduzido por sua curva de produção esperada, apresenta, anualmente, uma taxa de declínio. Em determinado momento, um poço produtor pode deixar de ser economicamente atrativo quando comparado seus custos operacionais e sua recuperação de óleo e gás. Neste momento ele pode ser abandonado ou convertido em um poço injetor. Dado o balanceamento necessário em um reservatório, um poço injetor está interligado a um poço produtor, dado que sua função é injetar água ou gás para manter a pressão do reservatório de tal forma a permitir a produção por outro poço. Assim, quando é decidido se realizar a conversão de um poço produtor em injetor, geralmente um novo poço produtor precisa ser perfurado na região.

1.2. Objetivo

Dado o contexto acima descrito, o objetivo deste trabalho é determinar o real valor que a completção inteligente gera na indústria de petróleo, através da aplicação da metodologia das opções reais em um projeto de petróleo.

No estudo de caso desenvolvido nesta dissertação, será analisado um poço típico do pré-sal brasileiro que pode ser completado convencionalmente ou com a tecnologia inteligente. Em uma determinada janela de tempo futura (entre 10 e 15 anos de produção) este poço terá um declínio e sua conversão em injetor mais a perfuração de um novo poço produtor será benéfica. Busca-se analisar o melhor momento para que esta conversão seja feita, dentro do intervalo de exercício. Assim, o projeto contempla uma opção de espera cujo objetivo é decidir o melhor *timing* para exercício.

A constante obtenção de dados dos poços inteligentes com a consequente redução das incertezas de reservatório, deve permitir uma precisão maior quando da decisão da locação do novo poço produtor no campo, reduzindo a incerteza técnica da futura curva de produção.

Dessa forma, o objetivo principal desta dissertação é comparar o valor agregado desta opção de espera em cada um dos cenários de completção do poço inicial, ou com completção inteligente ou convencional.

Outro objetivo buscado será a utilização da técnica de diferenças finitas para o cálculo do valor da opção de espera restringindo a janela de exercício. Na literatura, há diversos casos de aplicação de diferenças finitas que buscam calcular o valor de uma opção americana que pode ser exercida do tempo inicial do projeto até sua expiração. Nesta dissertação, o modelo de diferenças finitas será adaptado de tal forma que só permita o exercício em uma janela específica de tempo, o que agrega um diferencial a este trabalho.

1.3. Organização do Trabalho

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos dispostos da forma descrita a seguir.

O Capítulo 1 apresenta a Introdução, contextualizando o tema analisado e sua motivação, além de descrever o objetivo a ser alcançado e este item de organização do trabalho.

O Capítulo 2 traz o arcabouço teórico acerca de Teoria das Opções Reais, realizando uma revisão da literatura.

O Capítulo 3 trata do tema de completção de poços, trazendo a literatura em que se baseia a dissertação acerca deste assunto. As diferenças entre completção convencional e inteligente são aqui apresentadas.

O Capítulo 4 retrata o modelo desta dissertação. Está presente a descrição de todas as premissas para a construção dos fluxos de caixa e dos modelos de opções reais utilizados.

O Capítulo 5 apresenta os resultados do caso base e sensibilidades nos resultados frente a variação de parâmetros determinados.

O Capítulo 6, por fim, apresenta as conclusões do estudo, suas limitações e sugestões para futuros trabalhos.

2 Teoria das Opções Reais

2.1. Análise Tradicional

Investimento é o ato de se incorrer em um custo imediato na expectativa de retornos futuros (Dixit e Pindyck, 1994). O retorno esperado de um investimento pode ser visto como uma composição de dois fatores: o dividendo e o ganho de capital. Na área de petróleo, por exemplo, o retorno do investimento no desenvolvimento de um campo é composto pelo fluxo de receita proveniente da venda do petróleo e gás (dividendo) e pelo valor das reservas ainda não extraídas conforme preço internacional do petróleo (ganho de capital) (Cunha, 2005).

Dado que os recursos de uma empresa são limitados, acarreta-se a necessidade de escolhas sobre quais projetos serão desenvolvidos. Para auxiliar nestas decisões, a metodologia clássica e mais difundida na literatura e no cotidiano empresarial é o Fluxo de Caixa Descontado.

Nesta abordagem são projetados os fluxos de caixa esperados a cada período futuro com a introdução do projeto e os mesmos são descontados para o tempo inicial da análise pela taxa de retorno ajustada ao risco envolvido no investimento. O investimento inicial é subtraído e indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) são calculados.

O VPL é o principal indicador utilizado para a tomada de decisões de investimento. Em tempo discreto, temos a seguinte fórmula que representa o cálculo deste indicador:

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{E[FC_t]}{(1+k)^t} - I \quad (1)$$

O somatório do valor esperado de cada fluxo de caixa futuro (FC_t) descontado pela taxa ajustada ao risco (k) no tempo inicial é calculado e subtrai-se o valor do investimento inicial (I).

No caso de tempo contínuo, a fórmula do VPL considera a integral em vez de somatório e a taxa de desconto é calculada em tempo contínuo, conforme:

$$\text{VPL} = \int_{t=0}^T E[FC_t] \times \exp(-kt) dt - I \quad (2)$$

A tomada de decisão baseada no VPL ocorre da seguinte forma: o investimento é realizado caso o VPL seja positivo, pois há criação de valor para a empresa, e não realizado se o indicador for negativo, pois há destruição de valor. Para a seleção de dois projetos que sejam mutuamente excludentes, se elege o de maior VPL para investimento.

A taxa de desconto utilizada no VPL é ajustada ao risco e também pode ser vista como o retorno exigido do investimento ou custo médio ponderado do capital (WACC - *Weighted Average Capital Cost*).

Uma empresa normalmente não utiliza apenas seu capital próprio para investimentos, também dispondo do capital de terceiros. Segundo Ross, Westerfield e Jaffea (1995), a “estrutura de capital de uma empresa indica as proporções de financiamento com capital próprio e capital de terceiros de curto e de longo prazo”. O objetivo é encontrar a estrutura ótima de capital que busca o equilíbrio entre risco e retorno que maximize o preço das ações de uma empresa (Brigham e Houston, 1999).

Frente à estrutura de capital da empresa, a taxa de desconto utilizada para análise de investimentos passa a ser calculada através do WACC:

$$\text{WACC} = k_d(1 - \mathcal{T}) \frac{D}{D+E} + k_e \frac{E}{D+E} \quad (3)$$

É uma ponderação entre o custo de capital de terceiros (k_d), corrigido pelo benefício do imposto de renda ($1 - \mathcal{T}$), e o capital próprio (k_e). A proporção da ponderação é feita a partir da estrutura de capital do projeto, com D sendo a dívida e E o capital próprio (Gitman, 2004).

Para o cálculo do retorno exigido do capital próprio, a metodologia comumente utilizada é a do CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) que descreve a

relação do retorno com o risco sistemático¹. (Gitman, 2004). A equação básica do CAPM pode ser dividida em dois termos: a taxa livre de risco (r) e o prêmio de risco ($\beta(E[R_m] - r)$) que descreve o excesso de retorno exigido devido a presença do risco não diversificável.

$$k = r + \beta(E[R_m] - r) \quad (4)$$

onde:

r – taxa livre de risco

β – beta (é calculado pela covariância do retorno do mercado e do ativo dividido pela variância do retorno do mercado)

$E[R_m]$ - valor esperado do retorno do mercado

Outra abordagem utilizada para o VPL é, ao invés de descontar os fluxos de caixa pela taxa de desconto ajustada ao risco, ajustar os fluxos de caixa ao risco e descontar pela taxa livre de risco (Copeland & Antikarov, 2003). Esse é o chamado método da *certeza equivalente*.

2.2. Características de um Investimento

Três conceitos essenciais estão envolvidos na análise de investimentos de um projeto: irreversibilidade, incerteza e *timing* (Dixit e Pindyck, 1994).

Irreversibilidade relaciona-se com a ideia da difícil recuperação do investimento realizado em um projeto em caso de desistência. Normalmente, um projeto envolve custos iniciais muito altos e que se tornam custos afundados (*sunk cost*), em que sua maior parte não poderá ser recuperados. A irreversibilidade pode ser total ou parcial, pois em alguns casos é possível uma recuperação parcial dos custos já realizados.

Neste contexto, a espera para tomada de decisões ganha valor caso haja incertezas significativas para a tomada da decisão no instante atual. Como salienta

¹ Risco sistemático ou não diversificável é a porção relevante do risco de um ativo atribuído a fatores de mercado que afetam todas as empresas, não podendo ser eliminado através da diversificação (Gitman, 2004)

Dias (2014), a espera na tomada de decisão de investir é reversível, ao contrário dos compromissos que se assume quando se decide investir.

Especificamente no setor petrolífero, a irreversibilidade do investimento pode ser observada, de forma clara, na perfuração de um poço. Este é um dos custos mais significativos ao longo do desenvolvimento do campo e ocorre baseado em conhecimentos prévios da área através de sísmicas e poços exploratórios pioneiros. Caso um poço seja perfurado e não seja encontrado óleo, este custo está perdido e não é recuperável, sendo o poço abandonado. Desta forma, a espera para informações que melhorem a precisão da localização de um poço possui valor significativo para uma empresa do ramo.

A realidade do ambiente que cerceia uma empresa e suas decisões está envolta em incertezas. Incertezas podem ser de mercado (relacionadas a economia e externas a empresa), técnicas (relacionadas ao projeto em si) e estratégicas (relacionadas às decisões dos outros agentes do mercado). Estas incertezas afetam o fluxo de caixa futuro planejado pelas empresas.

Relacionando incertezas ao mercado de petróleo, pode-se citar alguns exemplos. Dentre as incertezas de mercado, o preço internacional do petróleo é um dos que mais afeta a rentabilidade esperada de um projeto. Quanto às incertezas técnicas, como pontua Thomas (2004), o volume real de hidrocarboneto existente em um campo é uma incerteza que só será realmente conhecido no momento da exploração. Por fim, uma incerteza estratégica a ser citada pode ser o posicionamento dos grandes *players* do mercado, representados pela OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), na quantidade de petróleo a ser ofertada.

A terceira característica de um investimento é o *timing* ou momento certo de se investir. Um gerente, ao tomar uma decisão de projeto, geralmente possui flexibilidade para decidir quando realizará o investimento. Dificilmente um investimento precisa ser feito imediatamente ou nunca mais o será. Desta forma, a flexibilidade gerencial da espera no comprometimento de recursos irreversíveis, busca exercer a opção de investir em melhores condições de mercado.

No ambiente atual de não monopólio da empresa estatal de petróleo do Brasil, licitações de área são realizadas entre os *players* interessados. O ganhador possui um determinado tempo para explorar o campo. Apesar da opção de investimento não ser perpétua, o gerente do projeto de desenvolvimento de um

campo precisa escolher o melhor momento a investir garantindo o melhor equilíbrio entre redução de incerteza e o maior tempo de desenvolvimento da produção.

2.3. Críticas a Análise Tradicional

Dadas as características acima descritas de um investimento, o uso da análise tradicional de FCD apresenta algumas limitações. Autores diversos escreveram trabalhos nos quais apresentam críticas à abordagem tradicional de tomada de decisões: Hodder e Riggs (1985), Myers (1987), Trigeorgis e Mason (1987), Teisberg (1993) são alguns.

Uma crítica está relacionada ao fato de que a análise através do FCD, em meio às incertezas existentes, enxerga o gerente do projeto com um papel passivo, como se a única opção do mesmo fosse realizar o investimento imediatamente, o executar da forma planejada inicialmente, sem alterações, até a data predefinida para o abandono (Dias, 2014). Ignoram, desta forma, a flexibilidade que um gerente pode exercer ao longo do tempo, mudando o caminho inicialmente planejado através de uma expansão, contração, troca de insumo ou mesmo abandono antes do tempo previsto.

Dixit e Pindyck (1994) questionam a eficiência da análise tradicional também por desconsiderar a irreversibilidade das decisões de investimentos. Não é possível computar através da análise tradicional o valor da espera para a tomada de decisão.

Uma terceira crítica reside na decisão de nunca realizar projetos cujo VPL é negativo. Projetos estratégicos podem ter um VPL negativo e serem vantajosos se gerarem opções valiosas (como opção de expansão) ou se gerarem informações valiosas (como em projetos de teste de longa-duração de poços exploratórios) que permitam otimizar projetos subsequentes. A perfuração de um poço exploratório possui VPL, quase sempre, negativo. Contudo, o aprendizado decorrente deste projeto impactará significativamente o desenvolvimento da produção do campo, trazendo informações mais precisas sobre a reserva petrolífera e as características da mesma.

Uma quarta crítica é o FCD recomendar qualquer projeto com VPL positivo. A TOR, muitas vezes, recomenda esperar se o VPL positivo não for suficientemente alto (*deep-in-the-money*).

Em suma, a análise de investimentos através do FCD apresenta limitações ao não considerar a irreversibilidade das decisões tomadas, sujeito às incertezas inerentes do mundo real e em que existe a flexibilidade gerencial, podendo se escolher, por exemplo, o melhor momento para se investir. A teoria das opções reais emerge como uma solução na seleção de investimentos no contexto do mundo atual.

2.4. Teoria das Opções Reais (TOR)

A definição de opção real envolve diferentes conceitos. Dias (2014) define opção real como o direito, mas não a obrigação, que um agente possui quando toma decisões sobre um ativo real. A decisão é exercer ou não uma ou mais opção real. A teoria das opções reais procura quantificar esse direito.

Quanto maior a incerteza envolta em um projeto, maior o valor que a flexibilidade agrega, ou seja, maior o valor das opções embutidas em um projeto.

Para Samanez (2006), um projeto de investimento pode ser visto como um conjunto de opções reais, tais como, opções de adiar o investimento, alterar a escala de produção (expandir, contrair, fechar temporariamente, reiniciar), abandonar o projeto pelo valor residual, alterar usos (entradas e saídas) e opções de crescimento. O mesmo autor mostra que o acréscimo trazido ao valor de um projeto pelas flexibilidades e opções embutidas é refletido no chamado VPL expandido, que é composto pelo VPL tradicional mais o valor das opções operacionais e estratégicas do projeto.

Trigeorgis (1993) define o valor das opções existentes em um projeto da seguinte forma:

$$\text{VPL Expandido (estratégico)} = \text{VPL Estático (advindo da análise tradicional do FCD)} + \text{VPL das Opções resultantes da gestão ativa}$$

Na TOR dois resultados estão presentes: valor da opção real e regra de decisão ótima. O primeiro refere-se ao valor que a opção agrega ao projeto em si e o segundo à regra de decisão que maximiza esse valor (esperar, investir, trocar de insumo, investir em informação antes de desenvolver um campo, etc.).

2.4.1. Histórico de Opções Reais

A ideia de opções surgiu inicialmente na área de mercado de capitais e na literatura de economia ambiental, evoluindo posteriormente para aplicações em projetos de investimentos.

Black e Scholes (1973) e Merton (1973) foram os primeiros a desenvolver a equação para o apreamento de opções financeiras, sendo que em 1997, o Prêmio Nobel de Economia foi agraciado a Scholes e Merton pelo trabalho desenvolvido. Myers (1977) foi o primeiro a cunhar o termo opções reais para representar opções sobre ativos reais, e não financeiros.

Samuelson (1965), no âmbito de opções americanas, utiliza o cálculo estocástico e define a condição de exercício ótimo da opção. Tourinho (1979) aplica a ideia de opção de espera na análise de recursos naturais não renováveis que envolvem incerteza nos preços, modelados com um Movimento Geométrico Browniano (MGB) com base no trabalho de Black e Scholes e Merton. Cox, Ross e Rubinstein (1979) abordam opções reais em tempo discreto através de uma análise binomial. McDonald e Siegel (1986) publicaram esse e outros artigos que são grandes referências na teoria de opções reais, sendo que o de 1986 é um artigo clássico do valor da opção de espera. Outra grande referência e clássico do tema é o artigo de Brennan e Schwartz (1985) sobre opções aplicadas em um projeto de mina de cobre. No âmbito de petróleo, Paddock, Siegel e Smith (1988) valoram as reservas petrolíferas e Ekern (1988) analisa opções inerentes para investimentos em um campo de petróleo.

Dixit e Pindyck (1994) publicaram um livro texto sobre opções reais em tempo contínuo, enquanto que o livro texto de Trigeorgis (1996) trabalha com conceitos de opções reais tanto em tempo contínuo como discreto. Outras referências em publicações neste tema são os livros de Amram e Kulatilaka (1999) e o de Copeland e Antikarov (2003). Dias (2005) reúne o conteúdo teórico e prático de opções reais, com exemplos da área de petróleo.

No ambiente de empresas, o artigo de Triantis e Borison (2001) analisa alguns casos de empresas que começam a utilizar a ideia de opções reais na valoração de seus projetos. Empresas como Shell, HP e Petrobras são algumas

que já aplicaram conceitos de opções reais em suas decisões. Artigos diversos apresentam os casos práticos da aplicação dos conceitos nas empresas, como Nichols (1994) que mostra o caso da Merck, Stonier (1999) relata aplicações na Airbus e Dias (1996), casos da indústria de petróleo.

Neste trabalho são citados apenas alguns dos trabalhos mais relevantes na área de Opções Reais. De forma alguma, se pretende realizar uma vasta revisão histórica do tema. Outros autores realizaram trabalhos desde tipo, como Dias (2005) e, especialmente, Dias (2014).

2.4.2. Tipos de Opções Reais

Diferentes classificações foram apresentadas ao longo da literatura para as opções presentes em um projeto. Trigeorgis (1996) classifica as OR como proprietárias ou compartilhadas, simples ou compostas e quanto ao tempo de expiração. Vollert (2003) apresenta divisão entre as opções que limitam as perdas e as que permitem um aumento dos ganhos e também as classifica como operacionais ou estratégicas. Dias (2014) apresenta uma classificação dos principais tipos de opções reais.

Alguns exemplos de tipos de opções são:

- Opção de Espera: opção de adiar o investimento para decidir o melhor momento para investir;
- Opção de Expansão: um projeto pode ser expandido se as incertezas econômicas e/ou técnicas revelarem um cenário favorável;
- Opção de Abandono ou Parada Temporária: um projeto pode ser abandonado se as incertezas econômicas e/ou técnicas revelarem um cenário desfavorável no qual se perde mais continuando o projeto do que o encerrando. Outra opção relacionada a este contexto é a de parada temporária, na qual o encerramento não é total e espera-se situação mais favorável para o retorno do projeto;
- Opção de Troca: pode ser vantajoso um projeto apresentar opções que permitam a troca de insumos, de uso, de produto ou locação conforme o cenário que se revele;

- Opção de Aprendizagem: investimentos em projetos que tragam informação auxiliarão nos projetos de investimentos mais expressivos feitos a frente.

Especial atenção neste trabalho será dada a Opção de Espera. Com a flexibilidade do tomador de decisão, pode ser mais vantajoso não realizar o investimento no projeto no período atual, postergando o comprometimento de recursos para um momento mais favorável em termos de atratividade do projeto ou para um momento em que haja menos incertezas acerca dos riscos do projeto. A espera para o momento do investimento tem valor caso ela permita aprendizado. Tourinho (1979), Titman (1985), McDonald e Siegel (1986), Paddock, Siegel e Smith (1988) e Ingersoll & Ross (1992) são alguns dos artigos que tratam desta opção.

As opções presentes em um investimento normalmente estão em conjunto, ou seja, há mais de uma opção no mesmo projeto. Kulatilaka (1995) classifica as opções reais que interagem dentro de um mesmo projeto como substitutas ou complementares. Duas opções substitutas são aquelas cujo valor das duas em conjunto é menor do que a soma das mesmas individualmente, isto é, a presença de uma opção reduz o valor de outra. Exemplo são opções de espera e expansão quando estão presentes conjuntamente. Opções complementares aumentam seus valores quando juntas. Uma opção de parada temporária e expansão são complementares quando presentes junto no mesmo projeto. Desta forma, é importante analisar a interação das opções presentes conjuntamente no investimento.

Para o cálculo das opções reais em um projeto, algumas metodologias e técnicas foram sendo estudadas ao longo do tempo. Os próximos itens desenvolverão este assunto.

2.5. Variáveis Estocásticas

O primeiro passo na aplicação da TOR é a definição das variáveis que possuem incertezas e variações ao longo do tempo. A incerteza que afeta o resultado de um projeto pode ser analisada por processos probabilísticos das variáveis ao longo do tempo através da teoria dos processos estocásticos.

Especificamente no caso das *commodities*, como o preço do petróleo, por exemplo, Costa e Samanez (2008) destacam que “a análise do comportamento dos preços das *commodities* possui duas grandes vertentes na literatura. A primeira trata os preços como decorrência de modelos de equilíbrio entre oferta e procura. A segunda trata da análise da evolução estocástica dos preços, baseando-se nas séries históricas.” Para a estimativa dos preços nesta dissertação, adotou-se a última metodologia por ser a mais moderna e mais usada nos casos atuais.

Um processo estocástico significa uma coleção de variáveis aleatórias definidas no mesmo espaço de probabilidade e ordenadas no tempo, onde T é um conjunto ordenado de índices. Assim, um processo estocástico pode ser visto como uma sequência de distribuições de probabilidade ao longo do tempo. Série temporal pode ser vista como a realização de um processo estocástico que está indexado a intervalos regulares de tempo.

Na escolha do melhor processo estocástico para uma variável busca-se aquele que melhor se adere aos seus dados históricos e que seja consistente com os fatos estilizados do comportamento destes valores.

Como mostra Dias (2015), para modelar preços, a distribuição de probabilidade mais usada é a lognormal, por não permitir valores negativos. Preços com distribuição lognormal equivalem a retornos em tempo contínuo com distribuição normal.

Um dos processos estocásticos mais utilizados na modelagem de ativos reais analisados na TOR é o Movimento Geométrico Browniano (MGB), em que os valores futuros têm distribuições lognormais.

2.6. Movimento Geométrico Browniano (MGB)

Um movimento browniano, também chamado de processo de *Wiener*, representa um processo estocástico em tempo contínuo, sendo o limite de um passeio aleatório². Destacam-se as principais características de um movimento browniano:

² Passeio aleatório simples em \mathbb{Z} representa uma variável x que, a cada período, pode se mover para o valor $x+1$ com probabilidade $p \in [0,1]$ ou para o valor $x-1$ com probabilidade $1-p$. O movimento browniano pode ser visto como o limite do processo aleatório quando o intervalo entre os períodos se aproxima de zero (tempo contínuo).

- i. É um processo de *Markov*: para se conhecer o valor futuro de uma variável somente precisa considerar o valor atual da mesma. Os valores históricos não interferem no valor futuro.
- ii. Possui incrementos independentes: como a distribuição de probabilidade da variável depende apenas do seu valor atual, os incrementos ao longo do tempo são independentes.
- iii. O incremento tem distribuição normal com média zero e variância proporcional ao intervalo de tempo.

Dentre os processos brownianos, ressalta-se o movimento geométrico browniano. O MGB é um caso particular do Processo de Itô³ e é geralmente utilizado para modelar preço de ações, taxa de juros, preço de produtos e outras variáveis financeiras e econômicas (Dixit e Pindyck, 1994). É o processo mais utilizado para modelar essas variáveis, pois assume a premissa que a taxa de retorno da variável segue uma distribuição normal com as tendências e a volatilidade do processo constante, o que é uma boa representação para uma grande parte dos ativos negociados.

