



OTIMIZAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE POÇOS EM PROJETOS DE ÓLEO E GÁS COM RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Bruno Roquette Rossi Luz Castro
Caio Mercier Croce

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Dr. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Rio de Janeiro
Setembro de 2012

OTIMIZAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE POÇOS EM PROJETOS DE ÓLEO E GÁS COM
RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Bruno Roquette Rossi Luz Castro

Caio Mercier Croce

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.

Examinado por:

Dr. Regis da Rocha Motta, Ph.D. (Orientador)

Dr. Cesar das Neves, Ph.D.

Dr. Lino Marujo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

SETEMBRO DE 2012

Castro, Bruno Roquette Rossi Luz

Croce, Caio Mercier

Otimização da Alocação de Poços em Projetos de Óleo
Gás com Recuperação secundária/ Bruno Roquette Rossi
Luz Castro e Caio Mercier Croce. – Rio de Janeiro:
UFRJ/Escola Politécnica, 2012.

VI, 97 p.: il.; 29,7 c

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia de Produção, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 84-85.

1.Projeto de Óleo e Gás 2.Otimização da Alocação de
Poços 3.Análise de Viabilidade Econômica I.Regis da
Rocha Motta. II.Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Produção. III.
Otimização da Alocação de Poços em Projetos de Óleo e
Gás com Recuperação Secundária.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Produção.

Otimização da Alocação de Poços em Projetos de Óleo e Gás com Recuperação Secundária

Bruno Roquette Rossi Luz Castro

Caio Mercier Croce

Setembro/2012

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Curso: Engenharia de Produção

No atual cenário da indústria de óleo e gás, exige-se o melhor aproveitamento possível dos reservatórios e, para tal, métodos de recuperação secundária têm sido largamente utilizados. Este estudo vislumbra a maximização do valor presente através da melhor alocação possível de poços no decorrer da vida útil de um campo que se utiliza da injeção de água para aumentar o fator de recuperação de reservas. De forma a atingir o objetivo proposto, serão admitidas premissas para a estruturação de um fluxo de caixa capaz de determinar a viabilidade econômica e o Valor Presente Líquido Descontado de diferentes distribuições de poços no tempo, podendo, então, compará-las e, posteriormente, analisar os resultados obtidos.

Palavra-chave: Projeto de E&P de Óleo e Gás, Otimização da Alocação de Poços, Análise de Viabilidade Econômica.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

OPTIMIZING WELL ALLOCATION IN OIL AND GAS PROJECTS ON SECONDARY
RECOVERY

Bruno Roquette Rossi Luz Castro

Caio Mercier Croce

September/2012

Advisor: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Course: Industrial Engineering

In the current oil and gas industry scenario, it is envisaged the best reservoirs exploitation and, to accomplish that goal, secondary recovery methods have been widely applied. This undergraduate project aims at maximize the Net Present Value through the best possible allocation of wells during the lifetime of a field which uses water injection to increase the reserves recovery factor. In order to have this done, assumptions shall be adopted for structuring a cash flow capable of determining the economic feasibility and the NPV of different wells distributions and, then, compare and analyze the results.

Keywords: Projects of Exploration & Production of Oil and Gas Project, Well Allocation Optimization, Economic Feasibility Study.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	13
1.1.	APRESENTAÇÃO	13
1.2.	MOTIVAÇÃO	13
1.3.	METODOLOGIA	16
1.4.	OBJETIVOS	17
1.5.	LIMITAÇÕES	17
1.6.	ESTRUTURA DO ESTUDO	18
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1.	HISTÓRIA DA INDÚSTRIA DE E&P	20
2.2.	RISCOS DA INDÚSTRIA DE E&P	24
2.3.	OPERAÇÃO EM E&P	27
2.4.	FERRAMENTAS DE TOMADA DE DECISÃO.....	38
3.	O DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO.....	43
3.1.	RECEITAS	44
3.2.	ROYALTIES	49
3.3.	CUSTOS OPERACIONAIS	50
3.4.	DEPRECIAÇÃO.....	52
3.5.	JUROS SOBRE FINANCIAMENTO	53
3.6.	TRIBUTOS SOBRE A RENDA	54
3.7.	ATIVO IMOBILIZADO	57
3.8.	LIMITE ECONÔMICO DA PRODUÇÃO E O CUSTO DE ABANDONO	60
3.9.	OTIMIZAÇÃO	63
4.	RESULTADOS DO ESTUDO	65
4.1.	PREMISSAS RELATIVAS À GEOLOGIA E OPERAÇÃO	65
4.2.	PREMISSAS RELATIVAS À CUSTOS	66
4.3.	TRIBUTOS	68