Uma variável que segue um MGB obedece à seguinte equação diferencial estocástica:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \quad (5)$$

onde:

α – tendência (*drift*)

σ - volatilidade

dz – incremento de Wiener, onde $dz = \varepsilon \sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$

Para o cálculo do valor de um ativo X em um tempo $t+1$, a solução analítica passa a ser:

$$X_{t+1} = X_t \exp\left[\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2}\right) dt + \sigma dz\right] \quad (6)$$

Substituindo dz :

³ Não confundir Processo de Itô com Lema de Itô. Esse último é usado para encontrar a diferencial de uma função dependente do tempo de um processo estocástico. É a ferramenta mais importante do cálculo estocástico.

$$X_{t+1} = X_t \exp\left[\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2}\right) dt + \varepsilon\sigma\sqrt{dt}\right] \quad (7)$$

2.7. Equação de Black & Scholes & Merton

O próximo passo para a obtenção do valor de uma opção real é o desenvolvimento da metodologia que permita precificá-la. No caso do estudo, o objetivo será modelar uma opção real em tempo contínuo.

Na modelagem, desenvolve-se a Equação Diferencial Parcial (EDP) de uma opção chamada de F , que é função do ativo básico (X) e do tempo (t) e suas condições de contorno.

Em um mercado completo, aplica-se o método dos Ativos Contingentes para calcular o valor de uma opção, enquanto em um mercado incompleto, a Programação Dinâmica pode ser utilizada, conforme proposto por Dixit & Pindyck (1994).

O princípio da neutralidade ao risco permeia a ideia dos Ativos Contingentes, assim como o conceito da não-arbitragem. Cria-se um portfólio dinâmico de mercado que replica o projeto analisado de forma a esse portfólio não ter risco. Não tendo risco, para não ter arbitragem, a taxa de retorno precisa ser a taxa livre de risco (Brandão, 2002).

O modelo de Black, Scholes (1973) e Merton (1973) se baseia no portfólio sem risco e no conceito de não arbitragem. Montando um portfólio sem risco $\Phi = F - n X$ (com a escolha adequada de $n = \partial F / \partial X$), obtendo o retorno da carteira (taxa livre de risco) e igualando à soma dos retornos de cada ativo que a compõe, usando a fórmula de Itô para expandir a variação da opção (dF) e adicionando a equação do processo estocástico do ativo base (no caso, um MGB) chega-se a EDP proposta pelos autores.

$$\frac{1}{2}\sigma^2 X^2 \frac{\partial^2 F}{\partial X^2} + rX \frac{\partial F}{\partial X} + \frac{\partial F}{\partial t} - rF = 0 \quad (8)$$

Caso o ativo X pague dividendos a uma taxa δ , a fórmula passa a ser:

$$\frac{1}{2}\sigma^2 X^2 \frac{\partial^2 F}{\partial X^2} + (r - \delta)X \frac{\partial F}{\partial X} + \frac{\partial F}{\partial t} - rF = 0 \quad (9)$$

As condições de contorno da EDP dirão que tipo de opção é (americana ou europeia), o tempo de expiração T e o resultado do exercício da opção. As condições de contorno referentes a esta EDP estão abaixo, sendo X^* o valor do gatilho (o valor do ativo a partir do qual vale a pena investir) e I o investimento necessário para o projeto:

- 1- Condição Trivial: para $X=0$, $F(0, t)=0$. No processo estocástico se o ativo valer zero, permanecerá zero (barreira absorvente do MGB em 0) e a opção de investir terá valor nulo.
- 2- Para $t=T$, $F(X, T) = \text{máx} [VPL, 0]$. Na data de expiração, o investimento vale $X-I$ (VPL) ou zero, ou seja, se investe se o VPL é positivo.
- 3- Condição de Continuidade: $F(X^*, t) = X^* - I$. No gatilho X^* , o valor da espera F é igual ao VPL de exercício imediato $X^* - I$.
- 4- Condição de Contato Suave: $\frac{\partial F}{\partial X}(X^*, t) = 1$. As derivadas do valor da espera e do valor do exercício imediato também são iguais. Garante que a função $F(X)$ é contínua e suave ao redor do ponto de gatilho X^* , não havendo outros pontos mais vantajosos para o exercício da opção.

No caso de uma opção europeia, bastam as duas primeiras condições de contorno, pois as duas últimas referem-se ao exercício antecipado.

A solução analítica desta EDP existe no caso de uma opção americana perpétua. Para as opções não perpétuas, utilizam-se métodos como aproximações analíticas ou diferenças finitas. Os próximos itens explicarão estas técnicas.

2.7.1. Solução Analítica

Considerando uma opção perpétua, o tempo deixa de ser uma variável e sua primeira derivada vale zero. O ativo seguindo um MGB, obtém-se uma Equação Diferencial Ordinária (EDO) mais simples:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 X^2 \frac{\partial^2 F}{\partial X^2} + (r - \delta) X \frac{\partial F}{\partial X} - rF = 0 \quad (10)$$

Suas condições de contorno são:

- 1- Para $X=0$, $F(X) = 0$;

2- Para $X=X^*$, $F(X^*) = X^*-I$;

3- Para $X=X^*$, $\frac{\partial F}{\partial X}(X^*) = 1$.

A solução analítica desta EDO deve ser do tipo:

$$F = AX^\beta \quad (11)$$

Inserindo esta equação na EDO, obtêm-se uma equação quadrática cujas raízes são os dois valores para β :

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{(r-\delta)}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + 2\frac{r}{\sigma^2}} \quad (12)$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \sqrt{\left[\frac{(r-\delta)}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right]^2 + 2\frac{r}{\sigma^2}} \quad (13)$$

A solução então passa a ser:

$$F = A_1X^{\beta_1} + A_2X^{\beta_2} \quad (14)$$

A primeira condição de contorno implica que A_2 é igual à zero. Com essa equação e o valor de β calculado e baseando-se nas duas últimas condições de contorno obtêm-se o valor da constante A e do valor de gatilho X^* :

$$X^* = \frac{\beta_1}{\beta_1-1} I \quad (15)$$

$$A_1 = \frac{X^*-I}{X^{*\beta_1}} \quad (16)$$

A solução geral da opção pode ser expressa como:

$$F(X) = \begin{cases} A_1X^{\beta_1}, & \text{para } X < X^* \\ X - I, & \text{para } X \geq X^* \end{cases} \quad (17)$$

2.7.2. Aproximação Analítica de Bjerksund & Stensland

Um dos modelos utilizados para resolver opções americanas com prazos de expiração longos é a aproximação analítica proposta por Bjerksund e Stensland (1993).

O método tem como premissa definir um limite que estabelece o preço de gatilho. Toda vez que o valor do ativo alcançar o gatilho, a opção é exercida.

As premissas para o modelo são que o ativo segue um movimento geométrico browniano, paga dividendo a uma taxa constante δ , a taxa de juros r é constante e o mercado é completo, sem oportunidades de arbitragem (Bjerksund e Stensland, 1993).

Os valores que a opção pode assumir são:

$$F(X) = \begin{cases} \alpha X^\beta - \alpha \varphi(X, T, \beta, X^*, X^*) + \varphi(X, T, 1, X^*, X^*) - \varphi(X, T, 1, I, X^*) \\ -I\varphi(X, T, 0, X^*, X^*) + I\varphi(X, T, 0, I, X^*), \text{ para } X < X^* \\ X - I, \text{ para } X \geq X^* \end{cases} \quad (18)$$

Com:

$$\alpha = (X^* - I)(X^*)^{-\beta} \quad (19)$$

$$\beta = \left(\frac{1}{2} - \frac{r-\delta}{\sigma^2}\right) + \sqrt{\left(\frac{r-\delta}{\sigma^2} - \frac{1}{2}\right)^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} \quad (20)$$

O primeiro termo da equação $F(X)$ é o valor de uma opção americana perpétua com investimento I e preço de gatilho X^* . Os demais termos são expressos pela função φ que pode ser definida como:

$$\varphi(X, T, \gamma, H, X^*) = e^{\lambda S^\gamma} - \left\{ N[d] - \left(\frac{X^*}{X}\right)^K N\left[d - \frac{2\ln\left(\frac{X^*}{X}\right)}{\sigma\sqrt{T}}\right] \right\} \quad (21)$$

$$d = \frac{\ln\left(\frac{X}{H}\right) + \left[r - \delta + \left(\gamma - \frac{1}{2}\right)\sigma^2\right]T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (22)$$

$$\lambda = -r + \gamma(r - \delta) + \frac{1}{2}\gamma(\gamma - 1)\sigma^2 \quad (23)$$

$$K = \frac{2(r-\delta)}{\sigma^2} + (2\gamma - 1) \quad (24)$$

Sendo $N[.]$, a função de distribuição cumulativa normal e $H \leq X^*$.

O valor de gatilho X^* , no qual o investimento deve ser feito, vale:

$$X^* = B_0 + (B_\infty - B_0)(1 - e^h) \quad (25)$$

Onde:

$$h = -[(r - \delta)T + 2\sigma\sqrt{T}] \left[\frac{B_0}{(B_\infty - B_0)} \right] \quad (26)$$

$$B_\infty = \frac{\beta}{\beta - 1} I \quad (27)$$

$$B_0 = \max \left\{ I, \left(\frac{r}{\delta} \right) I \right\} \quad (28)$$

O valor B_T representa o preço ótimo de exercício de uma opção de compra americana.

A vantagem do uso desta aproximação analítica é sua acurácia frente à facilidade matemática de sua resolução.

2.7.3. Diferenças Finitas

Dias (2015) apresenta o método das diferenças finitas como um dos mais populares métodos numéricos em opções reais. Esta é uma técnica alternativa a aproximação analítica, apresentada no item anterior.

As equações diferenciais das opções reais são resolvidas por diferenças finitas de forma a converter a equação diferencial em outras equações de diferenças (discretização) que são resolvidas iterativamente (Costa, 2014). A ideia é resolver as equações de diferença que aproximam as derivadas parciais das equações diferenciais parciais (EDP) (Dias, 2015).

O MDF pode ser aplicado de forma explícita ou implícita, dependendo da aproximação utilizada na discretização, especialmente para a derivada relativa ao tempo. O primeiro é o método mais simples de aplicar, porém pode apresentar problemas na convergência numérica. Ele considera a aproximação para a frente na derivada da opção em relação ao tempo, a partir do instante inicial de tempo. O segundo método demanda maior número de iterações, aumentando muito o tempo computacional se for pequeno o intervalo de tempo considerado. Este método

utiliza a aproximação para trás, a partir do instante final. Nesta dissertação será usado o método explícito.

Para ambas formas acima apresentadas, as equações de diferenças que aproximam as derivadas partem da expansão de Taylor. Nesta dissertação será considerado uma variável estocástica e, por isso, será apresentado abaixo, baseado em Dias (2015), a expansão de Taylor para apenas uma variável.

Considerando $f(x)$ como uma função pelo menos duas vezes diferenciável e o intervalo pequeno $\Delta X = h$, a expansão de Taylor pode ser representada nas duas equações abaixo:

$$f(x + h) \cong f(x) + h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) \quad (29)$$

$$f(x - h) \cong f(x) - h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) \quad (30)$$

A partir da equação 29, com o valor da derivada $f'(x)$ obtém-se a equação de diferença para frente (*forward*) de primeira ordem. A partir da equação 30, com o valor também de $f'(x)$, obtém-se a equação de diferença para trás (*backward*) de primeira ordem.

$$f'(x) \cong \frac{f(x+h)-f(x)}{h} - \frac{h}{2} \times f''(x) \quad (31)$$

$$f'(x) \cong \frac{f(x)-f(x-h)}{h} + \frac{h}{2} \times f''(x) \quad (32)$$

O segundo termo do lado direito das equações 31 e 32 é de ordem muito pequena e podem ser representados por $O(h)$ significando que os demais termos são desprezíveis com erro de ordem h .

Considerando mais um termo na expansão do Taylor, tem-se:

$$f(x + h) \cong f(x) + h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) + \frac{h^3}{3!} \times f'''(x) \quad (33)$$

$$f(x - h) \cong f(x) - h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) - \frac{h^3}{3!} \times f'''(x) \quad (34)$$

Subtraindo a equação 34 da 33, chega-se a equação de diferenças centrais para a primeira derivada:

$$f'(x) \cong \frac{f(x+h)-f(x-h)}{2 \times h} + O(h^2) \quad (35)$$

Com as equações 31, 32 e 35 se tem três aproximações da derivada de $f(x)$ em um ponto X_0 . A equação de diferença central é a mais precisa por ter erro de ordem h^2 . Contudo, para a variável tempo esta equação central possui problemas numéricos de instabilidade.

Para aplicação do método, será necessário mais um termo na expansão de Taylor:

$$f(x+h) \cong f(x) + h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) + \frac{h^3}{3!} \times f'''(x) + \frac{h^4}{4!} \times f''''(x) \quad (36)$$

$$f(x-h) \cong f(x) - h \times f'(x) + \frac{h^2}{2!} \times f''(x) - \frac{h^3}{3!} \times f'''(x) + \frac{h^4}{4!} \times f''''(x) \quad (37)$$

Somando as duas equações acima e simplificando, chega-se:

$$f''(x) \cong \frac{f(x+h)-2 \times f(x)+f(x-h)}{h^2} + O(h^2) \quad (38)$$

A diferença entre MDF explícita e implícita ocorre devido a aproximação da derivada em relação ao tempo utilizada. Na explícita é a aproximação para a frente e na implícita, para trás.

Nesta dissertação será utilizada a diferença finita explícita. Por isso, abaixo, ainda se baseando em Dias (2015), será descrito como aplicar o método na EDP de Black-Scholes-Merton.

O primeiro passo é a criação do *grid* dividindo em intervalos pequenos o tempo t (do instante inicial até a expiração) e a variável estocástica X (de 0 até um valor $X_{\text{máx}}$ definido como um valor significativamente maior que o X^* do gatilho). Com isso, é possível criar-se N intervalos iguais de tempo e M intervalos iguais dos valores possíveis a serem assumidos pela variável. Para cada nó do *grid*, ou seja, para cada ponto onde t e X se encontram será calculado o valor da

opção $F(X,t)$ e se verificará se é ótimo o exercício imediato ou a espera. Também é necessário colocar as condições de contorno no *grid*. Ao final, se obtém uma matriz de valor da opção $F(X,t)$ e valor do gatilho para todo t , resultando em um vetor de gatilhos $X^*(t)$. O valor exato do gatilho X^* em que a opção de espera é igual ao valor do exercício imediato pode cair entre dois pontos do grid, se tornando necessária a interpolação.

Com base na equação de Black-Scholes-Merton (equação 9), utiliza-se a equação de diferenças para a frente para variável tempo e a aproximação central para a variável X .

$$\frac{1}{2}\sigma^2 X^2 \frac{\partial^2 F}{\partial X^2} + (r - \delta)X \frac{\partial F}{\partial X} + \frac{\partial F}{\partial t} - rF = 0 \quad (9)$$

Com base nas equações 31, 35 e 38 obtém-se:

$$\frac{\partial F}{\partial t} \cong \frac{F_{j+1,i} - F_{j,i}}{\Delta t} \quad (39)$$

$$\frac{\partial F}{\partial X} \cong \frac{F_{j+1,i+1} - F_{j+1,i-1}}{2\Delta X} \quad (39)$$

$$\frac{\partial^2 F}{\partial X^2} \cong \frac{F_{j+1,i+1} - 2F_{j+1,i} + F_{j+1,i-1}}{\Delta X^2} \quad (39)$$

Essas três equações são substituídas na equação 9:

$$rF_{j,i} = \frac{1}{2} \frac{F_{j+1,i+1} - 2F_{j+1,i} + F_{j+1,i-1}}{\Delta X^2} \sigma^2 \Delta X^2 i^2 + (r - \delta) \frac{F_{j+1,i+1} - F_{j+1,i-1}}{2\Delta X} i \Delta X + \frac{F_{j+1,i} - F_{j,i}}{\Delta t} \quad (40)$$

Rearranjando a equação, cega-se a equação para cálculo do valor da opção:

$$F_{j,i} = \frac{1}{1+r\Delta t} [(p_u F_{j+1,i+1}) + (p_m F_{j+1,i}) + (p_d F_{j+1,i-1})] \quad (41)$$

Com:

$$p_u = \frac{1}{2} [\sigma^2 i^2 + (r - \delta) i] \Delta t \quad (42)$$

$$p_m = 1 - \sigma^2 i^2 \Delta t \quad (43)$$

$$p_d = \frac{1}{2} [\sigma^2 i^2 - (r - \delta) i] \Delta t \quad (44)$$

O valor $F_{j,i}$ desconhecido depende dos F conhecidos em $j+1$. Os pesos p somam 1. O algoritmo de diferenças finitas explícitas trabalha *backwards* no tempo, iniciando na expiração T.

Uma das desvantagens deste método de diferenças finitas é a chamada “maldição da dimensionalidade”, pois o tempo de resolução cresce exponencialmente com a quantidade de variáveis estocásticas do modelo. No caso de haver mais de duas variáveis estocásticas, além do tempo, pode ser preferível recorrer ao método de Monte Carlo. Além do mais, o MDF apresenta erros de discretização e erros de arredondamento. Para diminuir o primeiros destes erros, deve-se buscar ΔX e Δt pequenos. Para o segundo, deve-se refinar o *grid* analisado, considerando-se mais casas decimais nos cálculos intermediários (Dias, 2015).

2.8. Modelos usados em Petróleo

Dias (2014) apresenta dois modelos paramétricos para a função VPL a serem utilizados em análises de fluxo de caixa envolvendo o petróleo como *commodity*. Os modelos relacionam o valor do projeto (V) com o preço da *commodity* e são conhecidos como Modelo de Negócio e Modelo de Fluxo de Caixa Rígido.

2.8.1. Modelo de Negócio para Petróleo

Dias (2014) mostra um modelo que permite calcular o valor de uma opção na área de petróleo chamado de Modelo de Negócio (*Business Model*). Neste modelo é considerada uma relação linear entre o VPL do projeto e o preço do petróleo. Para regimes de concessão esta é uma aproximação boa. Este modelo foi aplicado também no artigo de Paddock et. al (1988).

O VPL do projeto pode ser entendido como o valor presente das receitas líquidas de custos operacionais e impostos (V) menos o valor presente dos

investimentos descontados os benefícios fiscais (I). No caso da área de petróleo, V pode ser chamado também de valor da reserva desenvolvida. Assim:

$$VPL = V - I \quad (45)$$

Como a Receita é uma função linear do preço do petróleo, tem-se:

$$V = aP + b \quad (46)$$

Com $a > 0$, diz-se que V e P são perfeitamente correlacionados positivamente.

Pensando no valor de mercado de um barril de reserva produzido (v) e o relacionando ao preço de longo prazo do petróleo, pode-se escrever:

$$v = qP \quad (47)$$

Ao mesmo tempo o valor da reserva produzida (V) é igual à quantidade de barris produzidos (B) multiplicado pelo preço do óleo de cada barril.

$$V = vB \quad (48)$$

Unindo as duas equações, obtêm-se o modelo de negócios para V:

$$V = qBP \quad (49)$$

Por fim:

$$VPL = qBP - I \quad (50)$$

O fator de proporcionalidade q é chamado de qualidade econômica da reserva e é influenciado pela qualidade do reservatório, impostos, *royalties*, pela taxa de desconto etc. Para obter o valor de q pode ser usado o fluxo de caixa descontado do projeto, já que ele é relacionado à inclinação da reta $VPL \times P$.

Para obter o gráfico VPL x P bastam dois pontos: aquele calculado através do fluxo de caixa descontado por uma taxa ajustada ao risco e considerando um preço médio para o óleo e o outro quando o preço vale zero e o VPL é igual ao investimento.

O interessante deste modelo é que ele considera que o valor do ativo (V) segue um MGB com os mesmos parâmetros do preço do petróleo (P).

O MGB do preço do petróleo considerando neutralidade ao risco é:

$$dP = (r - \delta)Pdt + \sigma Pdz \quad (51)$$

Aplicando-se o lema de Itô sobre V(P,t):

$$dV = \frac{dV}{dt}dt + \frac{dV}{dP}dP + \frac{1}{2} \frac{d^2V}{dP^2}(dP)^2 \quad (52)$$

Dado que V = qBP:

$$\frac{dV}{dt} = 0 \quad \frac{dV}{dP} = qB \quad \frac{d^2V}{dP^2} = 0 \quad (53)$$

Fazendo as substituições:

$$\begin{aligned} dV &= qB(dP) = qBP(r - \delta)Pdt + qBP\sigma Pdz \\ dV &= (r - \delta)Vdt + \sigma Vdz \end{aligned} \quad (54)$$

Esta última equação relaciona V a um MGB neutro ao risco.

A EDP para uma opção F(P,t) de um ativo que segue o Modelo de Negócio e suas condições de contorno são:

$$\frac{1}{2}\sigma^2 P^2 F_{PP} + (r - \delta)PF_P - rF + F_t = 0 \quad (55)$$

- 1- Para P=0, F (0,t) = 0;
- 2- Para t=T, F (P, T) = máx (qBP-I,0);
- 3- Para P=P* (valor de gatilho), F (P*, T) = qBP*-I

$$4- \text{ Para } P=P^*, \frac{\partial F}{\partial P}(P^*, t) = q B$$

Para resolver esta EDP pode-se utilizar a Solução Analítica de Bjerksund and Stensland ou Diferenças Finitas.

2.8.2. Fluxo de Caixa Rígido para Petróleo (FCR)

Este modelo apresentado em Dias (2014) e Dias (2015), foi tratado anteriormente nos trabalhos de Bjerksund & Ekern (1990), Dixit & Pindyck (1994) e também em Schwartz (1997).

No modelo de Fluxo de Caixa Rígido (FCR), o custo operacional (C) do projeto é destacado na equação 33. Desta forma, tem-se:

$$V = q'BP - C \quad (56)$$

O q' representa a qualidade econômica da reserva, o B é o volume da reserva do campo, P é o preço do petróleo de longo prazo e C o valor presente do custo operacional.

O VPL desta forma, com I representando o investimento livre de benefícios fiscais, passa a ser:

$$VPL = q'BP - C - I \quad (57)$$

O valor de C pode ser calculado considerando tanto a parcela de custo fixo (CF) quanto de custo variável (CV) líquidos, ou seja, descontado a parcela referente ao imposto de renda (\mathcal{T}). Os valores devem ser trazidos a valor presente pela taxa de desconto (k). Dado que $Q(t)$ representa a produção no ano t , chega-se a:

$$C = \sum_{t=0}^T \frac{[Q(t) \times CV] \times (1-\mathcal{T})}{(1+k)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{CF \times (1-\mathcal{T})}{(1+k)^t} \quad (58)$$

A primeira parcela de V é $q'BP$. Os termos B e P são facilmente obtidos em um fluxo de caixa. Para obter o termo q' , pode-se proceder de duas formas. A qualidade econômica da reserva é uma função dos *royalties* (ROY), da taxa de imposto de renda e da taxa de desconto. Dessa forma, o cálculo pode ser representado pela equação abaixo:

$$q' = (1 - ROY) \times (1 - \mathcal{T}) \times \left[\sum_{t=0}^T \frac{Q(t)}{(1+k)^t} \right] / \sum_{t=0}^T Q(t) \quad (59)$$

Outra forma de calcular o valor de q' é obtendo-se o valor de V a partir do fluxo de caixa. Conhecendo o valor de C , B e P , chega-se a:

$$q' = \frac{V+C}{BP} \quad (60)$$

Este segundo modelo, em comparação ao Modelo de Negócios, apresenta uma sensibilidade maior ao preço do petróleo e considera que não há correlação entre o custo operacional (C) e o preço. No Modelo de Negócios é considerada uma correlação positiva perfeita entre o custo operacional e o preço. A verdadeira correlação encontra-se em algum ponto entre os dois modelos e deveria assumir C como uma variável estocástica, adicionando mais uma incerteza ao cálculo.

Para o cálculo do valor da opção de um modelo que segue o Fluxo de Caixa Rígido, a EDP da equação 39 pode ser utilizada da mesma forma considerando que o preço segue um MGB. As diferenças ocorrerão nas condições de contorno que passam a ser:

- 1- Para $P=0$, $F(0, t) = 0$;
- 2- Para $t=T$, $F(P, T) = \text{máx}(q'BP - C - I, 0)$;
- 3- Para $P=P^*$ (valor de gatilho), $F(P^*, T) = q'BP^* - C - I$
- 4- Para $P=P^*$, $\frac{\partial F}{\partial P}(P^*, t) = q' B$

Para resolver esta EDP pode-se utilizar a Solução Analítica de Bjerksund and Stensland ou Diferenças Finitas. Este modelo de Fluxo de Caixa Rígido será utilizado nesta dissertação para relacionar a variável estocástica P aos valores de V durante o cálculo do valor da opção.

3 Completação Convencional e Inteligente

O desenvolvimento de um campo de petróleo engloba diferentes etapas. De uma forma geral, primeiramente ocorre a Fase de Exploração e, caso seja descoberto petróleo economicamente viável, segue a Fase de Produção que se estende até a Fase de Encerramento.

- Fase de Exploração - A partir da aquisição de um bloco exploratório, inicia-se uma fase de avaliação geológica e geofísica da área, através de sísmicas, por exemplo. Poços exploratórios são perfurados e descobertas de petróleo podem ser feitas neste momento. Poços de delimitação (*appraisal wells*) são perfurados para reduzir as incertezas geológicas. Amostras de rocha são retiradas e Testes de Longa Duração podem ser realizados. Ao final, a empresa faz uma análise técnico-econômica e declara a comercialidade da área caso haja interesse, se configurando assim um campo de petróleo. Existe uma data limite para declarar a comercialidade (expiração da opção). Caso não sejam realizadas descobertas ou não haja interesse da empresa no desenvolvimento da área, a mesma é devolvida ao governo.
- Fase de Produção: a empresa elabora um plano de desenvolvimento do campo a ser produzido contemplando modelo de reservatório, malha de drenagem, configuração dos poços, instalações a serem utilizadas, aspectos ambientais e diretrizes de segurança, entre outros pontos. O objetivo da produção é extrair o petróleo do reservatório, elevando-o, através de poços, e escoando-o até a facilidade de produção na superfície.
- Fase de Encerramento: o fim da produção pode ocorrer pelo fim do contrato ou pela não atratividade econômica do campo. Existe um

custo de abandono (tamponamento permanente dos poços e outros custos de recuperação ambiental).

O foco dessa dissertação será na decisão de como entrar (tecnologia de poços) na Fase de Produção.

3.1. Estratégia de Drenagem de um Campo

Após a declaração de comercialidade de um campo de petróleo se inicia a fase de desenvolvimento da produção. Um dos pontos cruciais neste momento é determinar a estratégia de drenagem da jazida. Este é um processo complexo que envolve uma série de variáveis e na qual se busca a maximização do retorno econômico do reservatório (Martini et al., 2005).

Como pontua Santos (2002), a estimativa desta estratégia constitui-se principalmente em se definir:

- Número, tipo e localização dos poços injetores e produtores;
- Cronograma e sequência de entrada em operação dos poços;
- Configuração da completação e conversões de poços;
- Técnicas de recuperação secundária do reservatório⁴;
- Condições e limites de operação dos poços: vazões de produção\injeção, limitação das pressões de fundo, controle da produção de água e de gás;
- Método de elevação artificial dos fluidos.

A definição desta malha de drenagem é fruto da combinação de três fatores: características do reservatório, limitações e disponibilidades técnicas e tecnológicas e considerações econômicas. (Santos, 2002).

Na etapa de definição dos poços que irão drenar o reservatório, existem dois tipo de poços, classificados de acordo com sua função⁵:

- Poço Produtor: é o poço que drena o reservatório, levando óleo e gás do reservatório para a superfície;

⁴ Recuperação Secundária relaciona-se a injeção de água ou gás em um reservatório, através de um poço injetor, e objetiva manter a pressão dentro do reservatório para a melhor recuperação de óleo e gás (Strachan, 2014).

⁵ Mais informações em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm> (acessado em 09/06/2017)

- Poço Injetor: tem a função de melhorar a recuperação de petróleo, injetando água ou gás desde a superfície até o reservatório.

Os poços injetores de um campo são conjugados aos poços produtores, pois é importante que em uma região de produção ocorra a injeção de água ou gás para manter a pressão do reservatório constante. A eficiência da injeção relaciona a produção de óleo com a injeção que influencia esta produção (Rosa et al., 2006)

Ademais, um poço produtor é perfurado de forma a que a quantidade de água produzida, a princípio, seja pequena. O petróleo e a água encontram-se separados no reservatório pelo que chamamos contato água/óleo conforme Figura 1. Ao longo da produção do campo, este contato óleo/água se movimenta, para cima, podendo a água alcançar os poços produtores, conforme Figura 2 (Silva, 2000). Na produção de petróleo, uma parcela de água emerge pelos poços junto ao óleo e gás.

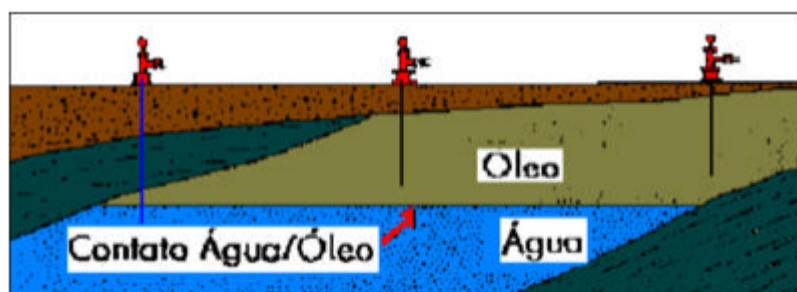


Figura 1 – Esquema Reservatório de Óleo (Silva, 2000)

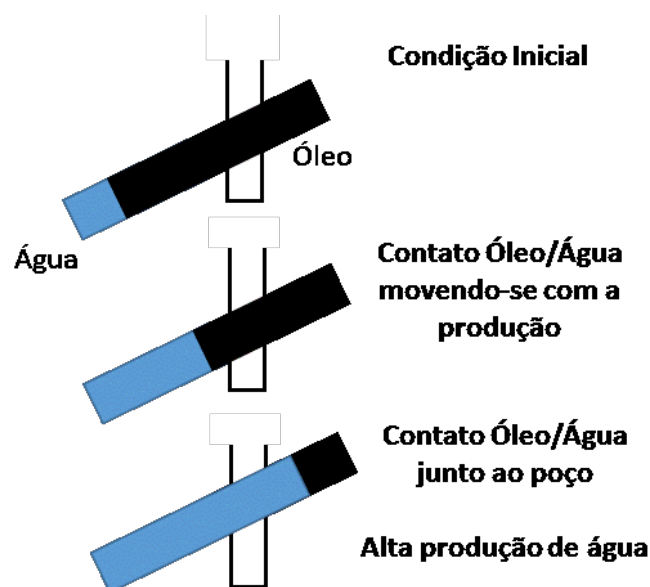


Figura 2 – Contato Óleo/Água ao longo da produção de um poço (Inspirado em Silva, 2000)

Ao longo do tempo, há um declínio da produção de óleo por poço e um aumento da produção de água. Uma medida importante para analisar a quantidade de água produzida é o BSW (*Basic Sediments and Water*) que mede a razão entre quantidade de água e sedimentos em relação a todos os líquidos produzidos. Um poço só continuará a produzir se sua economicidade for positiva, ou seja, se seus custos operacionais são compensados pela sua taxa de produção de óleo e gás. Caso não haja retorno econômico positivo, o poço pode ser abandonado ou, caso seja vantajoso, convertido em injetor. Dada a relação dos poços produtores aos injetores, deve ser analisado nesse momento qual poço injetor está relacionado a este produtor de baixa eficiência e seu fechamento também pode ser necessário.

A conversão de um poço produtor em injetor é analisada com base na região do reservatório que o cerca. Através da análise da saturação do óleo, dos mapas da espessura porosa e da pressão, entre outras informações, se analisa se há a possibilidade de produção na região. Se isto for possível, o poço convertido passará a atuar como injetor e um novo poço produtor é perfurado, formando um novo par produtor-injetor.

Uma das maiores incertezas na conversão de um poço produtor em injetor é saber qual o momento exato em que esta operação deve ocorrer. Com as técnicas tradicionais de completação, poucos dados estão disponíveis para a melhor tomada de decisão (Ferrell et al., 1960). Rezende et al. (2016) apresenta, por exemplo, uma estratégia de otimização e técnicas de simulação de reservatório

que permitem a melhor conversão do poço produtor em injetor, buscando maximizar o retorno do campo. Petvipusit e Chang (2015) apresentam um método de otimização que busca responder à pergunta sobre o momento ótimo de conversão de um poço produtor em injetor.

A conversão ocorre, normalmente, de um poço produtor para um injetor. Inicialmente o óleo é extraído por um poço produtor novo. Ao longo do tempo vai se formando uma zona de depleção (queda de pressão) ao redor deste poço produtor. Para aliviar esta queda de pressão, deve ocorrer uma injeção. Assim, o poço produtor será transformado em um injetor (Satter et al., 2008).

A conversão do poço produtor em injetor tem alguns custos. Uma intervenção com sonda (*recompletação*) é necessária no poço para as adaptações, além da troca das linhas que interligam o poço à unidade de produção (troca de linhas de produção por linhas de injeção). Poços chamados inteligentes, que serão detalhados nos próximos itens, possuem uma vantagem na conversão pois, dada sua configuração, não se faz necessária a intervenção de uma sonda para a inversão das funções. Como os custos de intervenção de sondas são significativos, a redução do custo da conversão neste tipo de poço é vantajosa. Outra vantagem dos poços inteligentes é a coleta de mais informações com os seus sensores, o que permite melhorar o acompanhamento e decisão do melhor momento para que a conversão seja feita (Ghiselin, 2012).

3.2. Configuração de Poços

A primeira etapa na construção de um poço envolve a perfuração, cujo principal objetivo é atingir os reservatórios de interesse. Esta etapa é realizada por uma sonda e é composta por diferentes etapas. De forma simplificada, ocorre primeiramente a perfuração em si das rochas com o uso da coluna de perfuração até atingir a profundidade desejada. Depois é descido o revestimento cujo objetivo é proteger as paredes do poço e isolar zonas com diferentes pressões e fluidos. Por fim, ocorre a cimentação do poço que preenche o espaço entre a tubulação do revestimento e as paredes do poço (Chagas, 2014).

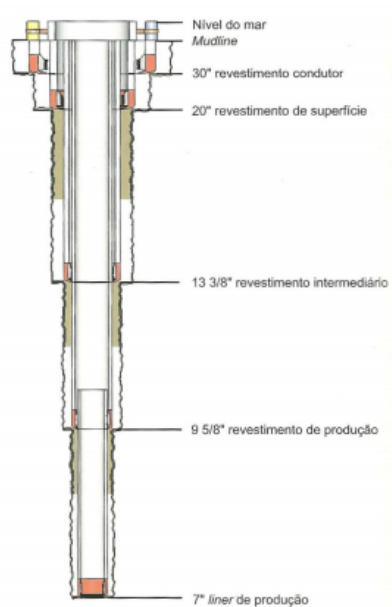


Figura 3 – Ilustração de um Poço Típico e seus Revestimentos (Rocha e Azevedo, 2009)

A completção ocorre em seguida à perfuração e sua função é equipar o poço para que ocorra a produção ou injeção segura e econômica. São instalados equipamentos responsáveis pelo controle da vazão dos fluidos, aquisição de dados, elevação artificial etc. (Martins, 2014). Thomas (2004) descreve cinco etapas que compõem a completção: condicionamento do revestimento de produção, avaliação da cimentação, canhoneio da zona de interesse (abertura da comunicação entre o poço e o reservatório), instalação da coluna de produção e da árvore de Natal (conjunto de válvulas instalada na cabeça do poço) e, por fim, o poço é colocado em produção. A completção pode ser classificada como seca ou molhada. Na seca, as válvulas que controlam a produção do poço são instaladas na superfície e são de fácil acesso. Na completção molhada é necessário um conjunto mais sofisticado de válvulas, chamado de árvore de Natal molhada (ANM), que ficam no fundo mar e são acessados remotamente.

3.2.1. Completção Convencional

A chamada completção convencional é a forma tradicional na qual a completção dos poços é realizada. Nesse caso, é gerada pouca informação sobre o reservatório e se tem pouco controle no poço sem intervenções (Neto, 2003).

Nesse tipo de completção o controle da produção é feito por válvulas reguladoras de fluxo e sem o acompanhamento em tempo real da produção. Estas válvulas apenas permitem a abertura e fechamento de todo o poço, não sendo possível controlar a abertura de produção do fluido em cada zona de produção do poço. Qualquer modificação na vazão da produção de uma zona necessita uma intervenção no poço. Mesmo para acessar as válvulas é necessária uma intervenção no poço. Desta forma, a completção convencional é custosa no futuro, pois é necessário um tempo adicional de sonda para realizar futuras intervenções (Thomas, 2004).

A completção inteligente surge como um avanço tecnológico que, como grande diferença em relação à completção convencional, permite o controle da produção em tempo real e a possibilidade de se operar remotamente as válvulas de fundo de poço. (Nielsen e Tips, 2002).

3.2.2. Completção Inteligente

A indústria de petróleo investe constantemente em inovações e novas tecnologias buscando maximizar a produtividade e rentabilidade de suas operações. Neste contexto, os Poços Inteligentes (*Smart Well* ou *Intelligent Well*) estão entre os mais significantes avanços dos tempos recentes. A primeira instalação de um poço deste tipo ocorreu em agosto de 1997 no Mar do Norte (Gao et al., 2007).

Poços inteligentes são aqueles que possuem completção inteligente. Durante a completção destes poços são instalados sensores de fundo de poço para monitoração dos mesmos e das condições de reservatório, além de válvulas de fundo (nas zonas de interesse) que controlam o fluxo de fluidos (Robinson, 1995). Os sensores instalados permitem o conhecimento das mais diversas informações como pressão, temperatura, taxa de fluxo, fase de corte entre outras. Ocorre também a instalação de *packers* para isolar zonas de produção (Aggrey et al., 2006).

Antes da produção de petróleo ser iniciada, um modelo de reservatório é construído baseado nos dados adquiridos na fase exploratória (sísmicas, testes de poços, amostras etc.). Estes modelos apresentam grandes incertezas em parâmetros como permeabilidade ou porosidade do reservatório. O valor preditivo

destes modelos de reservatório é limitado e tendem a se deteriorar ao longo do tempo. Para melhorar este modelo preditivo, tradicionalmente, se adapta o mesmo conforme a produção ocorre, ou seja, ocorre uma “correspondência histórica” (*history matching*), pois o modelo que prevê a produção futura é atualizado com os dados históricos. Alguns limitantes deste processo de otimização do modelo são o período longo que é necessário, o ajuste manual dos parâmetros e não uma atualização sistemática dos mesmos e a pequena quantidade de medições frente ao número de parâmetros incertos do modelo (Brouwer et al., 2004).

A completção inteligente é um grande avanço em relação à otimização dos modelos de reservatório. Conforme Silva et al. (2012), os poços inteligentes provêm um monitoramento do reservatório que permite controlar as interações físicas dos processos e, após a análise e assimilação destes dados, calibrar o modelo e minimizar as incertezas, conforme esquema da Figura 4.

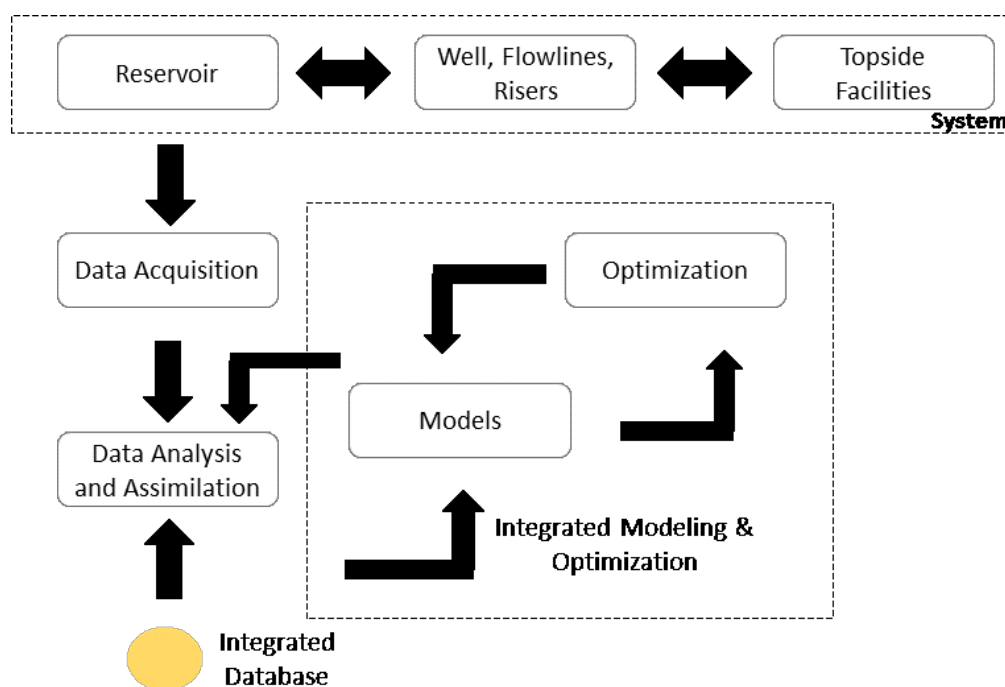


Figura 4- Esquema da integração da modelagem e otimização (Inspirado em Silva et al., 2012)

Camargo et al. (2015) resumem os quatro componentes básicos de um sistema de produção inteligente como monitoramento dos poços, modelagem de poços e reservatório, sistemas de tomada de decisão e sistemas de controle e otimização.

Os dados em tempo real fornecidos pelos sensores da completação inteligente permitem, inclusive, a reconfiguração remota pelo operador do poço. Por isso, os melhores candidatos a poços inteligentes são aqueles cujas intervenções são mais difíceis e dispendiosas. Logo, como benefícios advindos desta tecnologia tem-se a redução dos custos de intervenção, a melhora dos resultados econômicos dos projetos frente à aceleração da taxa de adição de reservas e a melhoria da segurança operacional destes poços (Armstrong e Jackson., 2001).

Outra vantagem advinda do poço inteligente é a capacidade de se produzir diferentes zonas do reservatório com um único poço. A produção de cada zona pode ser alterada pelo operador, remotamente, acelerando a produção total e aumentando o valor presente líquido do poço (Gao et al., 2007).

Todas estas vantagens do uso da completação inteligente são conhecidas e são apresentadas em diferentes trabalhos na literatura. Mathias (2013) sintetiza as vantagens da completação inteligente, resumindo os pontos acima descritos, como:

- Melhor gerenciamento do reservatório: devido ao monitoramento em tempo real da produção e das características do reservatório;
- Aumento no fator de recuperação do hidrocarboneto: é possível administrar a produção garantindo a pressão e vazão ótima;
- Redução do CAPEX por óleo produzido: devido a possibilidade de produção em mais de uma zona do reservatório, o volume por poço recuperado é maior;
- Redução do OPEX: com o controle em tempo real, é reduzido o número de intervenções e, conseqüentemente, dos custos operacionais;
- Redução dos riscos operacionais: os poços inteligentes fornecem dados mais confiáveis sobre a produção, auxiliando na prevenção de acidentes na produção do poço.

A escolha entre qual completação será utilizada em cada poço do campo deve ser analisada considerando as economias geradas e o volume de óleo e gás

que podem ser produzidos em cada uma. Como destaca Nielsen & Tips (2002), dependendo das características do reservatório, pode ser suficiente a instalação de um modelo convencional.

3.3. Opção Real e Completação Inteligente

Como destaca Han (2003), uma das maiores barreiras à adoção da completação inteligente é a ausência de métodos que quantifiquem o valor associado ao seu uso. O uso da clássica análise de projetos através de FCD subestima o valor associado aos poços inteligentes, tornando difícil, assim, a justificativa da adoção deste tipo de completação, mais cara e incerta do que a completação convencional.

O uso de opções reais para a análise do valor de Poços Inteligentes é uma abordagem mais completa. Alguns autores realizaram análises deste tipo. Han (2003) afirma que um investimento imediato na completação inteligente é requerido para criar uma flexibilidade operacional futura. Isto difere do critério tradicional de opções reais de espera que posterga o investimento até as incertezas serem menores ou sanadas. Os autores quantificam os ganhos de um poço inteligente desenvolvido em um reservatório de duas zonas no Golfo do México. Aqui são analisadas as incertezas geológicas pela TOR. Outro trabalho que modela as incertezas do reservatório para analisar a flexibilidade da completação inteligente através de opções reais é dos autores Sharma et al. (2002). Abreu et al. (2017) usaram opções reais para comparar as alternativas de completação convencional e inteligente num campo como um todo. Já nessa dissertação, será focado um poço e considerando a opção de conversão de produtor para injetor, o que não foi considerado em Abreu et al. Esse artigo é advindo do projeto de pesquisa entre a PUC-Rio e a Petrobras denominado de FlexWell.

Aggrey et al. (2007) estudaram a incerteza relacionada ao sistema da completação inteligente. Uma metodologia utilizando processos estocásticos avalia a performance da tecnologia inteligente do poço na avaliação do reservatório. Bronlee et al. (2001) descrevem uma metodologia que calcula os custos das falhas na completação inteligente em poços de águas profundas.

Uma das lacunas existentes na análise da completção inteligente é que vários desses estudos modelam como incerteza apenas o reservatório, não os interligando às incertezas de mercado. A variação do preço de petróleo é um dos fatores que pode influenciar na decisão de uma completção mais complexa e mais dispendiosa, dado que esta completção inteligente aumentará a produção e, conseqüentemente, o retorno virá da receita desta produção incremental.

Como salienta Abreu *et al.* (2017), há dois níveis de análises de opções reais envolvidos na completção inteligente. A primeira é a decisão inicial sobre qual completção será adotada: convencional ou inteligente. A segunda é relacionada ao ganho advindo com as informações e flexibilidades que permitem otimizar a exploração. Por fim, os autores ressaltam que estas duas opções estão vinculadas, pois a decisão pela tecnologia de completção está vinculada aos benefícios de produção advindos da mesma.