4.4.	PREÇO	68
4.5.	RESULTADOS	69
5.	CONCLUSÕES	84
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - PERCENTUAL <i>OFFSHORE</i> DA PRODUÇÃO BRASILEIRA. FONTE: OS AUTORES.....	15
FIGURA 2 - RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA EM CAMPOS PETROBRAS. FONTE: PANORAMA DA PRODUÇÃO PETROBRAS (2004).....	15
FIGURA 3- AS MAIORES EMPRESAS DE ÓLEO E GÁS DO MUNDO. FONTE: PETROSTRATEGIES (WWW.PETROSTRATEGIES.COM).....	24
FIGURA 4 - PLATAFORMA DO TIPO <i>JACKET</i> . FONTE: WWW.MATRISK.COM	29
FIGURA 5 - PLATAFORMA DO TIPO JACK-UP. FONTE: WWW.MATRISK.COM	29
FIGURA 6 - PLATAFORMA DO TIPO TORRE COMPLACENTE. FONTE: WWW.MARCELOGUSTAVO.COM	30
FIGURA 7 - NÚMERO DE UNIDADES DE PRODUÇÃO FLUTUANTES. FONTE: INTERNACIONAL MARITIME ASSOCIATES (WWW.IMASTUDIES.COM).....	31
FIGURA 8 - INJEÇÃO PERIFÉRICA FONTE: ROSA(2006)	35
FIGURA 9 - INJEÇÃO NO TOPO. FONTE: ROSA(2006).....	35
FIGURA 10 - INJEÇÃO NA BASE. FONTE: ROSA (2006)	36
FIGURA 11 - INJEÇÃO UTILIZANDO MALHA DIRETA / <i>FIVE-SPOT</i> . FONTE: ROSA (2006)	36
FIGURA 12 - INJEÇÃO USANDO MALHA <i>SEVEN-SPOT</i> / <i>NINE-SPOT</i> . FONTE: ROSA (2006)	37
FIGURA 13 - INJEÇÃO USANDO MALHA INVERTIDA <i>SEVEN-POT</i> / <i>NINE-SPOT</i> . FONTE: ROSA (2006).....	37
FIGURA 14 - EVOLUÇÃO DA DINÂMICA ÁGUA ÓLEO NO RESERVATÓRIO. FONE: ROSA (2006)	38
FIGURA 15 - ESTRUTURA DO FLUXO DE CAIXA DO PROJETO. FONTE: OS AUTORES	43
FIGURA 16 - <i>GAS LIFT</i> . FONTE: NAKASHIMA (2004).....	45
FIGURA 17 - EXEMPLO DE CURVA DE PRODUÇÃO. FONTE: OS AUTORES.....	47
FIGURA 18 - EXEMPLO DE RAP VERSUS NP. FONTE: OS AUTORES	47
FIGURA 19 - CICLO RESERVA - DEPRECIACÃO - FLUXO DE CAIXA. FONTE: OS AUTORES	61
FIGURA 20 - INDICADORES POR BARRIL LOW CASE. FONTE: OS AUTORES.....	71
FIGURA 21 - INDICADORES POR BARRIL MID CASE. FONTE: OS AUTORES	71
FIGURA 22 - INDICADORES POR BARRIL HIGH CASE. FONTE: OS AUTORES	71
FIGURA 23 - PRODUÇÃO POR POÇO LOW CASE. FONTE: OS AUTORES.....	72
FIGURA 24 - PRODUÇÃO POR POÇO MID CASE. FONTE: OS AUTORES	73
FIGURA 25 - PRODUÇÃO POR POÇO HIGH CASE. FONTE: OS AUTORES	73

FIGURA 26 - OPEX POR POÇO. FONTE: OS AUTORES.....	74
FIGURA 27 – SALDO OPERACIONAL POR POÇO. FONTE: OS AUTORES	75
FIGURA 28 – SALDO OPERACIONAL TOTAL. FONTE: OS AUTORES.....	75
FIGURA 29 – POTENCIAL VIRTUAL DE GERAÇÃO DE CAIXA. FONTE: OS AUTORES	76
FIGURA 30 – VPL DO PROJETO SEM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	77
FIGURA 31 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO LOW CASE SEM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES.....	78
FIGURA 32 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO MID CASE SEM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	79
FIGURA 33 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO HIGH CASE SEM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	79
FIGURA 34 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO LOW CASE COM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	80
FIGURA 35 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO MID CASE COM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	81
FIGURA 36 – PROJEÇÃO / INJEÇÃO HIGH CASE COM OTIMIZAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	81