No próximo capítulo será apresentado o modelo e estudo de caso a que se propõe esta dissertação, avaliando a decisão de completção inteligente ou convencional através da teoria de opções reais.

3.4. Pré-Sal

O pré-sal brasileiro é uma reserva petrolífera de grandes dimensões, localizado na Bacia de Santos e de Campos, a 300 km da costa e que representa uma das mais significativas descobertas recentes de petróleo no mundo.

O termo pré-sal refere-se à temporalidade geológica, pois o petróleo se formou antes da camada de sal do mar. Assim, as reservas petrolíferas estão localizadas abaixo da camada de sal do mar, em lâminas d'água de 2.300 m de profundidade (distância do reservatório à camada de sal) e entre 5.000 e 6.000 m abaixo do nível do mar.

Os primeiros poços testados nesta área, em 2007, indicaram altas produtividades. Em abril de 2017, a produção do pré-sal correspondia a 1,5 milhão de barris de óleo equivalente por dia. A Petrobras é a grande operadora e parceira nos campos do pré-sal, mas trabalha com outras empresas como Shell, Total e Galp.

A produção no pré-sal traz diversos desafios tecnológicos que permitem extrair petróleo de profundidades nunca antes exploradas de forma econômica.

Dentre as tecnologias aplicadas nos campos desta região pela Petrobras destacam-se as completções inteligentes e a conversão de poços. Ambas tecnologias permitem uma redução de investimentos por óleo produzido e injetado, além de reduzirem os custos de intervenção nos poços, o que nesta profundidade representa uma grande vantagem competitiva.

O caso a ser analisado neste projeto, descrito no próximo capítulo, será baseado em um poço típico do pré-sal brasileiro.

4

Valor da Opção de Conversão em um Projeto do Pré-Sal

4.1.

Caso Analisado

Para atender ao objetivo pretendido neste trabalho, que é comparar o valor agregado a um projeto de petróleo pela completação inteligente frente a completação convencional, no momento da conversão de um poço, usando opções reais, foi desenvolvido um caso a ser descrito abaixo.

O projeto analisado contempla o desenvolvimento de um projeto típico do pré-sal, cujo pico de produção alcança os 180 mil boe/d (barris de óleo equivalente por dia). Para isso são considerados 16 poços iniciais, sendo 8 poços produtores e 8 poços injetores. O regime considerado para o campo deste projeto será o de Concessão e o tempo de produção será de 25 anos, vida útil típica de uma plataforma operando no pré-sal. Ademais, o regime de concessão possui uma vigência de duração da fase de produção do projeto de 27 anos após a declaração de comercialidade, incluindo neste período fases de suspensão ou não produção. Considera-se que a declaração de comercialidade do projeto do estudo de caso ocorreu no ano 0 do fluxo de caixa.

Para os objetivos deste estudo foram construídos quatro fluxos de caixa correspondendo aos quatro cenários analisados abaixo:

- Cenário 1: o projeto considera apenas completação simples para os poços e não há conversão ao longo do tempo.
- Cenário 2: o projeto considera um poço com completação inteligente e não há conversão ao longo do tempo.
- Cenário 3: é o Cenário 1 considerando a conversão de um poço produtor em injetor e mais a perfuração de um novo poço produtor entre os anos 13 e 18 do fluxo de caixa (ano 10 a 15 da produção).
- Cenário 4: é o Cenário 2 considerando a conversão do poço produtor com completação inteligente em injetor e mais a perfuração de um

novo poço produtor entre os anos 13 e 18 do fluxo de caixa (ano 10 a 15 da produção).

Os Cenários 1 e 2 servem como referência para o cálculo do incremento advindo com a conversão de poços no Cenário 3 e 4. Relembrando, como explicado anteriormente, que para manter a pressão necessária em um campo de petróleo é preciso garantir o balanceamento entre os poços. Dessa forma, quando o poço for convertido de produtor para injetor, um novo poço produtor precisa ser perfurado.

Abaixo segue um esquema resumindo os quatro cenários considerados.

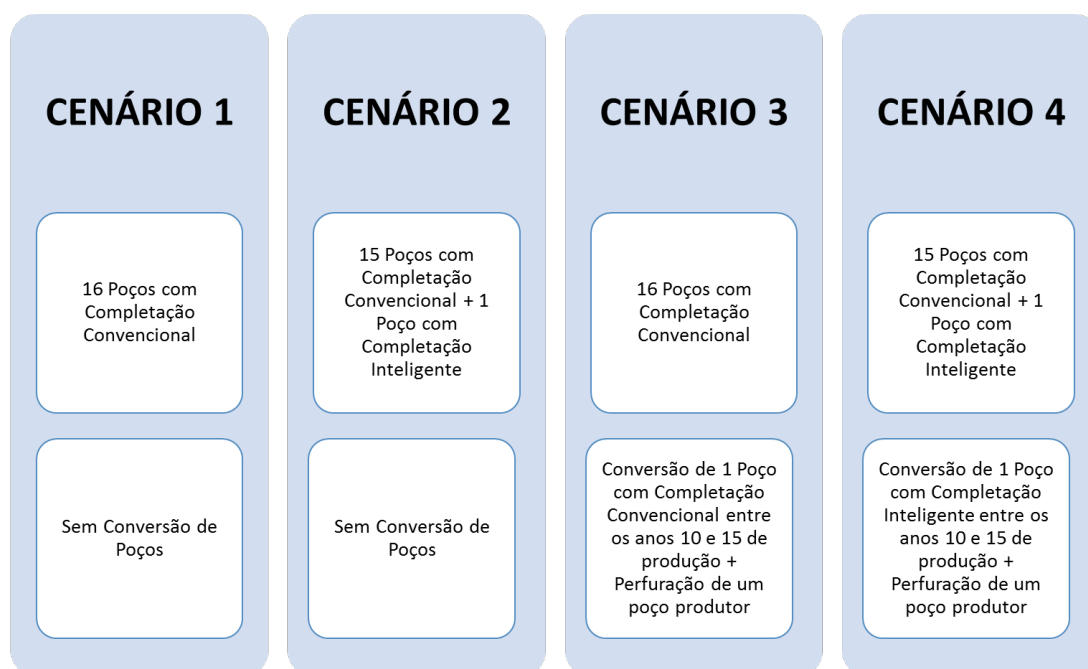


Figura 5 – Esquema dos Cenários Analisados. Fonte: Elaboração Própria

4.2 Metodologia

A metodologia adotada nesta dissertação para a construção do modelo e alcance do objetivo proposto pode ser resumida nos seguintes passos:

- 1- Definição dos custos iniciais da completção inteligente e convencional e da curva de produção inicial de um campo de petróleo, baseando-se em dados típicos do pré-sal;

- 2- Estimativa do fluxo de caixa esperado para cada um dos cenários.
- 3- A incerteza estará vinculada ao preço de petróleo. Esta variável estocástica será modelada por um Movimento Geométrico Browniano (MGB) advindo da análise da série histórica do preço de petróleo do contrato futuro do *Brent* negociado 18 meses à frente, como explicado melhor no item 4.3.1.
- 4- Cálculo do valor da opção de conversão do poço usando Diferenças Finitas para opções americanas de espera de longa duração, para os fluxos de caixa incrementais entre os cenários 3 e 1 e os cenários 4 e 2. Cada conjunto de cenários apresentará um valor de opção distinto, influenciado por:
 - a. Custo da Conversão do Poço Produtor em Injetor. No caso da completção inteligente, a conversão é feita remotamente e sem custos adicionais. Para a completção convencional há um custo na conversão, pois é necessária uma intervenção com sonda marítima;
 - b. Incerteza técnica da curva de produção obtida após a conversão. No caso da completção inteligente, dada a obtenção constante de informação em tempo real do reservatório com o uso dos sensores, o aumento esperado na curva de produção é maior. Isto ocorre, pois o poço perfurado junto à conversão do poço será realizado numa localização mais precisa. Neste trabalho, esta incerteza técnica será retratada por um fator gama que representa o aumento da curva de produção após a conversão. Para a completção simples, o aumento é menor do que no caso da completção inteligente, pois há menos informação disponível para determinar a localização do novo poço produtor.
- 5- O cálculo do valor da opção conforme descrito no item acima é feito utilizando a variável estocástica do preço P e, a cada iteração calculada pelo método das diferenças finitas, é calculado o valor do projeto (V) correspondente. Para relacionar a variável P e V será utilizado o modelo de fluxo de caixa rígido para petróleo apresentado no item 2.8. Com o valor de V é possível calcular o valor da opção da conversão de cada cenário.

- 6- Comparação entre o valor da opção com completção inteligente e com completção convencional frente ao custo inicial de cada um. Análise da melhor opção.

4.3.

Dados do Projeto

Devido a confidencialidade dos dados envolvida em um projeto de petróleo, o fluxo de caixa utilizado foi baseado no modelo “I_fluxo_caixa_concessao_petroleo_Brasil.xls” de Dias (2014). O mesmo reflete os dados de um projeto típico do pré-sal seguindo um regime de Concessão. Nos próximos itens serão descritos os dados que compõem o fluxo de caixa e os ajustes feitos. Os dados relativos a conversão de um poço mais perfuração de um novo poço serão descritas em um item único ao final.

4.3.1.

Receita

A receita do projeto é calculada com base na produção estimada por ano versus o preço esperado.

Produção

A produção alcançará o seu pico após três anos do início da operação. Após este período, o declínio esperado será de 10% ao ano, valor usual utilizado para campos de petróleo.

A receita começa a ser gerada no ano 3, tempo necessário para o desenvolvimento prévio do campo.

Preço

A variável estocástica considerada neste modelo será o preço do petróleo. As demais variáveis são consideradas determinísticas.

O processo estocástico escolhido para descrever a variação desta *commodity* será o Movimento Geométrico Browniano (MGB). Para determinar o melhor processo a ser seguido é preciso testar a validade deste modelo para a série temporal analisada. Um dos testes feito é o de Dickey-Fuller, como descreve o

trabalho de Bastian-Pinto, Brandão & Ozório (2016) ou Dias (2015). No artigo, cita-se a análise, realizada por Dixit & Pindyck (1994), ao analisarem a série de preços do petróleo. A conclusão é que 30 a 40 anos de dados não permitem rejeitar a hipótese de seguir um MGB. Pereboichuk (2013) faz uma revisão na literatura de diferentes estudos realizados para definir a melhor modelagem para o preço de petróleo e conclui que o MGB é uma modelagem aceitável e comprovada através de diferentes testes empíricos.

A série de preços considerada neste trabalho foi a do contrato do *Brent* negociada para 18 meses à frente. A série contempla os dados mensais entre novembro de 1992 e novembro de 2017 e a fonte foi o *Bloomberg*. A escolha desta série do *Brent* futuro deveu-se ao fato da opção nesta dissertação ter início 13 anos à frente. Com isso, buscou-se uma série de preços que representasse melhor os preços de contrato futuro do *Brent*, reduzindo sua volatilidade. Os preços *spot* do *Brent* são bastante influenciáveis por problemas pontuais que ocorram na oferta mundial de petróleo. Para análise de uma opção que poderá ser exercida apenas no longo prazo, estas distorções ocasionais devem ser minimizadas. A série de preços do de contratos futuros de longo prazo é pouco influenciado por fatos pontuais e, por isso, foi a série escolhida.

Os preços passados foram corrigidos pelo indicador de inflação americana *Consumer Price Index* (CPI) cuja fonte foi o site *Bureau of Labor Statistics*. Para o cálculo das estimativas de volatilidade e *drift* foi considerado o logaritmo do preço corrigido. A volatilidade calculada foi de 12,85% a.a. e o *drift* de 1,92% a.a.

4.3.2. Dispêndios

Os valores apresentados no modelo foram calculados para um petróleo do tipo *Brent* de US\$ 80/bbl, enquanto o valor à época de construção deste trabalho girava em torno dos US\$ 50/bbl. Por esta razão, foi considerado um redutor de 35% nos valores de todos os custos envolvidos no projeto.

O CAPEX total do projeto varia dependendo do cenário escolhido. Para o Cenário 1, o valor total do investimento é de US\$ 5.850 MM realizado ao longo dos três primeiros anos na seguinte proporção: ano 1 com 9%, ano 2 com 53% e ano 3 com 38% do valor total. O Cenário 2 possui um adicional de investimento de US\$ 20 MM devido a completação inteligente de um poço. Este valor foi

obtido a partir de conversa com especialistas dentro da Petrobras. Do valor total de CAPEX, 70% é considerado depreciável ao longo de 15 anos.

O custo operacional fixo em todos os cenários é de US\$ 325 MM por ano e o variável é de US\$ 13/boe. O custo de abandono em todos os cenários é de US\$ 260 MM e realizado um ano após o fim da produção.

Para a análise do valor da opção de espera quanto ao momento da conversão e perfuração de um poço no projeto, os dados relevantes são os referentes ao adicional advindo pela conversão. Os dispêndios incrementais a este momento estão descritos no item 4.3.4, mais à frente.

4.3.3. Impostos

O regime de Concessão estabelece alguns parâmetros para o cálculo dos impostos. O principal deles é a Participação Especial. Como definido pela ANP, “a participação especial é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção”. O valor a ser pago é calculado com base em alíquotas progressivas que variam conforme a localização, o tempo de operação e o volume produzido. A mesma incide sobre a receita líquida. O modelo calcula os valores de participação especial devido a cada ano.

Ademais, há pagamento de *royalties* cuja alíquota no regime de concessão é de 10% sobre a receita. Por fim, a alíquota de imposto de renda considerada foi de 34%.

4.3.4. Conversão

No Cenário 3 e 4 é considerada uma conversão de um poço produtor em injetor no décimo ano de produção (ano 13 do fluxo de caixa) e mais uma perfuração de um novo poço produtor, formando um par produtor-injetor.

Neste momento da conversão, ocorre um custo devido a esta operação e mais o custo da perfuração e completação do novo poço. Os custos da conversão para o poço que possui completação inteligente é considerado inexistente neste projeto. O custo da conversão com completação simples existe, pois é necessária a intervenção de sondas.

O investimento para perfuração e completção de um novo poço na hora da conversão é de US\$ 80 MM no ano 13 do fluxo de caixa, tanto para cenário 3 quanto para cenário 4. Adicionalmente, no cenário 3 é considerado um investimento de US\$ 20 MM no ano 13 do fluxo de caixa devido a intervenção para a conversão do poço produtor em injetor. No cenário 4, não há adicional de valor devido à economia da sonda para a conversão de produtor para injetor.

Com a conversão, um novo poço produtor é perfurado e desencadeia um aumento da curva de produção. Este aumento é maior no caso envolvendo a completção inteligente, como explicado nos capítulos anteriores. Por isso, é considerado um aumento de 7% na produção no cenário 3 e de 10% no cenário 4. Estes valores foram calculados com base na simulação de dados reais de projetos de petróleo do pré-sal. Devido a confidencialidade dos dados, os mesmos não serão apresentados neste trabalho.

Estes valores adicionais no momento da conversão são os relevantes para o cálculo do valor da opção no momento da conversão. Isto será melhor detalhado no próximo item que trata do fluxo de caixa incremental.

4.3.5. Fluxo de Caixa e Taxa de Desconto

O fluxo de caixa líquido de cada cenário foi calculado da seguinte forma:

$$\text{Lucro Líquido} = (\text{Receita} - \text{Custo Operacional} - \text{Custo de Abandono} - \text{Royalties} - \text{Participação Especial} - \text{Depreciação}) \times (1 - \text{Imposto de Renda})$$

$$\text{Fluxo de Caixa Líquido} = \text{Lucro Líquido} + \text{Depreciação} - \text{Investimento}$$

A taxa de desconto considerada foi calculada através do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC em inglês). Para isso foi considerada a proporção de 70% de capital próprio e 30% de endividamento, conforme premissas do modelo considerado. O retorno do capital próprio é de 10% a.a. (mesmo valor do modelo de Dias, 2014) e a taxa livre de risco antes dos impostos será assumida como 7% a.a.

Com estes dados e utilizando a equação 3, a taxa de desconto calculada é de 8,4% a.a.

Desta forma, foi calculado o VPL de cada cenário, assim como o Investimento Líquido (descontado os impostos) a valor presente. A soma do VPL com o Investimento Líquido é igual ao valor das entradas do projeto que foi chamado de V no modelo ($V = VPL + I$). Para estes cálculos, foram feitas 10.000 iterações de simulação usando o @Risk. Os valores considerados de VPL e V para cada cenário foram a média resultante das simulações. O valor de I não depende de variáveis estocásticas, sendo, assim, determinístico.

No caso dos Cenários 3 e 4, para o cálculo dos valores das opções, foi considerado o VPL, o V e o I incrementais aos Cenário 1 e 2, respectivamente.

4.3.6. Modelo de Fluxo de Caixa Rígido (FCR)

A variável estocástica do projeto é o preço do petróleo. Para calcular o valor da opção que a conversão de um poço agrega é preciso calcular o valor de V com base na variável estocástica P. Para isso será utilizado o modelo de fluxo de caixa rígido descrito no item 2.8.1.

Conforme equação 56, os parâmetros necessários para os cálculos de V são a qualidade da reserva (q'), a produção em barril (B), o preço do petróleo (P) e o custo operacional em valor presente (C). Ao mesmo tempo, como apresentado no item anterior, o valor de V foi obtido do fluxo de caixa através de simulações realizadas pelo @Risk.

Como já mencionado, um dos diferenciais do cálculo do valor das opções nesta dissertação será a determinação de um período em que a conversão do poço pode ser exercida. Como um projeto de petróleo envolve dispêndios físicos e financeiros muitos altos, a conversão de um poço junto a construção de um novo poço só deve ocorrer quando a queda da curva de produção for mais acentuada. Para o caso analisado aqui, determinou-se o que a opção pode ser exercida a partir do ano 10 de produção (ano 13 do fluxo de caixa). Ao mesmo tempo, dada a vida útil esperada da plataforma de produção, esta operação de conversão deve ocorrer até um determinado tempo. No caso base analisado, o fim da janela de exercício da opção será o ano 15 de produção (ano 18 do fluxo de caixa).

Devido a esta janela de exercício acima explicada, os parâmetros q' , C e I foram calculadas a valor presente para o início do intervalo da opção. Isto quer dizer, que são valores presentes para o ano 13 do fluxo de caixa.

O valor de B foi obtido diretamente da curva de produção estimada no fluxo de caixa e não varia ao longo do tempo. O valor de C foi obtido conforme equação 58 a partir dos custos operacionais fixos e variáveis dos fluxos de caixa de cada cenário. Para calcular o valor de q' , utilizou-se o valor de V já calculado em cada cenário e a equação 60.

O valor do investimento I que será utilizado para cálculo do valor da opção foi calculado diretamente do fluxo de caixa. Foi considerado o investimento a valor presente (no ano 13) líquido, ou seja, descontando a alíquota de imposto de renda.

Para o cálculo do valor da opção, o importante é o valor incremental entre os Cenários 3 e 1 e os Cenários 4 e 2. Por isso, um fluxo de caixa incremental foi construído para cada um destes pares de cenários. O fluxo de caixa incremental é a subtração entre o fluxo de caixa cheio do cenário com conversão e o fluxo de caixa cheio do cenário sem conversão. A partir desta visão incremental, os parâmetros do FCR (q' , B e C) foram calculados. Os resultados serão apresentados no Capítulo 5.

O valor de P inicial, que é a variável estocástica do modelo, para cálculo da opção é igual ao valor considerado no primeiro ano do fluxo de caixa, de US\$ 53,86/barril.

De forma a resumir os itens apresentados, a Tabela 1 resume as premissas consideradas nos cenários analisados.

Tabela 1 – Resumo das Premissas do Fluxo de Caixa dos Cenários. Fonte: Elaboração Própria

		Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
PRODUÇÃO	Pico de Produção	180.000 bpd	180.000 bpd	180.000 bpd	180.000 bpd
	Declínio após pico	10%	10%	10%	10%
		3	3	3	3
	Anos até o pico	(ano 1 - 10%, ano 2-50%, ano 3 - 100%)	(ano 1 - 10%, ano 2-50%, ano 3 - 100%)	(ano 1 - 10%, ano 2-50%, ano 3 - 100%)	(ano 1 - 10%, ano 2-50%, ano 3 - 100%)
	Anos de Produção	25	25	25	25
	Aumento com a Conversão	NA	NA	7,0%	10,0%
PREÇO PETRÓLEO MGB	Preço Inicial	53,86	53,86	53,86	53,86
	Volatilidade	12,85%	12,85%	12,85%	12,85%
	Drift	1,92%	1,92%	1,92%	1,92%
DISPÊNDIOS	CAPEX (nominal) - em MM	5850	5850	5850	5850
	Adicional de CI - em MM	NA	20	NA	20
	Inv. Depreciável	70%	70%	70%	70%
	Anos Depreciação	15	15	15	15
	OPEX Variável - em MM/bpd	13	13	13	13
	OPEX Fixo - em MM/ano	325	325	325	325
	Custo de Abandono - em MM	260	260	260	260
	CAPEX adicional com a conversão - em MM	NA	NA	100	80
IMPOSTO	Royalties	10%	10%	10%	10%
	Alíquota do IR	34%	34%	34%	34%
PREMISSAS ECONÔMICAS	% Equity	70% a.a.	70% a.a.	70% a.a.	70% a.a.
	% Dívida	30% a.a.	30% a.a.	30% a.a.	30% a.a.
	Retorno total do equity μ	10% a.a.	10% a.a.	10% a.a.	10% a.a.
	Retorno r antes dos impostos	7% a.a.	7% a.a.	7% a.a.	7% a.a.
	WACC	8,4% a.a.	8,4% a.a.	8,4% a.a.	8,4% a.a.

4.4. Modelo de Opções Reais

Com o fluxo de caixa elaborado para cada um dos cenários pretendidos, o próximo passo foi a criação de um modelo que permita avaliar o valor acrescido no Cenário 3 e 4 devido a presença da conversão de um poço. Esta opção poderá ser exercida entre os anos 13 e 18 do fluxo de caixa (ou 10 e 15 de produção), conforme detalhado anteriormente. Calculando este valor, será possível comparar os valores das opções quando se possui uma completação convencional ou inteligente. Se o valor a maior com a completação inteligente superar o investimento a maior, investir neste tipo de completação é o que agregará maior valor ao decisor.

Para este cálculo acima mencionado foi analisado o fluxo de caixa incremental entre o cenário com conversão e sem. Desta forma, a diferenciação de custo inicial da completação convencional ou inteligente não terá impacto na visão incremental, pois nos Cenários 1 e 3 os custos iniciais serão os mesmos, assim como no par de Cenários 2 e 4. Por conta disto, após o cálculo do valor agregado pela conversão nos cenários com completação convencional e

inteligente, será preciso diminuir um delta investimento que representará a diferenciação dos custos iniciais de cada tipo de completação.

Para analisar o valor da opção foi utilizado o método de diferenças finitas. Esta é uma opção que pode ser exercida em uma janela específica de tempo, o que a torna particular e gera a necessidade de adaptações no modelo utilizado.

4.4.1. Decaimento Econômico

Dias (2014) discorre sobre o conceito de decaimento econômico. Uma premissa de produção em perpetuidade pode ser assumida para alguns casos analisados. Contudo, nas palavras do autor, esta é uma premissa forte dado que a desvalorização ao longo do tempo ocorre seja com a depreciação do capital instalado e/ou obsolescência econômica.

No caso analisado nesta dissertação, a produção de petróleo é limitada temporalmente devido ao contrato de Concessão que a mesma segue. Independente de quando a opção for exercida, a produção terminará no mesmo ano. Assim, quanto mais tarde o exercício, menos tempo se terá para produzir, cortando os fluxos de caixa dos últimos anos quando comparado com o caso de exercício mais cedo.

Para calcular esta taxa de decaimento econômico, Dias (2015) diz que o conceito mais utilizado é o decaimento exponencial, conforme mostrado em Dixit e Pindyck (1994). O declínio exponencial pode ser representado como λxT , com λ representando a taxa de decaimento. Esta taxa de decaimento foi incorporada aos modelos descritos nos próximos itens, junto à taxa de conveniência.

Para calcular o decaimento, foi analisada a perda de VPL caso a opção seja exercida a cada ano, entre 13 e 18 anos do fluxo de caixa, com base no cenário 4. A taxa de decaimento foi modelada como uma distribuição exponencial e, assim, o λ foi calculado. O valor estimado que será utilizado é de 1,11% a.a.

Tabela 2 – Resultado das Opções dos Cenários. Fonte: Elaboração Própria

Ano	VPL Total	V	Fator de Decaimento	Alfa
t=13	\$ 967,91	V10	100%	
t=14	\$ 956,13	V11	98,78%	-1,22%
t=15	\$ 945,06	V12	98,84%	-1,16%
t=16	\$ 934,64	V13	98,90%	-1,11%
t=17	\$ 924,79	V14	98,95%	-1,06%
t=18	\$ 915,44	V15	98,99%	-1,02%
			MÉDIA	1,11%

4.4.2. Diferenças Finitas

O modelo de diferenças finitas (DF) para cálculo do valor da opção neste trabalho foi baseado no código VBA desenvolvido por Dias (2015). Neste caso foi utilizado o método de diferenças finitas explícitas. A variável estocástica é o preço P. A partir de cada iteração, com base no valor de P, é possível calcular o valor do projeto V a partir do modelo de fluxo de caixa rígido (FCR).

O cálculo do valor da opção na expiração valerá o máximo entre 0 e o VPL de exercício. Ou seja, caso o VPL do exercício seja negativo, o melhor é não exercer a opção. Abaixo segue o código desta parte:

```
' Valor do ativo basico na expiracao T:
Pt(i) = i * deltaP

' Armazenando valor de V:
Vt(i) = Pt(i) * q * Ba - C

' Valor da opcao na expiracao T (em T, temos j = N):
F(N, i) = Application.Max(0, (Vt(i) - Inv))

' Valor do gatilho na expiração T
Gatilho(N) = (Inv + CF) / (q * Ba)
```

Os dados utilizados para o cálculo neste método foram o valor de P inicial, q , B (chamado de Ba no código), C e I (chamado de Inv no código) calculados conforme descrito no item 4.3.6.

Foi criado um grid dividindo o valor do ativo em M intervalos iguais e o tempo em N intervalos equivalentes. A partir dos cálculos na expiração, o método de diferenças finitas calcula de forma *backwards* o valor da opção para cada ponto do *grid*, comparando se vale a pena o exercício imediato ou a espera. Para isso são usadas três equações de aproximação diferencial (detalhes teóricos no item 2.7.3). Ao mesmo tempo, o exercício só pode ocorrer se o tempo for maior que tempo

inicial da janela de exercício. Esta parte foi representada pelo código abaixo, em que vol é a volatilidade, r é a taxa de juros livre de risco e div é a taxa de conveniência da *commodity*:

```
' Agora calculo backwards no tempo, a partir do valor da opcao em T:
  For j = N - 1 To 0 Step -1
    GatFlag = 0
  ' Percorre a coluna de valores de P para um dado instante t (valor de j):
    For i = 1 To M - 1
      pu = 0.5 * ((vol ^ 2) * (i ^ 2) + ((r - div) * i)) * deltat
      pm = 1 - (vol ^ 2) * (i ^ 2) * deltat
      pd = 0.5 * ((vol ^ 2) * (i ^ 2) - ((r - div) * i)) * deltat

      F(j, i) = df * (pu * F(j + 1, i + 1) + pm * F(j + 1, i) + pd * F(j + 1, i - 1))

      premium = (Vt(i) - Inv) - F(j, i)

  ' Agora tem de checar se o valor acima (EDP, valor da espera) é maior ou nao
  ' que o valor de exercicio imediato (equivale ao smooth pasting)
  ' Só pode exercer se t >= t_exercicio, ou seja, se j >= L

      If j >= L Then
        F(j, i) = Application.Max((Vt(i) - Inv), F(j, i))
      ' Else
      ' End If
```

A volatilidade da variável estocástica foi calculada pela série histórica do preço de petróleo, a taxa de juros livre de risco foi definida como 7% a.a. e a taxa de conveniência da *commodity* como 4% a.a., conforme referência de modelo em Dias (2015), que é estimada no mercado futuro. A esta taxa foi adicionada o valor do decaimento econômico calculado conforme item 4.2.1., totalizando uma taxa de 5,11% a.a.

No modelo de diferenças finitas é preciso definir a acurácia ou precisão esperada do projeto. A partir dela é feito o cálculo do ΔP . A precisão considerada foi de 1%.

No caso do modelo desta opção, o período de exercício da opção é definido como um intervalo entre t igual a 13 e 18 anos (o equivalente ao intervalo 10 a 15 anos de produção). Esse ajuste foi feito no código da opção. Desta forma, antes de $t=13$ anos ou depois de $t=18$ anos, a opção não será exercida em nenhum cenário de P . Entre 13 e 18 anos, o código analisa se a mesma será exercida ou não. Logo, o valor da opção considera esta restrição temporal.

Devido a esta janela de exercício da opção foi preciso adaptar o valor da opção nas condições de contorno. A condição $P=0$, $F(0,t) = 0$ se mantém. Para a condição $P=P^*$ (valor de gatilho), $F(P^*,T) = q'BP^*-C-I$, foi preciso criar uma condicional da seguinte forma, considerando L como o tempo inicial da janela de exercícios (no caso, $t=13$) e G uma nova variável definida abaixo:

$$\begin{aligned} &\text{If } t \geq L \text{ then} \\ &F(P^*,t) = q'BP^*-C-I \\ &\text{Else} \\ &G = F(P^*-1, t) - F(P^*-2, t) \\ &F(P^*,t) = F(P^*-1, t) + G \end{aligned}$$

Os ajustes necessários destas modificações acima mencionadas foram realizados tanto para o cálculo do valor da opção quanto para o cálculo da curva de gatilho.

O código completo está transcrito no Anexo.

5 Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos cenários acima descritos. Posteriormente, serão realizadas sensibilidades variando alguns parâmetros que impactam o resultado.

5.1. Resultados no Caso Base

Este item apresentará os resultados dos quatro cenários considerando os parâmetros definidos no capítulo 4. A partir destes resultados é possível o cálculo dos fluxos incrementais. Este é o chamado caso base do trabalho.

5.1.1. Fluxos de Caixa e Parâmetros

O Cenário 1, aquele no qual o projeto considera apenas completção simples para os poços e não há conversão ao longo do tempo, apresentou uma dispersão do VPL conforme Figura 6. O valor de VPL, V e I considerados são os valores médios oriundos da simulação e estão na Tabela 3.

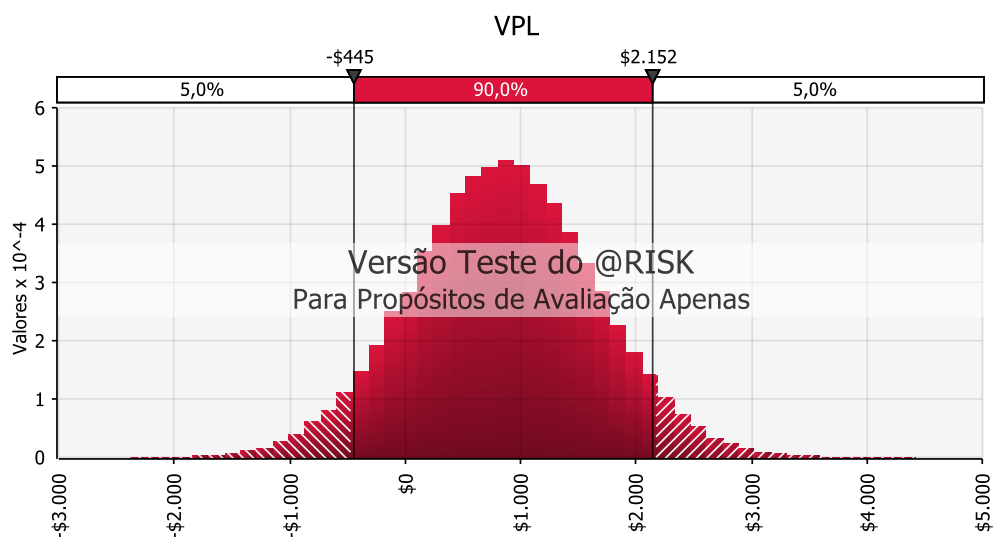


Figura 6 – Dispersão do VPL do Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria no @Risk

Tabela 3 – VPL, CAPEX e V do Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria

VPL	\$ 852,01	MM US\$
CAPEX Líquido	\$ 3.725,58	MM US\$
V=	\$ 4.577,59	MM US\$

O Cenário 2, aquele no qual o projeto considera um poço com completação inteligente e não há conversão ao longo do tempo, apresentou uma dispersão do VPL conforme Figura 7. O valor de VPL, V e I considerados são os valores médios oriundos da simulação e estão na Tabela 4.

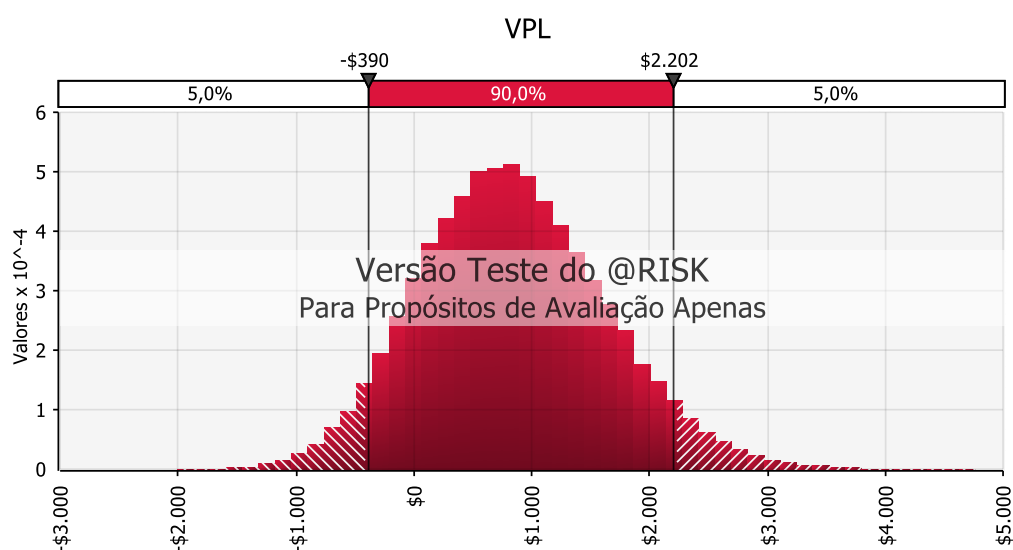


Figura 7 - Dispersão do VPL do Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria no @Risk

Tabela 4 - VPL, CAPEX e V do Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria

VPL	\$ 840,15	MM US\$
CAPEX Líquido	\$ 3.738,29	MM US\$
V=	\$ 4.578,44	MM US\$

O Cenário 3, que é igual ao Cenário 1 porém considerando a conversão de um poço produtor em injetor e mais a perfuração de um novo poço produtor no ano 13 do fluxo de caixa (ano 10 da produção), apresentou uma dispersão do VPL

conforme Figura 8. O valor de VPL, V e I considerados são os valores médios oriundos da simulação e estão na Tabela 5.

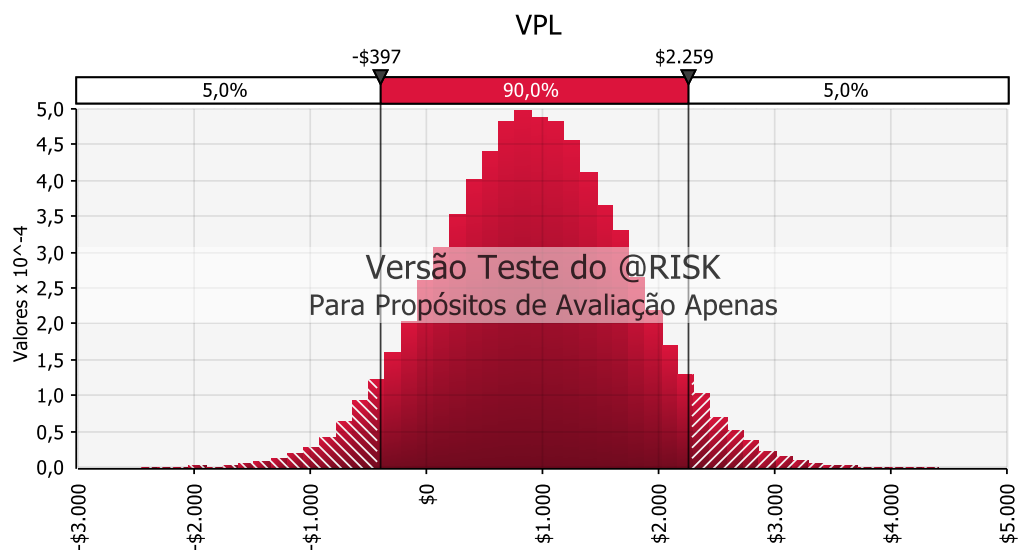


Figura 8 - Dispersão do VPL do Cenário 3. Fonte: Elaboração Própria no @Risk

Tabela 5 – VPL, CAPEX e V do Cenário 3. Fonte: Elaboração Própria

VPL	\$ 925,06	MM US\$
CAPEX Líquido	\$ 3.763,63	MM US\$
V=	\$ 4.688,69	MM US\$

O Cenário 4, que é igual ao Cenário 2 porém considerando a conversão do poço produtor com completação inteligente em injetor e mais a perfuração de um novo poço produtor no ano 13 do fluxo de caixa (ano 10 da produção), apresentou uma dispersão do VPL conforme Figura 9. O valor de VPL, V e I considerados são os valores médios oriundos da simulação e estão na Tabela 6.

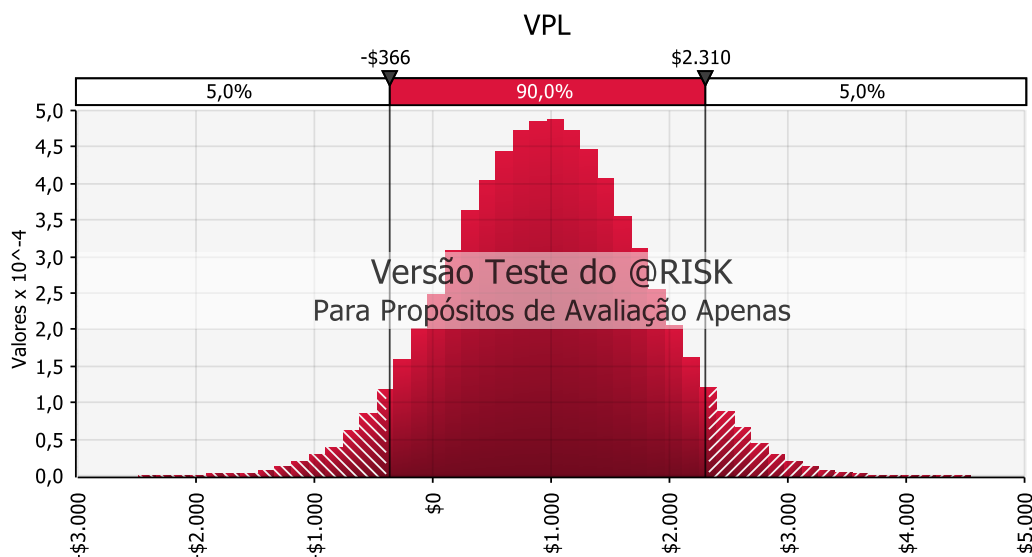


Figura 9 - Dispersão do VPL do Cenário 4. Fonte: Elaboração Própria no @Risk

Tabela 6 – VPL, CAPEX e V do Cenário 4. Fonte: Elaboração Própria

VPL	\$ 967,91	MM US\$
CAPEX Líquido	\$ 3.768,73	MM US\$
V=	\$ 4.736,64	MM US\$

Após o cálculo dos indicadores de VPL, I e V de cada cenário isoladamente, o próximo passo foi o cálculo dos fluxos de caixa e indicadores incrementais. A partir destes valores, os parâmetros do FCR (q' , B e C) também foram calculados. Lembrando que estes parâmetros a serem usados no modelo de diferenças finitas, assim como o I, precisam ser calculados para o valor presente a partir do ano 13 do fluxo de caixa, data do início de possível exercício da opção.

Primeiramente, construiu-se o fluxo de caixa incremental do cenário com completção convencional, ou seja, os ganhos do Cenário 3 em relação ao Cenário 1. Os resultados dos indicadores VPL, CAPEX e V, a valor presente de hoje, estão na Tabela 7 estão abaixo. Em seguida, os parâmetros q' , B, C e I, a valor presente do ano 13, seguem na Tabela 8 .

Tabela 7 - VPL, CAPEX e V incrementais Cenário 3 em relação a Cenário 1 (valores em USD MM). Fonte: Elaboração Própria

<i>Incremental Cenário 3 em relação a Cenário 1</i>		
VPL	\$	73,06
CAPEX Líquido	\$	38,05
V=	\$	111,10

Tabela 8 – Parâmetros Modelo FCR incrementais Cenário 3 em relação a Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria

<i>Incremental Cenário 3 em relação a Cenário 1</i>		
q'		0,14
B		19 MM bbl
C	\$	104,44 MM
I	\$	66,00 MM

Posteriormente, construiu-se o fluxo de caixa incremental do cenário com completção inteligente, ou seja, os ganhos do Cenário 4 em relação ao Cenário 2. Os resultados dos indicadores VPL, CAPEX e V, a valor presente de hoje, estão na Tabela 9 estão abaixo. Em seguida, os parâmetros q', B, C e I, a valor presente do ano 13, seguem na Tabela 10.

Tabela 9 - VPL, CAPEX e V incrementais Cenário 4 em relação a Cenário 2 (valores em USD MM). Fonte: Elaboração Própria

<i>Incremental Cenário 4 em relação a Cenário 2</i>		
VPL	\$	127,76
CAPEX Líquido	\$	30,44
V=	\$	158,19

Tabela 10 – Parâmetros Modelo FCR incrementais Cenário 4 em relação a Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria

<i>Incremental Cenário 4 em relação a Cenário 2</i>			
q'		0,17	
B		27	MM bbl
C	\$	149,20	MM
I	\$	52,80	MM

5.1.2. Valor da Opção de Espera

Após os cálculos dos fluxos de caixa e de todos os parâmetros, seguiu-se o cálculo do valor acrescido pelas opções de conversão do Cenário 3 e 4 em relação ao Cenário 1 e 2, respectivamente.

Para isso, foi calculado o valor da opção usando o modelo de diferenças finitas adaptado para permitir o exercício da opção apenas entre os anos 13 e 18 do fluxo de caixa.

Os resultados obtidos estão na Tabela 11 e representam o acréscimo de valor que os Cenários 3 e 4 obtiveram frente aos Cenários 1 e 2.

Tabela 11 – Valor acrescido pelas Opções. Fonte: Elaboração Própria

	<i>Cenário 3 em relação a Cenário 1</i>	<i>Cenário 4 em relação a Cenário 2</i>	<i>Delta CI em relação a CS</i>
Diferenças Finitas	\$ 18,24	\$ 52,33	\$ 34,08
<i>Valores em \$ MM</i>			

O cálculo com diferenças finitas limita o exercício da opção para o período entre 13 e 18 anos. Comparativamente, pelos valores da tabela acima, o Cenário 4-Cenário 2, que considera completção inteligente, agrega mais valor que o Cenário 3-Cenário 1, o qual considera completção convencional. Este valor a maior está calculado na Tabela 11 e é de \$ 34,08 MM.

Os valores calculados consideraram o fluxo de caixa incremental entre o cenário com conversão e sem. Dessa forma, para a correta avaliação entre o cenário com completção inteligente e convencional é preciso considerar qual o

delta de investimento a maior é exigido inicialmente para se realizar uma completção inteligente.

A diferença de investimento entre completção inteligente e convencional, conforme mencionado no item 4.3.2 é de US\$ 20 MM em termos nominais. Este valor é aplicado nos três primeiros anos do fluxo de caixa, na proporção apresentada no mesmo item 4.3.2. Para o correto cálculo do impacto deste investimento é preciso achar o valor presente na data de hoje. A diferença, a valor presente, entre a completção de um poço inteligente e um convencional, chamada de k , é de US\$ 16,66 MM. Com este valor é possível fazer a comparação real entre o valor líquido agregado pelo Cenário 4-2 em relação ao Cenário 3-1.

Este delta k foi subtraído do valor do delta entre a opções que é de \$ 34,08 MM. Este cálculo resulta em um valor de US\$ 17,42 MM.

Desta forma, conclui-se que realizar uma completção inteligente inicialmente frente a uma convencional, considerando os valores dos parâmetros do caso base e a opção de conversão do poço mais perfuração de um novo poço, acrescenta um valor ao projeto de US\$ 17,42 MM.

5.1.3. Gráficos do Valor da Opção

Neste item, a ideia é apresentar os gráficos dos valores das opções calculados anteriormente.

Na Figura 10 são apresentadas as curvas do valor da opção pelo valor do ativo P para o caso da completção convencional para dois momentos diferentes de tempo: em $t=0$ e $t=T$ (expiração). Na Figura 11 os gráficos são os mesmos, porém para o caso da completção inteligente.