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - PRODUÇÃO ANUAL HISTÓRICA – FONTE: OS AUTORES	14
TABELA 2 - AS <i>NATIONAL OIL COMPANIES</i> . FONTE: OS AUTORES	23
TABELA 3 - PREMISSAS RELATIVAS À GEOLOGIA E OPERAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	65
TABELA 4 - PREMISSAS RELATIVAS AOS CUSTOS DE E&A. FONTE: OS AUTORES	66
TABELA 5 - PREMISSAS RELATIVAS AO CRONOGRAMA DE E&A. FONTE: OS AUTORES	66
TABELA 6 - PREMISSAS RELATIVAS AOS CUSTOS DE D&P. FONTE: OS AUTORES	67
TABELA 7 - PREMISSAS RELATIVAS AOS CUSTOS DE D&P. FONTE: OS AUTORES	67
TABELA 8 - PREMISSAS RELATIVAS AOS CUSTOS DE OPERACIONAIS. FONTE: OS AUTORES.....	68
TABELA 9 - PREMISSAS RELATIVAS ÀS ALÍQUOTAS DOS TRIBUTOS. FONTE: OS AUTORES.....	68
TABELA 10 - LOW CASE DECK. FONTE: OS AUTORES	68
TABELA 11 - MID CASE DECK. FONTE: OS AUTORES	68
TABELA 12 - HIGH CASE DECK. FONTE: OS AUTORES.....	68
TABELA 13 – ALOCAÇÃO ÓTIMA LOW CASE. FONTE: OS AUTORES	69
TABELA 14 - ALOCAÇÃO ÓTIMA MID CASE. FONTE: OS AUTORES.....	69
TABELA 15 - ALOCAÇÃO ÓTIMA HIGH CASE. FONTE: OS AUTORES.....	69
TABELA 16 – INDICADORES LOW CASE. FONTE: OS AUTORES	70
TABELA 17 – INDICADORES MID CASE. FONTE: OS AUTORES	70
TABELA 18 - INDICADORES HIGH CASE. FONTE: OS AUTORES	70
TABELA 19 – CUSTO UP LOW CASE. FONTE: OS AUTORES	82
TABELA 20 – CUSTO UP MID CASE. FONTE: OS AUTORES.....	82
TABELA 21 - CUSTO UP HIGH CASE. FONTE: OS AUTORES	82
TABELA 22 – CUSTO UP LOW CASE DESCONTADO. FONTE: OS AUTORES	82
TABELA 23 – CUSTO UP MID CASE DESCONTADO. FONTE: OS AUTORES	82
TABELA 24 - CUSTO UP HIGH CASE DESCONTADO. FONTE: OS AUTORES	83

ÍNDICE DE EQUAÇÕES

EQUAÇÃO 1 - TAXA DE DECLÍNIO DA PRODUÇÃO	32
EQUAÇÃO 2 - TAXA DE DECLÍNIO DA PRODUÇÃO EMPÍRICA	32
EQUAÇÃO 3 - TAXA HIPERBÓLICA DE DECLÍNIO DA PRODUÇÃO	32
EQUAÇÃO 4 - TAXA EXPONENCIAL DE DECLÍNIO DA PRODUÇÃO	32
EQUAÇÃO 5 - TAXA HARMÔNICA DE DECLÍNIO DA PRODUÇÃO	32
EQUAÇÃO 6 - RELAÇÃO ÁGUA-ÓLEO E PRODUÇÃO ACUMULADA	33
EQUAÇÃO 7 - VALOR PRESENTE LÍQUIDO	39
EQUAÇÃO 8 - TAXA INTERNA DE RETORNO.....	40
EQUAÇÃO 9 - <i>PAYBACK</i> DESCONTADO	41
EQUAÇÃO 10 - GÁS DISPONÍVEL PARA VENDA	44
EQUAÇÃO 11 - VALOR DOS <i>ROYALTIES</i> FONTE: OS AUTORES	50
EQUAÇÃO 12 - VALOR DA PRODUÇÃO FONTE: OS AUTORES	50
EQUAÇÃO 13 - VALOR DA DEPRECIAÇÃO. FONTE: OS AUTORES.....	53
EQUAÇÃO 14 - FATOR DE DEPRECIAÇÃO. FONTE: OS AUTORES	53
EQUAÇÃO 15 – ATIVO IMOBILIZADO VARIÁVEL COM A PRODUÇÃO DE ÓLEO. FONTE: OS AUTORES	58
EQUAÇÃO 16 – ATIVO IMOBILIZADO VARIÁVEL COM A PRODUÇÃO DE ÁGUA. FONTE: OS AUTORES	59
EQUAÇÃO 17 – ATIVO IMOBILIZADO VARIÁVEL COM A PRODUÇÃO DE ÁGUA. FONTE: OS AUTORES	59