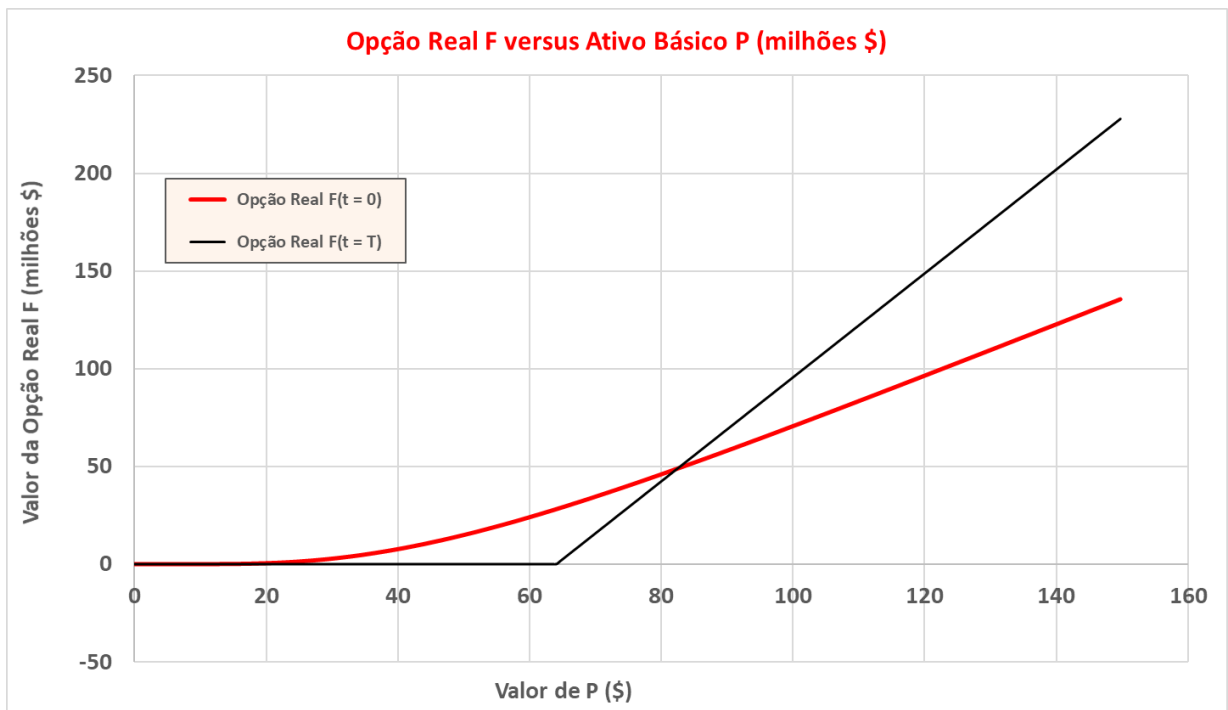


Figura 10 – Gráfico do Valor da opção F (P, t) para completção convencional

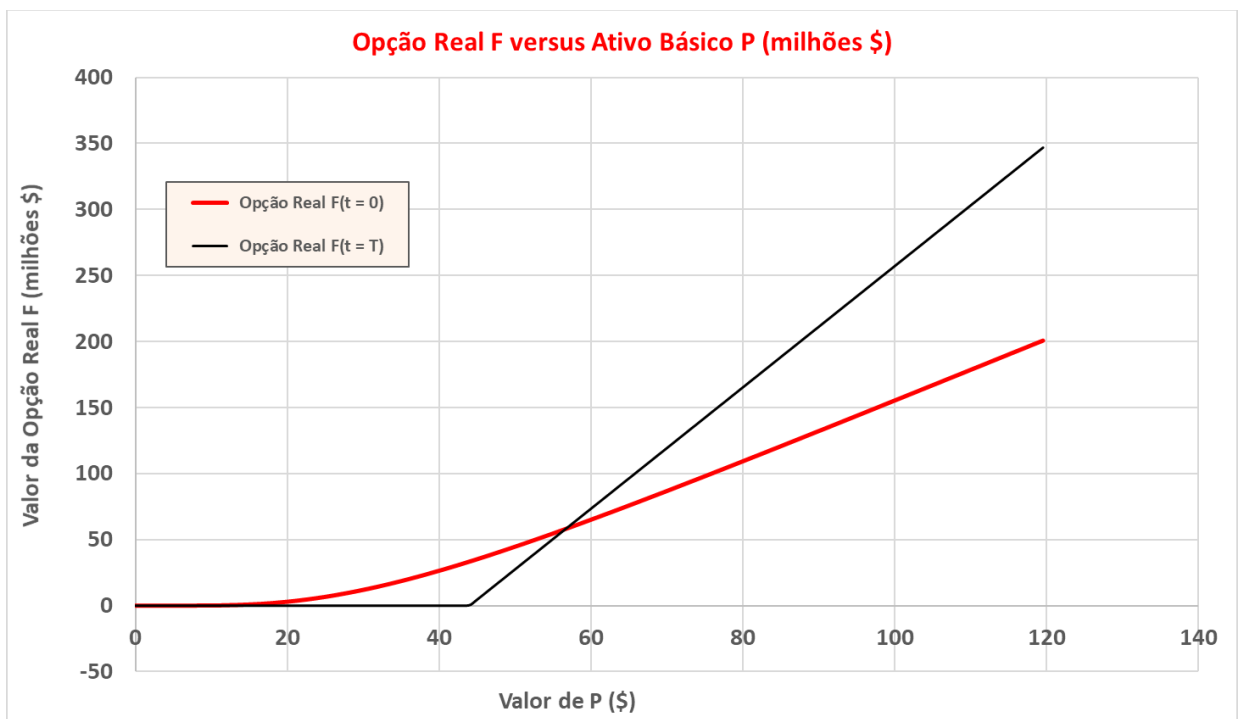


Figura 11 – Gráfico do Valor da opção F (P, t) para completção inteligente

Nos gráficos acima, a interseção entre as curvas do valor da opção para $t=0$ e $t=T$ faz sentido dado que temos uma janela de exercício da opção. Isto ocorre, por exemplo, em opções europeias que paguem dividendo. Se o valor do

ativo básico P for alto, o VPL de exercício pode ficar acima do valor da espera em $t=0$. Se a opção não tivesse uma restrição de janela de exercício, seria ótimo o exercício imediato para valores altos de P . Contudo, o exercício não pode ocorrer antes de um determinado tempo e o valor da opção fica menor em $t=0$ do que na data em que pode ser exercido.

O valor da opção da curva com $t=T$ deixa de ser zero a partir do valor do gatilho de P na expiração, ou seja, do valor de P que faz o VPL ser igual a zero. No próximo item serão apresentados os valores da curva de gatilho para cada caso.

O comportamento das duas curvas de cada gráfico se assemelha ao comportamento de uma opção europeia que pague dividendos, o que é esperado dada à restrição de exercício imposta na opção americana deste caso.

5.1.4. Gatilho das Opções

Neste item é apresentada a curva de gatilho para a opção $F(P,t)$ para o cenário com completção convencional e com completção inteligente.

Na Figura 12 está o caso da convencional e na Figura 13, o da inteligente. O valor do gatilho só existe quando a opção pode ser exercida, ou seja, entre os anos 13 e 18 do fluxo de caixa.

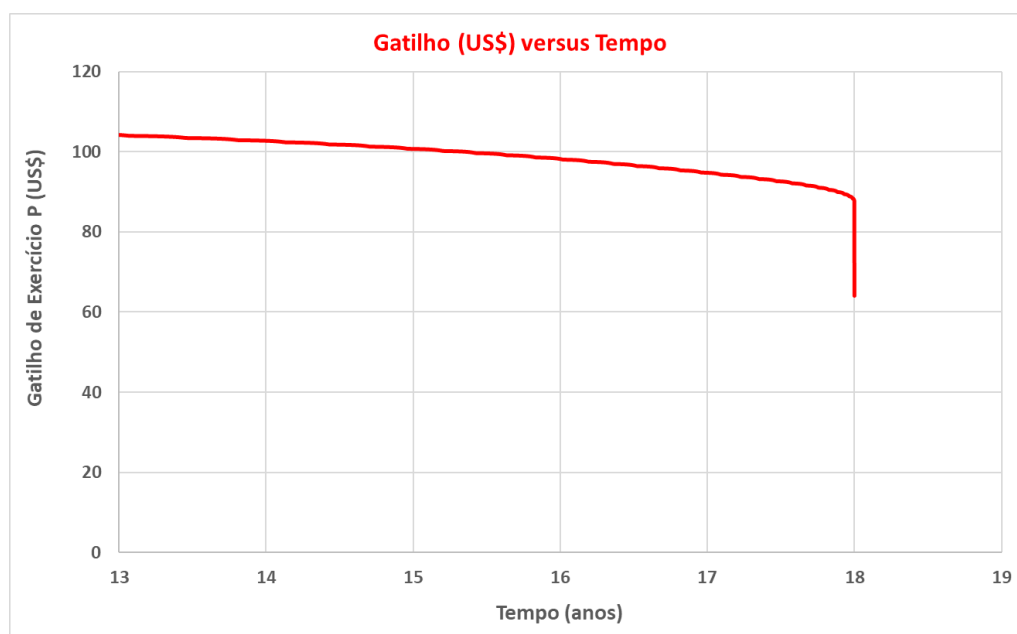


Figura 12 – Gráfico do gatilho para completção convencional

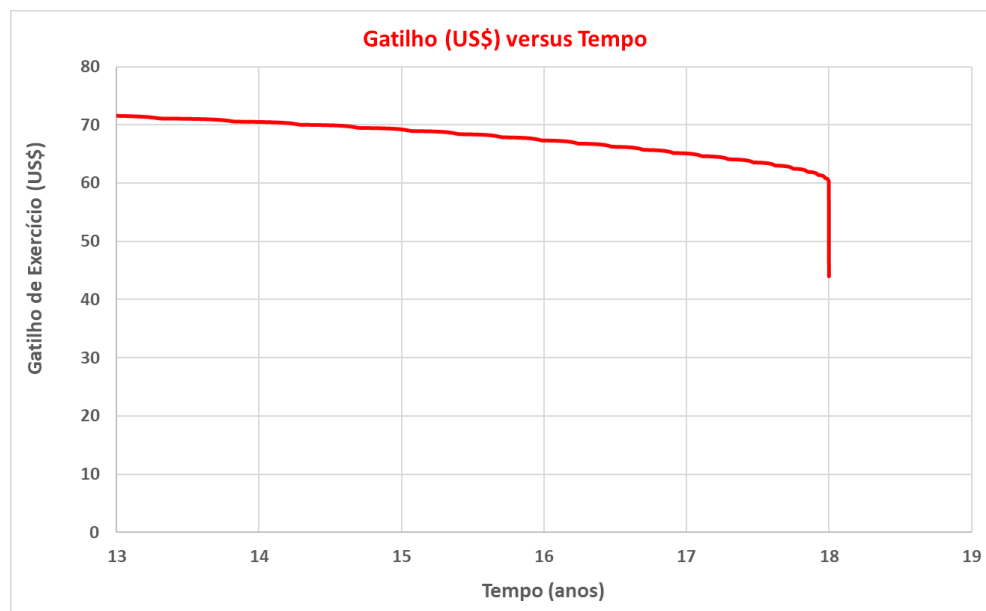


Figura 13 – Gráfico do gatilho para completção inteligente

Os gráficos acima mostram as regiões possíveis a serem analisadas para cada cenário. A região inferior da curva é a de espera. Assim, no caso da completção convencional, se o preço valer \$ 80 em $t=14$, é preferível esperar do que exercer a opção. No caso da completção convencional o exemplo pode ser para o valor de P igual a \$ 60 em $t=14$. A região da curva e acima é aquela na qual vale investir imediatamente, ou seja, é a região *deep-in-the-money*. Dessa forma, na curva de completção convencional, para $t=14$, se o preço valer \$120, vale a pena investir imediatamente na conversão. No caso da completção inteligente, para $t=14$, o valor de P igual a \$80 torna o projeto *deep-in-the-money*.

Na data de expiração, a curva se torna descontínua. Isto pode ocorrer quando o valor da taxa livre de risco é maior do que a taxa de dividendos da opção, como ocorre neste caso base. O valor do gatilho na expiração é o preço P que torna o VPL igual a zero. Para o caso da completção convencional este valor é de \$ 64,08 e no caso da completção inteligente é de \$ 44,01.

A curva de gatilho, ou seja, a curva que determina os preços de exercício imediato a cada tempo tem algumas propriedades. Ela é contínua no intervalo semi-aberto de tempo $[13, 18)$. Além disso, ela é decrescente no tempo caso a taxa de dividendo seja constante. Na expiração, o valor do gatilho é aquele que torna o VPL igual a zero, ou seja, o valor de V igual a I .

5.2. Sensibilidades

Nos próximos itens serão apresentadas sensibilidades do valor da opção a alguns parâmetros selecionados. Com isto é possível analisar a partir de que ponto pode se tornar mais interessante a completação simples frente a inteligente.

5.2.1. Taxa de Produção na Conversão

Quando ocorre a conversão do poço produtor em injetor e a perfuração de um novo poço produtor, há um aumento da taxa de produção do campo. Este fator de aumento dependerá de diferentes fatores. O conhecimento geológico e de reservatório que se obtém a partir dos anos iniciais de produção é um dos principais direcionadores para a localização do novo poço e, conseqüentemente, do fator de aumento da taxa de produção. A completação inteligente fornece mais dados, através dos sensores existentes, para aprimorar o conhecimento do reservatório.

No caso base, o aumento da produção do Cenário 3 foi de 7% e no Cenário 4 de 10%, conforme explicado no item 4.3.4. Logo, a relação entre a produção do cenário com completação inteligente frente a convencional é de 1,4. Na sensibilidade aqui realizada será variada esta relação entre os aumentos da produção.

O gráfico abaixo mostra uma sensibilidade do chamado valor delta da opção que represente o valor agregado pela conversão com completação inteligente menos o valor agregado com completação convencional menos o delta a maior de investimento inicial da completação inteligente. No eixo x estão representadas diferentes razões no aumento da taxa de produção no momento do exercício da opção. Estas taxas foram calculadas como o fator de aumento na época da conversão mais construção de um novo poço do cenário com completação inteligente sobre o fator de aumento do cenário com completação convencional. Para esta sensibilidade o fator do cenário com completação inteligente foi mantido constante em 10% e a variação ocorreu no caso da completação convencional. Todos os outros parâmetros são mantidos constantes.

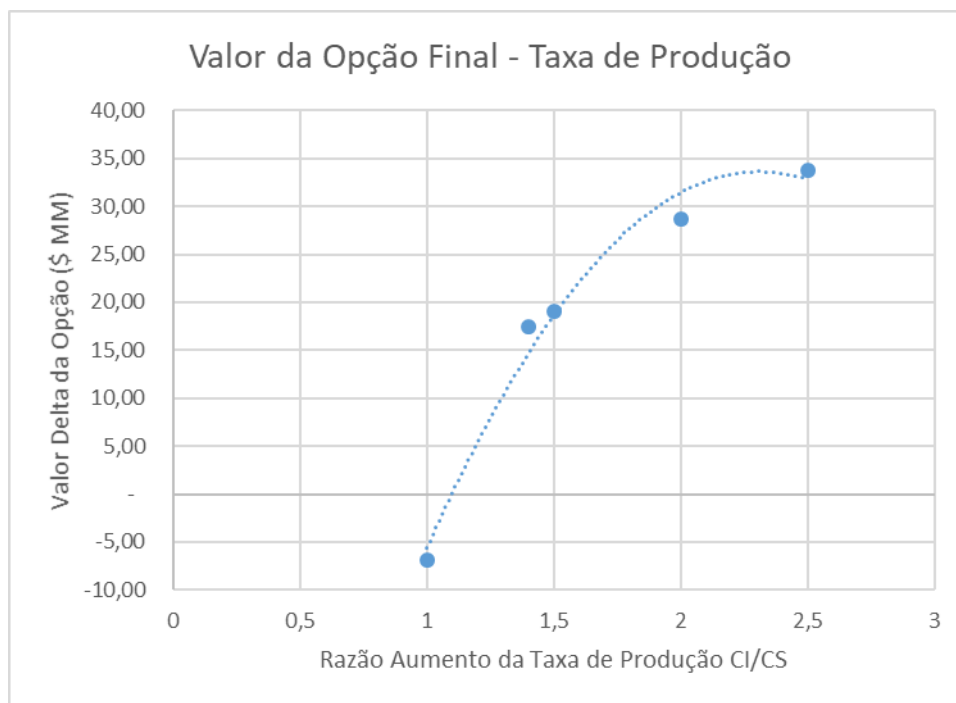


Figura 14 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido a Taxa de Produção. Fonte: Elaboração Própria

No gráfico, uma diminuição da razão taxa de produção significa um maior fator de aumento da curva de produção no cenário com completção convencional. Percebe-se que a vantagem do cenário da completção inteligente perde valor a medida que a razão do aumento da taxa de produção diminui. A vantagem é nula, ou seja, se torna indiferente escolher completção convencional ou inteligente quando a razão se aproxima de 1,2. Dado que a taxa de aumento da completção inteligente foi mantida constante em 10%, esta razão significa um fator aumento da curva de produção na completção convencional de, aproximadamente, 8,3%.

Logo, a vantagem da completção inteligente se mantém se o aumento na curva de produção esperado for maior que o da completção inteligente. Isto pois, apesar do custo da inteligente no momento da conversão ser menor do que o custo da convencional, o delta de investimento inicial para construir um poço com completção inteligente é maior se considerarmos o valor presente.

5.2.2. Custo da Conversão

No momento da conversão do poço produtor em injetor e mais perfuração de um novo produtor, há um custo incorrido. Uma parte do custo é a mesma para os dois cenários de completção, pois se trata da perfuração e completção de um novo poço produtor. Esta parcela, equivalente a USD 80 MM, não será alterada nesta sensibilidade. O restante do custo se deve a conversão do poço produtor em injetor. Este custo é considerado inexistente no cenário de completção inteligente e igual a \$ 20 MM no cenário caso da base de completção convencional.

Para a sensibilidade pretendida, manteve-se o custo da conversão constante no cenário de completção inteligente (USD 80 MM do novo poço). O custo no momento da conversão do caso de completção simples referente será igual ao valor da construção de um novo poço (USD 80 MM) e mais a parcela da conversão que será variada. Todos os outros parâmetros são mantidos constantes.

No gráfico abaixo, no eixo x está representado apenas o custo da conversão na completção convencional, em \$ MM. No eixo y, está o valor delta da opção que representa o valor agregado pela conversão com completção inteligente menos o valor agregado com completção convencional menos o delta a maior de investimento inicial da completção inteligente.

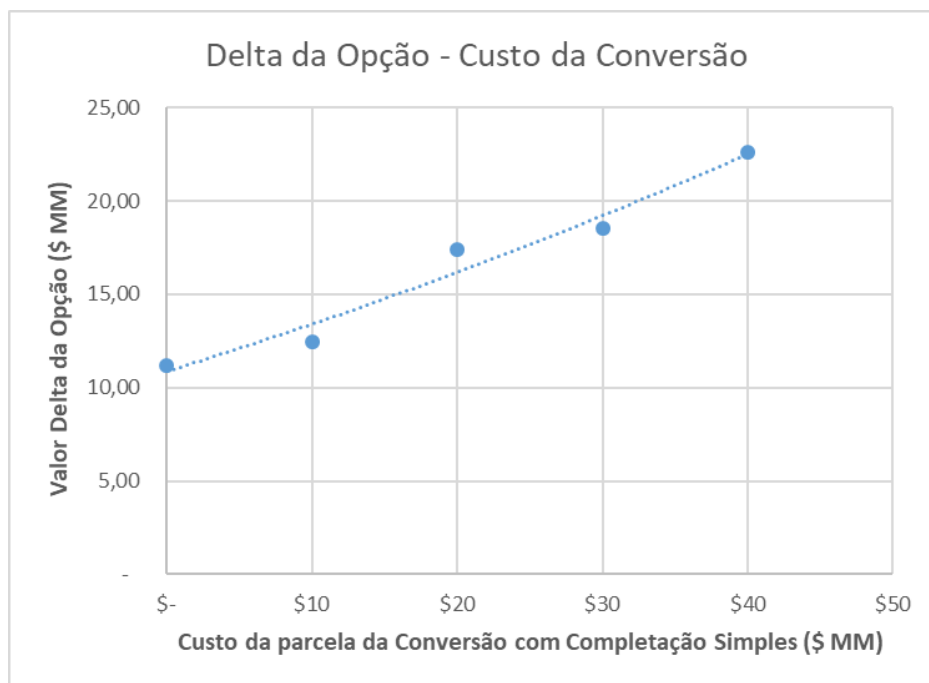


Figura 15 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido ao Custo de Conversão. Fonte: Elaboração Própria

Como era esperado, quanto menor o custo da conversão da completação simples, mais vantajosa é esta opção e menor o delta de vantagem da completação inteligente. No intervalo de variação analisado, o valor do cenário com completação convencional não se torna vantajoso em relação ao da completação inteligente. Logo, mesmo que não houvesse custo de conversão no cenário da completação simples, ela não se tornaria vantajosa frente a completação inteligente neste parâmetro. Isto pois, a completação inteligente tem um aumento de produção maior do que a completação convencional.

5.2.3. Custo Inicial da Completação Inteligente

No momento inicial do projeto, a decisão por um poço com completação inteligente é mais caro. A grande decisão é se este custo a maior vale frente às vantagens esperadas. Neste item, será variado o custo a maior da completação inteligente frente à convencional. Isto impactará o delta de investimento k , afetando o delta da opção.

No gráfico abaixo, o eixo x representa o valor adicional da completação inteligente no momento inicial do projeto. No caso base, este valor é de \$ 20 MM. O eixo y apresenta o delta da opção que representa o valor agregado pela conversão com completação inteligente menos o valor agregado com completação

convencional menos o delta a maior de investimento inicial da completação inteligente. Todos os outros parâmetros são mantidos constantes.

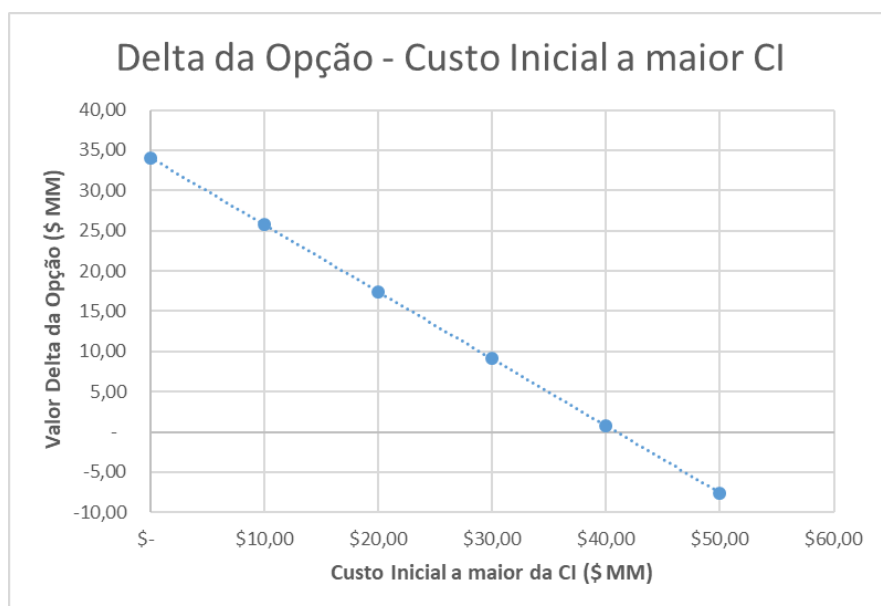


Figura 16 - Sensibilidade do Valor delta da Opção devido ao Custo Inicial da CI. Fonte: Elaboração Própria

Quanto menor o custo adicional da completação inteligente, maior o valor agregado no cenário de completação inteligente frente ao cenário de completação convencional. Ao contrário, quando o custo inicial da completação inteligente aumenta, sua vantagem diminui. O ponto de inversão, em que a completação convencional passa a ser mais interessante, considerando apenas o custo inicial a maior da completação inteligente ocorre quando esta última tem um valor a maior de, aproximadamente, \$ 41 MM.

5.2.4. Volatilidade

A volatilidade é um dos parâmetros necessários para calcular o valor da opção. No caso base desta dissertação foi utilizado o valor calculado com base na série histórica dos valores do *Brent* negociados 18 meses à frente, de 12,85% a.a, conforme explicado no item. 4.3.1. (série histórica entre novembro de 1992 e novembro de 2017 retirado do *Bloomberg*). Neste item será realizada uma sensibilidade do valor da opção variando a volatilidade utilizada. Todos os outros parâmetros serão mantidos constantes conforme caso base.

No primeiro gráfico abaixo, no eixo x está a volatilidade em % a.a. e no eixo y o valor da opção tanto para o caso do cenário com completção inteligente quanto com completção simples.

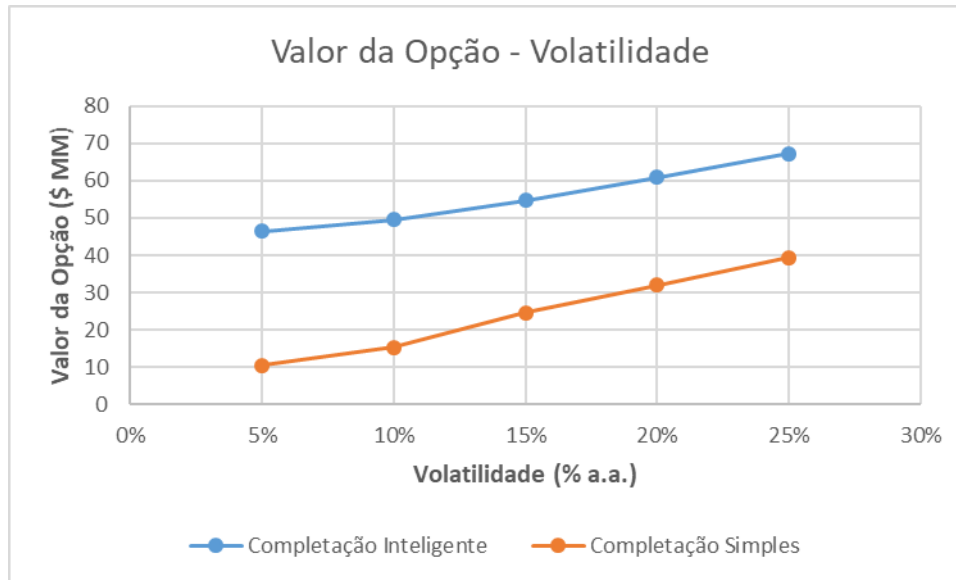


Figura 17 - Sensibilidade da Opção devido à Volatilidade. Fonte: Elaboração Própria

Neste outro gráfico abaixo, no eixo x está a volatilidade em % a.a. No eixo y, está o valor delta da opção que representa o valor agregado pela conversão com completção inteligente menos o valor agregado com completção convencional menos o delta a maior de investimento inicial da completção inteligente.

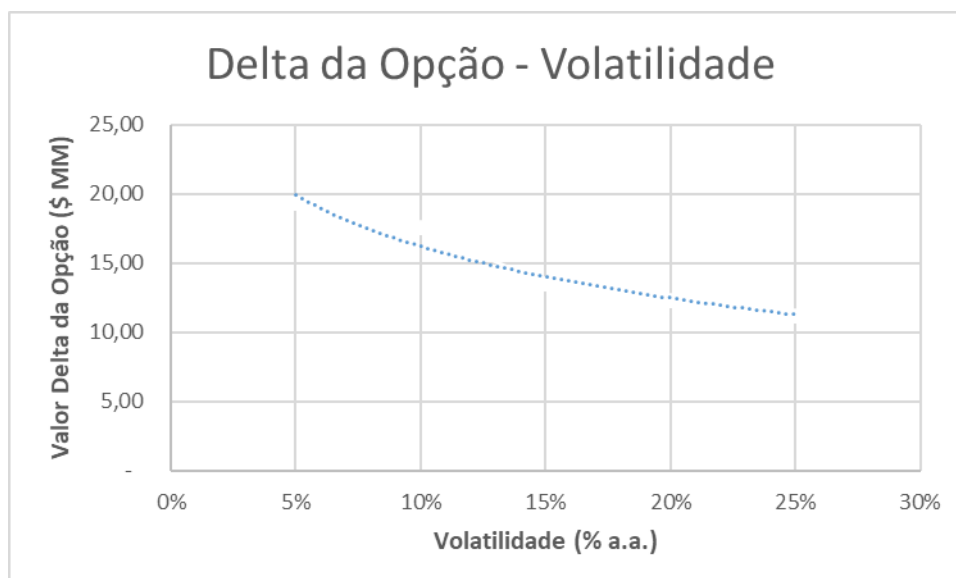


Figura 18 - Sensibilidade do delta da Opção devido à Volatilidade. Fonte: Elaboração Própria

No primeiro gráfico é possível observar que o aumento da volatilidade aumenta o valor da opção, em ambos os cenários analisados. Isso é esperado conforme diferentes casos apresentados na literatura. Porém, o delta da opção, visto no segundo gráfico, diminuiu com o aumento da volatilidade. Este fato é explicado pois, com o aumento da volatilidade, o aumento da opção com completção simples é nominalmente maior do que o aumento da opção com completção inteligente. Uma das razões possíveis para explicar este efeito é o maior preço de exercício do caso com completção convencional.

5.2.5. Taxa de Juros

A taxa de juros é um dos parâmetros necessários para calcular o valor da opção. No caso base desta dissertação foi utilizado o valor de 7% a.a. para a este parâmetro. Neste item, buscou-se sensibilizar este valor. Todos os outros parâmetros serão mantidos constantes conforme caso base.

No primeiro gráfico abaixo, no eixo x está a taxa de juros em % a.a. e no eixo y o valor da opção tanto para o caso do cenário com completção inteligente quanto com completção simples.

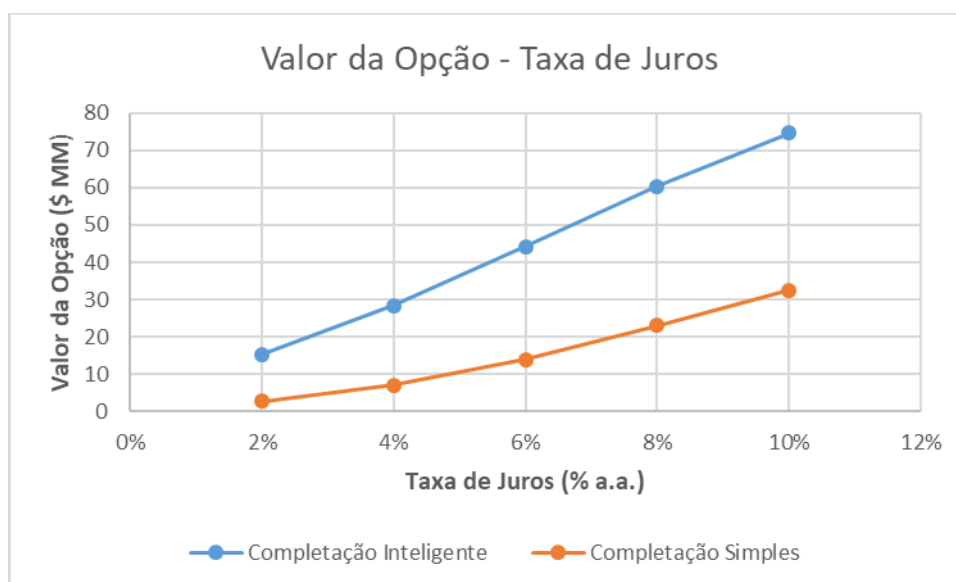


Figura 19 - Sensibilidade da Opção devido à Taxa de Juros. Fonte: Elaboração Própria

Neste outro gráfico abaixo, no eixo x está a taxa de juros em % a.a. No eixo y, está o valor delta da opção que representa o valor agregado pela conversão com completção inteligente menos o valor agregado com completção convencional menos o delta a maior de investimento inicial da completção inteligente.

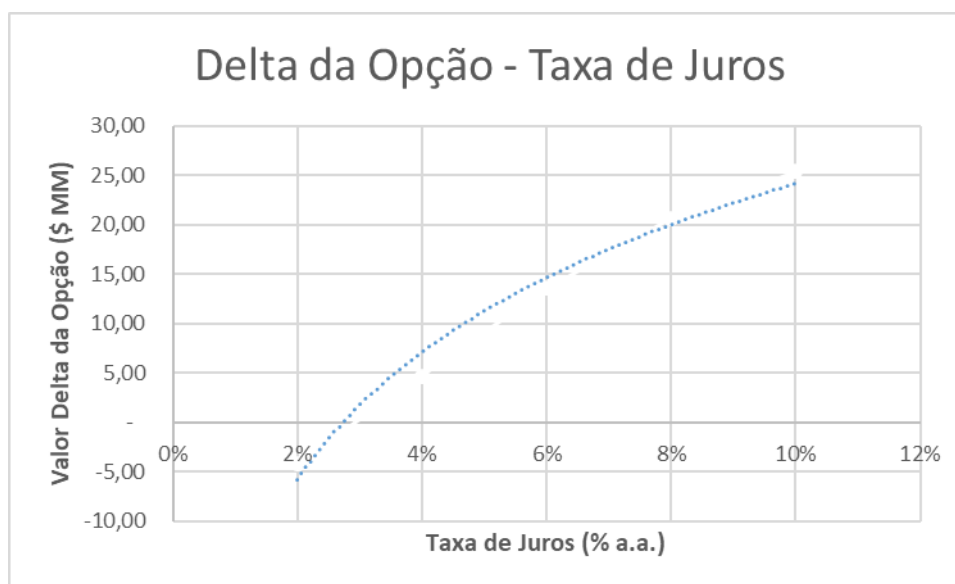
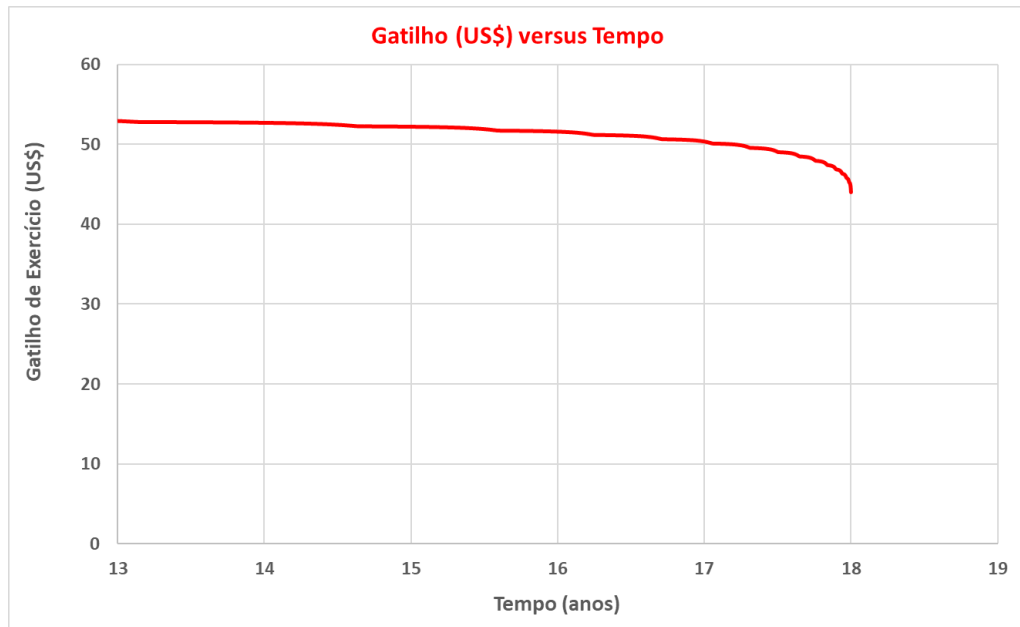


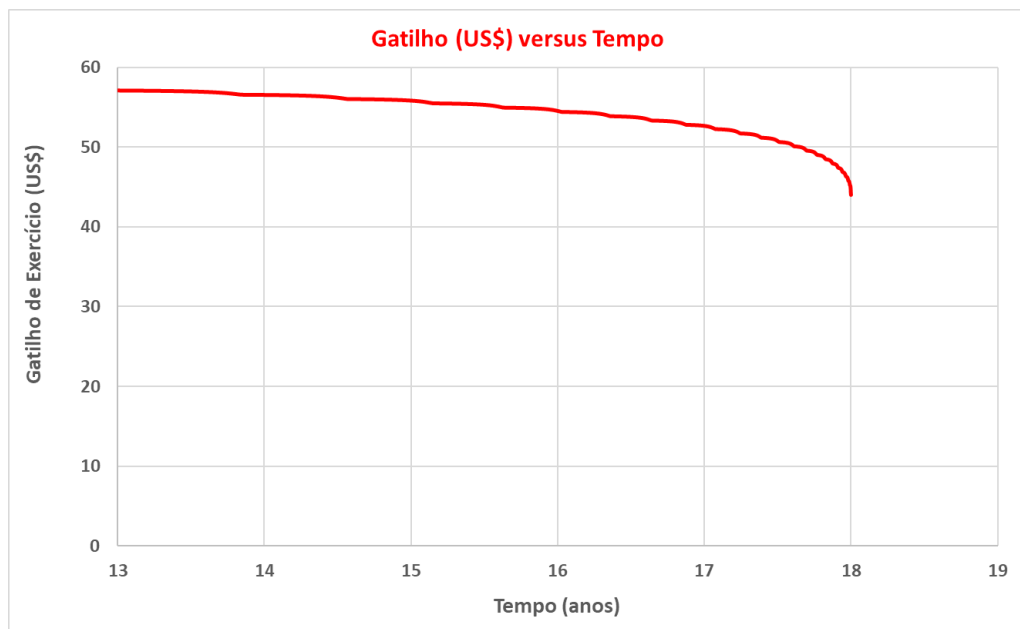
Figura 20 - Sensibilidade do delta da Opção devido à Taxa de Juros. Fonte: Elaboração Própria

No primeiro gráfico é possível observar que o aumento da taxa de juros aumenta o valor da opção, em ambos os cenários analisados. O impacto no cenário com completção inteligente é mais significativo nominalmente, como pode ser observado pela inclinação mais acentuada da curva. O delta da opção, visto no segundo gráfico, também aumenta quanto maior a taxa de juros.

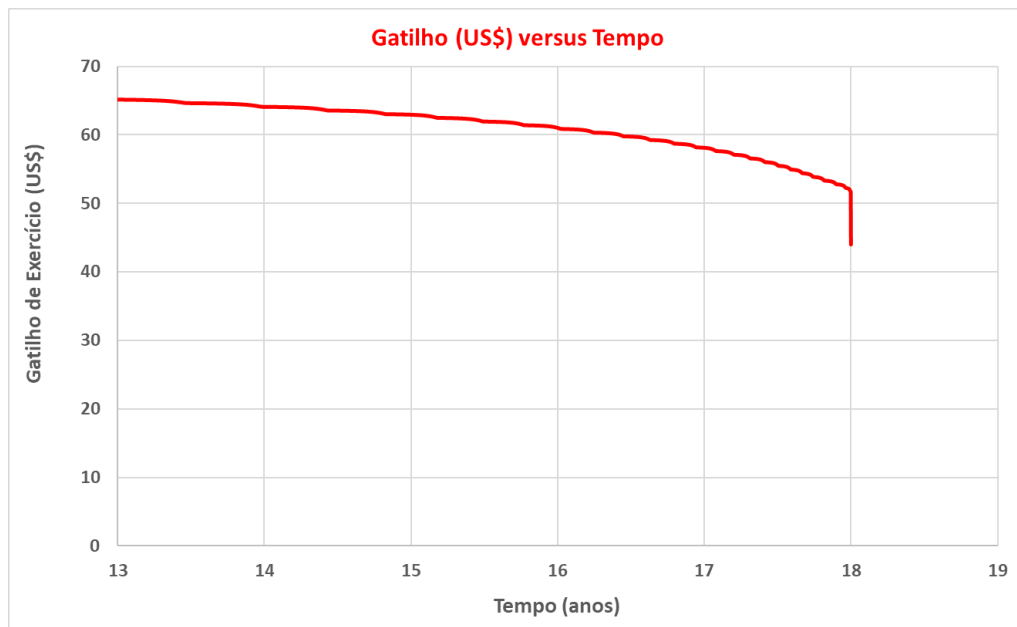
Como foi observado no item 5.1.4., o gráfico do gatilho dos cenários é descontínuo no tempo igual ao exercício devido a taxa de juros ser maior que a taxa de dividendos. Para corroborar esta afirmação, abaixo serão apresentados cinco gráficos de gatilho para diferentes valores de taxa de juros, tanto menores quanto maiores que a taxa de dividendos cujo valor no caso base é de 5,11% a.a., conforme item 4.4.2. Todos os gráficos serão do cenário com completção inteligente para facilitar a comparação.



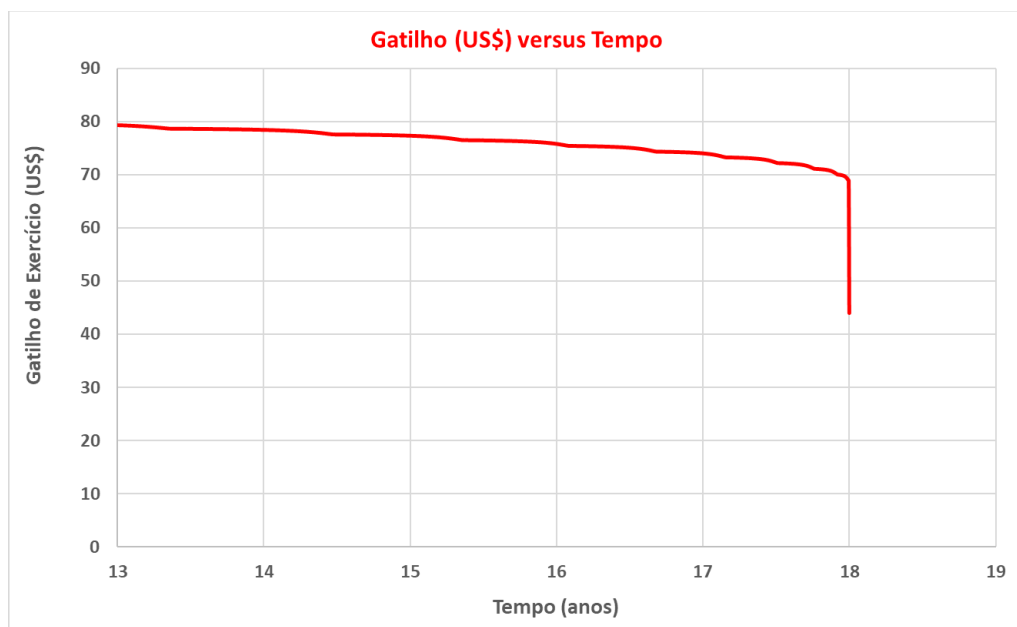
**Figura 21 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 2%.
Fonte: Elaboração Própria**



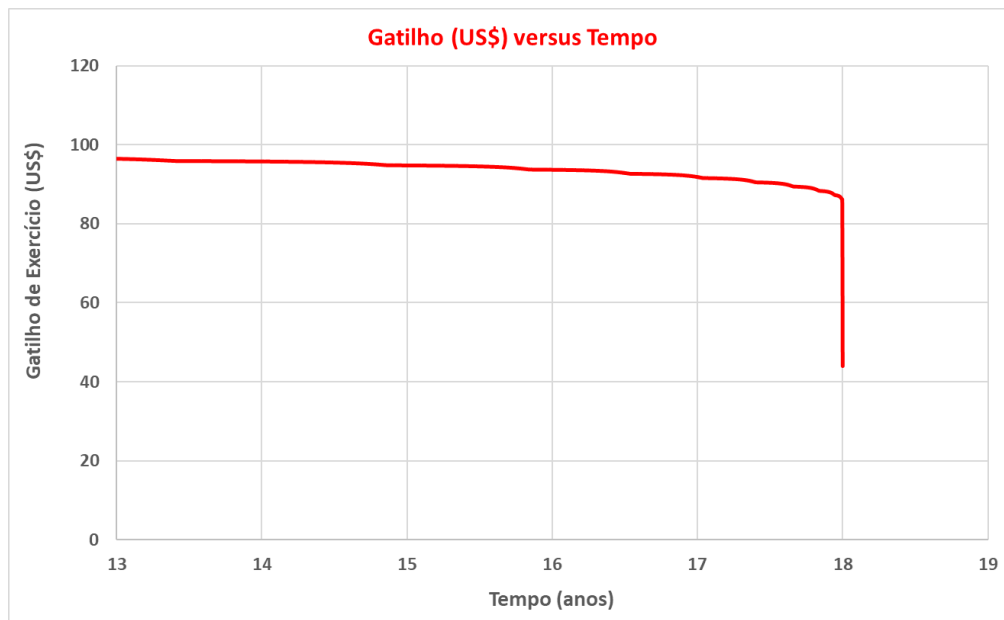
**Figura 22 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 4%.
Fonte: Elaboração Própria**



**Figura 23 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 6%.
Fonte: Elaboração Própria**



**Figura 24 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 8%.
Fonte: Elaboração Própria**



**Figura 25 – Gráfico do Gatilho do Caso com CI na Sensibilidade com Taxa de Juros a 10%.
Fonte: Elaboração Própria**

Os dois primeiros gráficos, cuja taxa de juros é de 2% a.a. e 4% a.a. respectivamente, não apresentam uma descontinuidade no tempo $t=18$ anos (tempo de exercício). Estes valores de taxa de juros estão abaixo da taxa de dividendo considerada. Nos três últimos gráficos, contudo, a descontinuidade no ponto final se faz presente. As taxas de juros consideradas, respectivamente, são de 6% a.a., 8% a.a. e 10% a.a. Todas acima da taxa de dividendo. Com estes resultados, é possível corroborar a ideia de que a descontinuidade no tempo de expiração se faz presente devido ao valor da taxa de juros ser maior que a taxa de dividendos.

6 Conclusão

O pré-sal brasileiro abriu um novo patamar de exploração e produção de petróleo. Dado o volume existente de óleo recuperável nesta área e as dificuldades ao se tratar de profundidades antes não exploradas, novas tecnologias precisam ser desenvolvidas. Os projetos de petróleo se tornaram mais complexos e, para serem atrativos, precisam de inovações que aumentem a eficiência da produção.

Uma das tecnologias desenvolvidas neste âmbito foi a completção inteligente. Etapa posterior à perfuração do poço, esta técnica de completção agrega mais sensores e válvulas, tornando o acesso ao poço remoto e mais rápido, além de garantir a atualização em tempo real dos dados dos poços do reservatório produzido. Com base nestas vantagens, a completção inteligente vem sendo uma opção considerada frente a completção convencional. Contudo, a desvantagem de um poço inteligente é seu custo maior.