1. Introdução

1.1. Apresentação

O presente estudo pretende desenvolver um modelo de avaliação econômica que otimize o número de poços produtores de petróleo, considerando sua alocação no tempo, em um campo hipotético *offshore* com recuperação secundária mediante injeção de água, utilizando como parâmetro comparativo o valor presente líquido de cada cenário. Como condições de contorno, foram adotadas premissas relativas a OOIP (*Original Oil In Place*), fator de recuperação técnica; termos do contrato de concessão; e o preço do óleo (WTI) no mercado internacional.

Além destas, foram usadas estimativas e premissas referentes a CAPEX e OPEX (*capital expenditures* e *operational expenditures*, respectivamente), *spread* do óleo produzido em relação à referência do mercado, curvas de produção em poços com recuperação secundária, incluindo tempo de *breakthrough* (ponto onde o poço passa a produzir água juntamente com o óleo, finalizando o período de produção em *plateau*, onde a produção é inteiramente de óleo), curvas de injeção de água, número máximo de poços implementados em um mesmo ano devido a limitações técnicas e simplificações dos diversos aspectos tributários inerentes ao desenvolvimento desse tipo de projeto.

O referido modelo possui, ainda, outros *outputs* que entendemos fundamentais para a tomada de decisão, os quais serão devidamente conceituados no decorrer deste estudo.

1.2. Motivação

Segundo a ANP¹, em 2011, foram produzidos 768 milhões de barris, correspondendo à aproximadamente 2.10 milhões de barris por dia, dos quais mais de 91.3% foram retirados de campos considerados *offshore* (no mar). Em 2012, nos 4 primeiros meses do ano, foram produzidos em média aproximadamente 2.15 milhões de barris por dia, sendo 91.7% *offshore*. Esse aumento é uma tendência recorrente desde o início dos anos 2000 (vide tabela e gráficos abaixo), representando um aumento da dependência brasileira da produção no mar, sendo este

¹ Boletim Mensal de Produção - Abril/2012 (www.anp.gov.br).

resultado dos grandes investimentos em exploração em águas profundas brasileiras, principalmente da Petrobras, desenvolvimento de novas tecnologias de exploração *offshore*, entrada de grandes multinacionais no mercado nacional, viabilização econômica de reservas devido ao aumento do preço petróleo no mercado internacional, além da diminuição das reservas onshore. Essa tendência pode ser vista claramente nos números do boletim mensal de produção de óleo de abril/2012 da ANP apresentados abaixo:

Ano\Produção	Produção Total (MMBbl)	Produção <i>Offshore</i> (MMBbl)	Percentual <i>Offshore</i>
2000	450,63	374,31	83,06%
2001	471,86	394,69	83,65%
2002	530,85	451,90	85,13%
2003	546,08	466,34	85,40%
2004	540,72	462,08	85,46%
2005	596,25	521,29	87,43%
2006	628,80	557,96	88,73%
2007	638,02	568,13	89,05%
2008	663,28	596,94	90,00%
2009	711,88	646,42	90,80%
2010	749,95	683,98	91,20%
2011	768,47	702,03	91,35%
2012 (abril)	258,45	236,99	91,70%

Tabela 1 - Produção Anual Histórica – Fonte: Os Autores

Compilando os dados da tabela acima, obtivemos o seguinte gráfico que demonstra o aumento da importância da produção brasileira de óleo e gás:

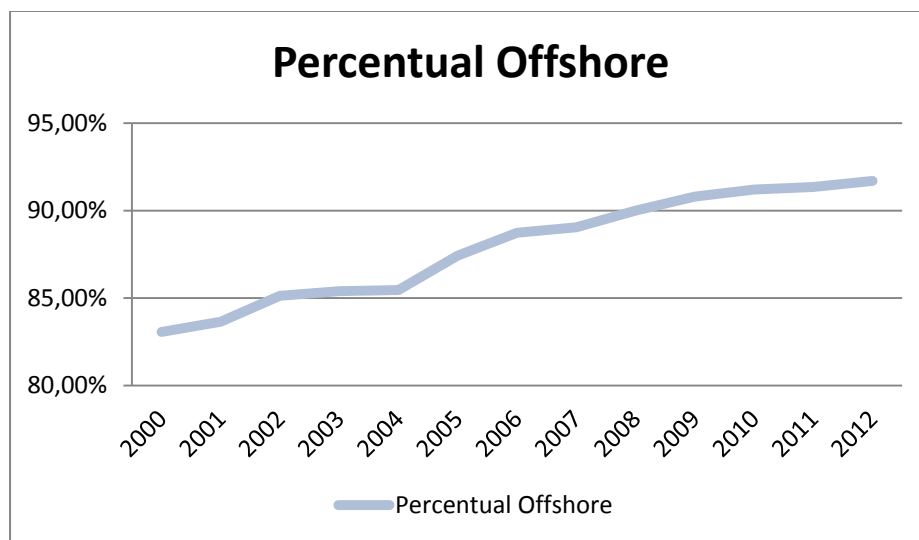


Figura 1 - Percentual *Offshore* da Produção Brasileira. Fonte: Os Autores

Em um panorama sobre sua produção em 2004, a Petrobras afirma que 70% de seus campos utilizavam, à época, a recuperação secundária injetando água em seus reservatórios de forma a manter a pressão no reservatório e aumentar o fator de recuperação do campo. Sendo a Petrobras historicamente a maior produtora no segmento de E&P do Brasil, observa-se claramente a importância dessa tecnologia para o setor.

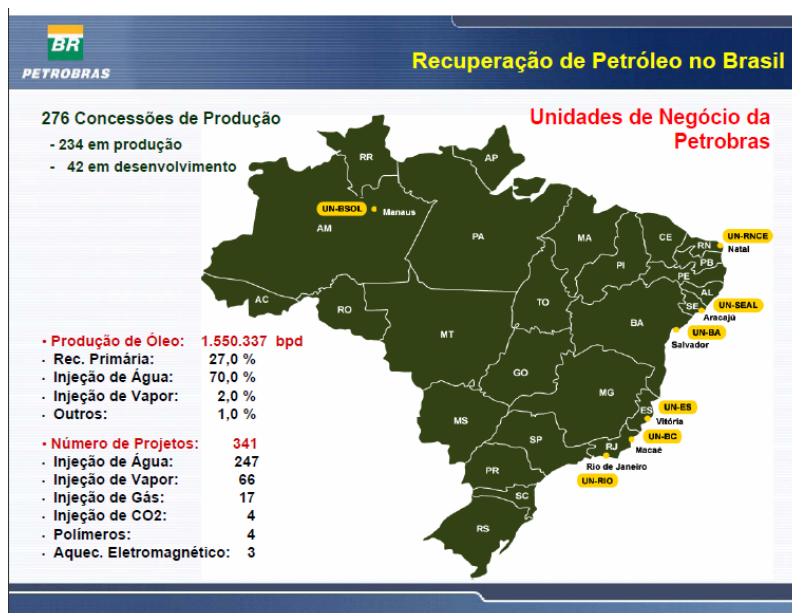


Figura 2 - Recuperação Secundária em Campos Petrobras. Fonte: Panorama da Produção Petrobras (2004)

Diante disso, temos que a principal motivação para o estudo do tema proposto é analisar como se comporta o fluxo de caixa em projetos *offshore* que possuem recuperação secundária com injeção de água como uma opção para a melhora na produção.

1.3. Metodologia

Este estudo conta com uma revisão bibliográfica sobre a história da indústria, os riscos envolvidos, estimativas e tipos de unidades de produção, fluxo de caixa e ferramentas usualmente utilizadas para a tomada de decisão.

A análise desses pontos terá por base a pesquisa exploratória, tal como leciona Beuren (2009):

“[...] explorar um assunto significa reunir mais conhecimento e incorporar características inéditas, bem como buscar novas dimensões até então não conhecidas. O estudo exploratório apresenta-se como um primeiro passo no campo científico, a fim de possibilitar a realização de outros tipos de pesquisa acerca do mesmo tema, como pesquisa descritiva e a pesquisa explicativa.”