Para análise de projetos, como os de produção de petróleo, a técnica mais aplicada é a do Fluxo de Caixa Descontado, no qual se calcula o VPL do projeto e se toma uma decisão frente a este número. Caso ele seja positivo, o projeto é realizado; sendo negativo, não se realiza.

Todavia, esta abordagem desconsidera características inerentes a um projeto. A irreversibilidade é um deles. Tomar uma decisão de investimento implica em um comprometimento de recursos, dificilmente recuperados. As incertezas de um projeto são outra característica inerente a qualquer projeto. Por fim, o tomador de decisão possui flexibilidade para decidir o melhor momento de investir. Sendo assim, a decisão pelo investimento pode ser gerenciada e postergada de forma a se buscar o melhor momento para comprometimento dos recursos, em que as incertezas sejam menores ou mais gerenciáveis.

Neste contexto, surge a Teoria das Opções Reais, abordagem que trata a decisão sobre investir como um direito e não obrigação. Quanto maior às incertezas envolvidas em um projeto, maior o valor das opções embutidas no mesmo.

A utilização da técnica de opções reais em projetos de petróleo, cujos dispêndios para um projeto são altos, auxilia na melhor tomada de decisão.

Esta dissertação fez uma análise da vantagem da completação inteligente frente a convencional pela ótica das opções reais. Para isso, se considerou um cenário no qual o projeto de petróleo engloba uma possível conversão de um poço produtor em injetor, com a respectiva perfuração de um novo poço produtor, garantindo o balanceamento do reservatório. Neste cenário de conversão futura, buscou-se responder à questão sobre qual técnica de completação, decidida no momento inicial do projeto, poderia agregar maior valor quando ocorresse a conversão.

Para responder ao objetivo da dissertação, definiu-se um modelo de um projeto típico do pré-sal e cenários considerando a completação inteligente ou convencional inicialmente e a opção da conversão em uma janela de período futura.

O objetivo acima descrito foi alcançado e mostrou-se que, no caso base analisado, a completação inteligente agregou maior valor ao projeto com conversão do que a completação convencional.

Uma contribuição do trabalho ocorreu justamente na junção da técnica de opções reais, vinculada à incerteza do preço do petróleo de longo prazo, o qual segue um MGB, com a análise de um projeto de petróleo envolvendo completação inteligente e conversão de poços. Poder avaliar a decisão a ser tomada no momento inicial do investimento com os resultados futuros esperados, considerando as incertezas e o valor agregado da conversão, é uma vantagem da utilização da TOR.

Uma adaptação inserida neste trabalho na análise do valor da opção foi a utilização do modelo de fluxo de caixa rígido para petróleo para relacionar a variável estocástica preço com o valor do projeto V.

Outro objetivo pretendido e alcançado foi utilizar o método de diferenças finitas para calcular uma opção americana de espera restringindo sua janela de exercício para um determinado intervalo de tempo. Ao contrário de uma opção europeia, esta opção desenvolvida podia ser exercida antecipadamente. Contudo, seu início não correspondia ao tempo inicial do projeto. Para isso, foram necessárias adaptações no desenvolvimento do método de diferenças finitas inserindo restrições e adaptando as condições de contorno. Esse ponto significou

uma diferenciação deste projeto dentre outros no mesmo tema existentes na literatura, acarretando uma contribuição relevante no tema.

Após a obtenção do resultado do caso base, simulações com cinco variáveis que podem ser consideradas incertas foram realizadas. Dessa forma, foi possível observar a partir de que valores do aumento da curva de produção com a conversão, do custo da conversão, do custo inicial das completações e da volatilidade da variável estocástica, a completação convencional passa a ser mais interessante que a inteligente. Esta é mais uma contribuição do trabalho.

Este trabalho apresentou algumas limitações. Uma delas, é o fato de, no caso base, apenas o preço do petróleo ter sido considerado como variável estocástica no modelo de opção real. Mesmo que tenham sido feitas sensibilidades com outras variáveis, não foi possível analisar a interação entre todos estes parâmetros incertos. Outra limitação foi a dificuldade de obtenção de dados de um caso real do cenário petrolífero dada a confidencialidade de projetos deste porte.

De forma a concluir a dissertação, sugerem-se trabalhos futuros que possam continuar a expandir a abordagem tratada neste trabalho. A aplicação do método desenvolvido para cálculo de opções reais limitada ao tempo em outros fluxos de caixa é uma sugestão. Aplicar o método de diferenças finitas restringindo o exercício a uma janela de tempo pode ser útil para outros projetos de petróleo e também de outras áreas do conhecimento. Por fim, simular a interação entre diferentes variáveis incertas aprimorará a comparação entre os dois tipos de completação.

7

Referências bibliográficas

ABREU, A.C.; M.A.G. DIAS; M.A.C. PACHECO; A.A. EMERICK & F. BORGES (2017). FlexWell: smart wells flexibility management and valuation under uncertainty. In: **21st Annual International Real Options Conference**, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. Lei nº 9.478 de 1997. Disponível em <http://www.anp.gov.br>.

AGGREY, G. H.; DAVIES, D. R.; SKARSHOLT L. T. A novel approach of detecting water influx time in multi-zone and multi-lateral completions using real-time downhole pressure data. **Society of Petroleum Engineers**, Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2007

AMRAM, M.; KULATILAKA, N. **Real Options: managing strategic investment in an uncertain world**. Harvard Business School Press, Boston, 1999

ARMSTRONG, A. C. C.; JACKSON, M. D. Management of water breakthrough using intelligent well technology. society of petroleum engineers. **Offshore Technology Conference**, Houston, 2001

BASTIAN-PINTO, C. D.; BRANDÃO ,E. T.; OZORIO, L. C. The choice of mean reversion stochastic process in real option valuation. In: **The 16th Annual International Real Options Conference**, 2016

BLACK, F.; SCHOLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. **Journal of Political Economy**, v.81, n.3, p.637-654, 1973

BJERKSUND, P; EKERN, S. Managing investment opportunities under price uncertainty: from “last chance” to “wait and see” strategies. **Financial Management** 19, v. 3, p. 65-83, 1990

BJERKSUND, P.; STENSLAND, G. Closed-form approximation of American options. **Scandinavian Journal of Management**, v. 9, p. S88-S99, 1993.

BRANDÃO, E. T. **Uma aplicação da teoria das opções reais em tempo discreto para avaliação de uma concessão rodoviária no Brasil**. Rio de Janeiro, 2002. 132f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

BRENNAN, M.; SCHWARTZ, E. Evaluating natural resource investments. **Journal of Business**, v. 58, n. 2, p. 135-157, 1985

BRIGHAM, E. F.; HOUSTON, J. F. **Fundamentos da moderna administração financeira**. Rio de Janeiro: Campus, 1999

BRONLEE, F. et al. Improving well completion system reliability using intelligent well technology. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/254517755> Improving Well Completion System Reliability using Intelligent Well Technology 2001 (acessado em junho de 2017).

BROUWER, D. R.; NEVDAL, G.; JANSEN, J. D. Improved reservoir management through optimal control and continuous model updating. **Society of Petroleum Engineers**, Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, 2004

BUREAU OF LABOR STATISTICS. Consumer Index Price. Disponível em <https://www.bls.gov/>. Acessado em outubro de 2017

CAMARGO, E.; ACEROS, E.; AGUILAR, J. **Intelligent well systems**. Asia-Pacific Conference on Computer Aided System Engineering, 2015

CHAGAS, L. E. **Análise do controle de poços com lâmina d'Água profunda a partir da implementação de um simulador de kicks**. Rio de Janeiro, 2014. 131 p. Projeto de Graduação. Departamento de Engenharia de Petróleo, UFRJ

COPELAND, T.; ANTIKAROV, V. **Real Options – a practitioner's guide**. Thomson, 2003.

COSTA, B. **Estudo bibliométrico sobre opções reais no Brasil**. Uberlândia, 2014. Projeto de Dissertação. Departamento de Administração de Empresas, Universidade Federal de Uberlândia.

COSTA, L.; SAMANEZ, C.P. Análise e avaliação de flexibilidades input output em projetos de plantas na indústria do petróleo: uma aplicação da teoria das opções reais e da simulação estocástica. **GEPROS**, Gestão da Produção, Operações e Sistemas, v. 4, n. 2, p. 63-78, 2008

COX, J.C.; ROSS, S.; RUBINSTEIN, M. Options pricing a simplified approach. **Journal of Financial Economics**, v.3, p. 145-166, 1979

CUNHA, R.L. **Opções Reais: a utilização dessa ferramenta para análise de investimentos no setor de petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro, 2005. 114f. Projeto de Graduação. Departamento de Engenharia Industrial, Universidade Federal do Rio de Janeiro

DAVIES, D. R.; AGGREY, G. H. A rigorous stochastic coupling of reliability and reservoir performance when defining the value of intelligent wells. **Society of Petroleum Engineers**, Offshore Europe, 4-7 September, Scotland, 2007

DIAS, M. A. G. **Investimento sob incerteza em exploração & produção de petróleo**. Rio de Janeiro, 1996. 470p. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

DIAS, M.A.G. **Opções reais híbridas com aplicação em petróleo**. Rio de Janeiro, 2005. 509f. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

DIAS. M. A. G. **Análise de Investimentos com opções reais - teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores - Volume 1: conceitos básicos e opções reais em tempo discreto**. Editora Brochura, Rio de Janeiro, 2014

DIAS. M. A. G. **Análise de Investimentos com opções reais - teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores - Volume 2: processos estocásticos e opções reais em tempo contínuo**. Editora Brochura, Rio de Janeiro, 2015

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R.S. **Investment under uncertainty**. Princeton University Press, Princeton, N.J., 1994

EKERN, S. An option pricing approach to evaluating petroleum projects. **Energy Economics**, April, p.91-99, 1988

ESMAIEL, T. Applications of experimental design in reservoir management of smart wells. **Society of Petroleum Engineers**, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 20-23 June, Rio de Janeiro, 2005

FERRELL, H.; IRBY, T. L.; PRUITT, G. T.; CRAWFORD, P. B. Model studies for production-injection well conversion during line drive water floods. **Society of Petroleum Engineers**, 1960

GAO, C. H.; RAJESWARAN, R. T.; NAKAGAWA, E. Y. A literature review on smart well technology. **Society of Petroleum Engineers**, Production and Operations Symposium, 31 March-3 April, Oklahoma, 2007

GHISELIN, D. Reevaluating the merits of smart wells. Disponível em <http://www.offshore-mag.com/>, 2012 (acessado em 09 de junho de 2017).

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**, 2a ed. Bookman, 2004

GUEVARA, E. A.; JACKSON, M. D.; GIDDINS, M. A. Insurance value of intelligent well technology against reservoir uncertainty. **Society of Petroleum Engineers**, Symposium on Improved Oil Recovery, 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, 2008

HAN, J. There is value in operational flexibility: an intelligent well application. **Society of Petroleum Engineers**, Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 5-8 April, Dallas, 2003

HODDER, J.; RIGGS, H. Pitfalls in evaluating risky projects. **Harvard Business Review**, v. 63, n. 1, p. 128–135, 1985

BLOOMBERG. Cotação do Brent. Disponível em <https://www.bloomberg.com/>. Acessado em outubro de 2017.

INGERSOLL, J.; ROSS, S. Waiting to invest: investment and uncertainty. **Journal of Business**, v. 65, n. 1, p. 1-29, 1992

KULATILAKA, N. **The value of flexibility**: a general model of real options. Praeger, Westport, p. 89-107, 1995

MARTINI, R. F.; SCHIOZER, D. J.; NAKAJIMA, L. Use of quality maps in reservoir management. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 27, n. 4, Rio de Janeiro, 2005

MARTINS, M. **Comparação de estratégias de construção de poços marítimos incorporando incertezas**. Rio de Janeiro, 2014. 102f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

MATHIAS, M. **Análise do sistema inteligente de completação e sua aplicabilidade na indústria de petróleo**. Niterói, 2013. Projeto de Graduação de Curso. Escola de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense.

MCDONALD, R.; SIEGEL, D. The value of waiting to invest. **Quarterly Journal of Economics**, v.101, n.4, p.707-727, 1986

MERTON, R. Theory of rational option pricing. **Bell Journal of Economics and Management Science**, v.4, n.1, p.141-183, 1973

MYERS S. Determinants of corporate borrowing. **Journal of Financial Economics**, v.5, p. 147-175, 1977

MYERS S. Finance theory and financial strategy. Midland Corporate, **Finance Journal**, v. 5, n. 1, p. 6-13, 1987

NETO, A. **Um sistema de apoio à decisão na completação de poços de petróleo**. Florianópolis, 2003. 138 p. Dissertação de Mestrado. Departamento de Ciências da Computação, Universidade Federal de Santa Catarina.

NIELSEN, J.; TIPS, T. R. Case study: first intelligent completion system installed in the Gulf of Mexico. **Society of Petroleum Engineers, Offshore Europe Conference**, Aberdeen, Scotland, 2002.

NICHOLS, N. A. Scientific management at Merck: an interview with CFO Judy Lewant. **Harvard Business Review**, pp 89-97, 1994

PADDOCK, J. L.; SIEGEL, D. R.; SMITH, J. L. Option valuation of claims on real assets: The Case of Offshore Petroleum Leases. **Quarterly Journal of Economics**, v. 103, n.3, p.479-508, 1988

PEREBOICHUK, B. **Modeling of crude oil prices with a special emphasis on macroeconomic factors**. Copenhagen, 2013. 80f. Dissertação de Mestrado. Departamento de Economia, Copenhagen Business School.

PETVIPUSIT, K. R.; CHANG, Y. Dynamic well conversion and rate optimisation using ensemble-based method. **Society of Petroleum Engineers**, Bergen One Day Seminar, 22 April, Bergen, 2015

REZENDE, C. S.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R. B. Reaproveitamento de poços de um campo de petróleo durante o processo de otimização da produção. **CILAMCE**, 2016

ROBINSON, M. Intelligent completions - designed by experts, installed by specialists and operated by dummies. **Annual IBC Technical Service Offshore Drilling Technology Conference**, Aberdeen, 22-23 November, 1995

ROCHA, L.; AZEVEDO, C. **Projetos de poços de petróleo**. 2ª ed. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2009

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira**. Atlas, São Paulo, 1995

SAMANEZ, C.P. **Gestão de investimentos e geração de valor**. Pearson, Prentice Hall, São Paulo, 2006

SAMUELSON, P.A. Rational theory of warrant pricing. **Industrial Management Review**, v. 6, n. 2, p. 13-22, 1965

SANTOS, J. A. M. **Estudo de influência da estratégia de produção em análise aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo**. Campinas, 2002. 140f. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP

SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. **Practical enhanced reservoir engineering**. PennWell Books, 2008

SCHWARTZ, E. The stochastic behavior of commodity prices: implications for valuation and hedging. **The Journal of Finance**, v. 52, p. 923-973, 1997

SHARMA, A.K.; CHORN, L.G.; HAN, J.; RAJAGOPALAN, S. Quantifying value creation from intelligent completion technology implementation. **Society of Petroleum Engineers**, 13th European Petroleum Conference, Aberdeen, 29-31, 2002

SILVA, C. R. R. **Água produzida na extração de petróleo**. 2000. Dissertação de Mestrado. Departamento de Hidráulica e Saneamento, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia.

SILVA, M. F. S; MURADOV, K. M.; DAVIES, D. R. Review, analysis and comparison of intelligent well monitoring systems. **Society of Petroleum Engineers**, Intelligent Energy International, 27-29 March, Utrecht, 2012

STONIER, J. Airbus: **Valuing options in the airline industry**. The 3rd Annual International Conference on Real Option, 1999

STRACHAN, G. C. **Aproximadores de simuladores de reservatório de petróleo por programação genética e aplicação na otimização de alternativas de produção**. 118 f. Rio de Janeiro, 2014. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

TEISBERG, E. An option valuation analysis of investment choices by a regulated firm. **Management Science**, v. 40, n. 4, p. 535-548, 1993.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia do petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004

TIMAN, S. Urban land prices under uncertainty. **American Economic Review**, v. 75, n. 3, p. 505-514, 1985

TOURINHO, O.A.F. **The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach**. Berkeley, 1979. 103 p. Dissertação de Mestrado. Universidade da Califórnia.

TRIANZIS, A.; BORISON, A. Real options: state of the practice. **Journal of Applied Corporate Finance**, v. 14, n. 2, p. 8-24, 2001

TRIGEORGIS, L. **Real options – managerial flexibility and strategy in resource allocation**. The MIT Press, 1996

TRIGEORGIS, L. The nature of option interactions and the valuation of investments with multiple real options. **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, p. 1-20, 1993

TRIGEORGIS, L.; MASON, S.P. Valuing managerial flexibility. **Midland Corporate Finance Journal**, Spring, p.14-21, 1987

VOLLERT, A. A stochastic control framework for real options in strategic valuation. **Birkhauser, Boston**, p. 266, 200

Anexo

Código VBA do Método de Diferenças Finitas

Sub Option_Matrix()

```
Dim P As Double, V As Double, Inv As Double, T As Double
Dim r As Double, div As Double, vol As Double, accur As Double
Dim F() As Double, Vt() As Double
Dim Gatilho() As Double
Dim deltat As Double, deltaP As Double
Dim pu As Double, pm As Double, pd As Double, df As Double
Dim i As Integer, j As Integer
Dim N As Integer, M As Integer
Dim Beta As Double
Dim Vmax As Double
Dim a As Long
Dim B As Long
Dim GatFlag As Integer
Dim anterior As Double
Dim premium As Double
Dim L As Integer
Dim q As Double, Ba As Double, C As Double
Dim ganho As Double
```

Randomize

```
' Leituras dos valores da planilha
P = Range("P0")
V = Range("H7")
Inv = Range("Inv")
T = Range("T_")
r = Range("r_") / 100
div = Range("delta") / 100
vol = Range("sigma") / 100
accur = Range("accuracy") / 100
M = Range("M_")
N = Range("N_")
deltaP = Range("deltaV")
Vmax = Range("V_max_adjust")
deltat = Range("delta_t")
L = Range("L_")
q = Range("M5")
Ba = Range("M6")
C = Range("M7")
```


' O programa lê na planilha os valores de M, N, deltaP, Pmax_ajustado, e deltat.

ReDim Pt(0 To M + 1)

ReDim Vt(0 To M + 1)

ReDim F(0 To N, 0 To M + 1)

ReDim Gatilho(L To N)

' Para ganhar tempo computacional, vamos pre-calculer o fator df (discount factor)

' usado repetidamente no calculo da opcao F()

df = 1 / (1 + (r * deltat))

For i = 0 To M

' Valor do ativo basico na expiracao T:

Pt(i) = i * deltaP

' Armazenando valor de V:

Vt(i) = Pt(i) * q * Ba - C

' Valor da opcao na expiracao T (em T, temos j = N):

F(N, i) = Application.Max(0, (Vt(i) - Inv))

' Valor do gatilho na expiração T

Gatilho(N) = (Inv + C) / (q * Ba)

Next

' Agora calculo backwards no tempo, a partir do valor da opcao em T:

For j = N - 1 To 0 Step -1

GatFlag = 0

' Percorre a coluna de valores de P para um dado instante t (valor de j):

For i = 1 To M - 1

pu = 0.5 * ((vol ^ 2) * (i ^ 2) + ((r - div) * i)) * deltat

pm = 1 - (vol ^ 2) * (i ^ 2) * deltat

pd = 0.5 * ((vol ^ 2) * (i ^ 2) - ((r - div) * i)) * deltat

F(j, i) = df * (pu * F(j + 1, i + 1) + pm * F(j + 1, i) + pd * F(j + 1, i - 1))

premium = (Vt(i) - Inv) - F(j, i)

' Agora tem de checar se o valor acima (EDP, valor da espera) é maior ou nao

' que o valor de exercicio imediato (equivale ao smooth pasting)

' Só pode exercer se t >= t_exercicio, ou seja, se j >= L

If j >= L Then

F(j, i) = Application.Max((Vt(i) - Inv), F(j, i))

' Else

' End If

```

' Agora o gatilho: num dado t (dado j) o flag do gatilho é zero (não exercido) até
que exerça e o flag vira 1
' Se o valor da opção "viva" vale mais que o valor dela exercida, então "anterior" é
o prêmio de espera
'   If j >= L Then
       If F(j, i) - (Vt(i) - Inv) > 0 Then
           anterior = F(j, i) - (Vt(i) - Inv)
       Else
' Caso contrário, o gatilho estará entre os valores de V nos pontos entre i e i - 1
' Mas temos de ver se a opção já não tinha sido exercida no ponto i - 1 (GatFlag =
0 significa não-exercida)
           If GatFlag = 0 Then
               Gatilho(j) = Pt(i - 1) + ((deltaP * anterior) / (anterior + premium))
' A equação acima é uma interpolação usando valores em t = i - 1 e t = i, para
ponderar o quanto o gatilho está mais próximo de
' P(i - 1) ou P(i), já que o gatilho está entre esses dois valores.
               GatFlag = 1
           Else
               End If
           End If
       Else
           End If
       Next
       F(j, 0) = 0

       If j >= L Then
           F(j, M) = (Vt(i) - Inv)

       Else
           ganho = F(j, M - 1) - F(j, M - 2)
           F(j, M) = F(j, M - 1) + ganho
       End If

' Condições de contorno (limites do grid que não dá para calcular pela trinomial
' Uma cc e' a trivial (V = 0 --> F = 0) e a outra e' para V muito alto
' (no extremo M), ela está' deep-in-the-money (se não estiver houvera' algum erro)
'       F(j, 0) = 0
'       F(j, M) = (Vt(i) - Inv)
       Next

' Apagando todos os dados da planilha de valores da opção (mas não os formatos)
       Sheets("F(V, t)").Select
       Sheets("F(V, t)").Cells.ClearContents

       Cells(4, 2) = "Tempo (azul) / V (verde)"

' Imprimindo a linha de P (de 0 a Pmáximo)
       For B = 3 To M + 3
           a = 4
           Cells(a, B) = (B - 3) * deltaP

```

Next

' Imprimindo a coluna de t (de 0 a T)

For a = 5 To N + 5

B = 2

Cells(a, B) = (a - 5) * deltat

Next

' Imprimindo a matriz de valores da opção

Cells(5, 3).Select

For B = 3 To M + 3

For a = 5 To N + 5

j = a - 5

i = B - 3

Cells(a, B) = F(j, i)

Next

Next

' Agora imprimindo o vetor de gatilhos

Sheets("Gatilho(t)").Select

Sheets("Gatilho(t)").Cells.ClearContents

Cells(10, 2) = "Tempo (anos)"

Cells(10, 3) = "Gatilho (US\$)"

' Imprimindo a coluna de t (de 0 a T)

For a = 11 To N - L + 11

B = 2

Cells(a, B) = (L * deltat) + ((a - 11) * deltat)

Next

' Imprimindo a coluna de gatilhos (de 0 a T)

' Gatilho(N) = Inv

For a = 11 To N - L + 11

j = L + a - 11

Cells(a, 3) = Gatilho(j)

Next

Sheets("Principal").Select

' Retornando ao cálculo automático do Excel

With Application

.Calculation = xlAutomatic

.MaxChange = 0.001

End With

' registrando o fim de processamento para calcular o tempo computacional

Range("Finish_time").Value = Now()

End Sub