Além disso, utilizaremos a pesquisa descritiva, que se preocupa em “observar os fatos, registrá-los, analisá-los, classificá-los e interpretá-los”, sem que o intérprete interfira., tal como afirma BEUREN (2009).

O tipo de pesquisa constitui um estudo de caso, sendo conjuntamente realizada uma pesquisa bibliográfica com o intuito de identificar diferentes abordagens do tema pelos doutrinadores escolhidos. Tal tipologia de pesquisa “[...] abrange todo o referencial já tornado público em relação ao tema de estudo, desde publicações avulsas, boletins, jornais, revistas, livros, pesquisas, monografias, dissertações, teses, entre outros. Por meio dessas bibliografias reúnem-se conhecimentos sobre a temática pesquisada.” (BEUREN, 2009)

Nesse ponto, cabe destacar que o presente estudo utilizará os conhecimentos presentes na literatura de forma a embasar o desenvolvimento de uma análise de viabilidade econômica.

Outro insumo fundamental para o presente estudo serão entrevistas realizadas com engenheiros de produção de forma a abastecer o modelo teórico com premissas hipotéticas factíveis.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivos Gerais

Pretende-se, com o presente estudo, desenvolver um modelo que auxilie a avaliação econômica da alocação de poços de forma sistemática, através dos valores presentes resultantes da combinação dos diversos *inputs* de cada caso, caracterizando, pois, o produto desse estudo como uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão.

1.4.2. Objetivos Específicos

Apresentamos os objetivos específicos do estudo em questão, quais sejam:

- I) Otimizar o número de poços e sua alocação no tempo, maximizando o valor presente líquido, dadas informações necessárias;
 - i) Alocar os poços no tempo, para este estudo, significa dizer quantos poços produtores e injetores serão perfurados por ano.
- II) Verificar o comportamento do valor presente de acordo com alocação ótima de diferentes números de poços.

1.5. Limitações

Um modelo, por definição, é uma simplificação da realidade, portanto, não se objetiva representar todos os aspectos inerentes ao caso, contudo deseja-se um modelo que tenha um nível de fidelidade aceitável.

Exemplificando as limitações do modelo, devem ser citados os diversos aspectos geológicos que não foram contemplados diretamente no modelo, apesar de indiretamente estarem presentes. Exemplo disso são as premissas referentes ao OOIP (*Original Oil In Place*) e produtividade máxima de um poço. Características do óleo não são especificadas.

Deve-se apontar, também, que o reservatório considerado nesse estudo, as características geográficas e geológicas são altamente homogêneas ao longo do reservatório. Além disso, as características dos fluidos são favoráveis à recuperação através da injeção de água, como a baixa mobilidade água/óleo, evitando a formação dos chamados *fingers*. *Fingers*, é o nome dado ao fenômeno em que devido à diferença de densidade e viscosidade entre a água e o óleo, a interação entre esses dois fluidos não acontece de forma totalmente homogênea, formando uma imagem similar a “dedos”, por isso o nome de *fingers*. Considerar esse fenômeno no estudo certamente elevaria a complexidade do modelo, e portanto, tal fenômeno não foi considerado pois julgou-se que a complexidade adicional de tal consideração não acarretaria em grandes ganhos para a validade do modelo.

Essas premissas têm como efeito uma varredura eficaz. Em outras palavras, a água injetada nos diversos pontos do campo “empurra” de forma efetiva o óleo nos respectivos pontos de injeção na direção dos poços produtores. Essa premissa traz consigo uma produção bastante previsível.

Além destas, podemos citar:

- I) Aspectos regulatório/tributários: Tributos sobre o óleo vendido, CAPEX e OPEX, o marco relacionado ao conteúdo local mínimo, forma de importação dos bens, tributos sobre a importação, crédito fiscais, entre outros;
- II) Aspectos comercial/contratos: Os contratos sobre a venda do óleo, as características do óleo, câmbio (haja vista estarmos tratando de uma *commodity* negociada no mercado internacional), dentre outros;

Temos que os mencionados aspectos apresentam-se como fundamentais para o sucesso do projeto, determinando a possível recuperação do capital investido, de modo a garantir a remuneração do sócio do empreendimento.

1.6. Estrutura do Estudo

Nesse capítulo, foi apresentada a idéia do estudo, a motivação, a metodologia, os objetivos e as limitações inerentes ao método escolhido.

No próximo capítulo, será apresentada a revisão bibliográfica que suporta o estudo nos seguintes temas:

- I) História da Indústria de E&P
- II) Riscos da Indústria
- III) Operação em E&P
- IV) Ferramentas de Tomada de Decisão

No Capítulo 3, será apresentada a estrutura do fluxo de caixa utilizada no modelo econômico desenvolvido para sustentar as análises propostas neste estudo, incluindo quais são premissas que se colocaram como necessárias, cálculos que serão desenvolvidos.

Já no Capítulo 4, serão apresentadas as premissas numéricas usadas, serão discutidos os resultados obtidos a partir do modelo econômico, de forma a justificar de maneira prática e quantitativa o comportamento do valor presente líquido e sua relação com a alocação ótima de diferentes números de poços.

Finalmente, no Capítulo 5, as considerações finais serão apresentadas e as lições aprendidas ao longo do desenvolvimento do presente estudo.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. História da Indústria de E&P

2.1.1. História da Indústria Moderna de E&P

Segundo SEBA (2008), considera-se que o início da era moderna na exploração e produção, no continente americano, se deu pela a escavação de óleo por James Williams na província de Ontario, em 1858. Este passou a operar a primeira companhia integrada de petróleo, chamada “The Canada Oil Company”. Foi considerado, ainda, pioneiro na atividade manufatureira de refino de óleo para iluminação por ter construído a primeira “refinaria” e feito carregamentos de artigos refinados para outros países.

No ano seguinte (Agosto, 1859), a perfuração do primeiro poço de produção, batizado de Drake em homenagem a Edwin Drake, na Pensilvânia (EUA), é tido como outro marco fundamental. Logo após, a The Standard Oil, que viria a se tornar a atual Exxon Mobil, passou a explorar os campos do estado. A Shell também é datada dessa época, tendo seu início na atual Indonésia. Contudo, existem registros de perfurações alguns anos antes, em 1846, no Azerbaijão. Este foi o maior produtor de petróleo no século XIX, sendo sua produção, no final do século, mais da metade da produção mundial.

No decorrer do século XX, o petróleo, por ser fonte responsável por grande parte da matriz energética mundial, foi motivo de incessantes disputas comerciais, formação de cartéis e, até, justificativa para guerras. Deve-se destacar a relevância de certos agentes/eventos na história dessa *commodity* mundial:

- I) As sete irmãs: foram as sete maiores companhias de petróleo transnacionais, que dominaram o mercado petrolífero internacional até os anos 60. Eram:
 - i) Royal Dutch Shell. Atualmente, Shell.
 - ii) Anglo-Persian Oil Company (APOC). Atualmente, British Petroleum (BP).
 - iii) Standard Oil of New Jersey (Esso). Exxon, que se fundiu com a Mobil, atualmente, ExxonMobil.

- iv) Standard Oil of New York (Socony). Mais tarde, Mobil, que se fundiu com a Exxon, formando a ExxonMobil.
- v) Texaco. Fundiu-se com a Chevron, formando a ChevronTexaco de 2001 até 2005, quando o nome da companhia voltou a ser apenas Texaco.
- vi) Standard Oil of California (Socal). Chevron, que incorporou a Gulf Oil e posteriormente se fundiu com a Texaco.
- vii) Gulf Oil. Absorvida pela Chevron, posteriormente ChevronTexaco.

Estas faziam o possível para impedir que outras empresas entrassem nessa lucrativa indústria, dificultando o acesso de novas companhias às maiores reservas mundiais, como as do Oriente Médio. Apenas com a formação da OPEP, os produtores tomaram o controle do mercado e o poder das Sete Irmãs diminuiu;

II) OPEP: Foi organizada em 1960, na Conferência de Bagdá por Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela. Posteriormente, os seguintes membros entraram na organização: Qatar (1961), Indonésia (1962), Líbia (1962), Emirados Árabes (1967), Argélia (1969), Nigéria (1971), Equador (1973), Gabão (1975) e Angola (2007). Criada para combater o poder das Sete Irmãs, ainda hoje possui poder no mercado internacional e, atualmente, “seu objetivo é coordenar e unificar as políticas entre os membros, de forma a assegurar preços justos e estáveis; um eficiente, econômico e regular abastecimento de petróleo às nações consumidoras; e garantir um retorno justo aos investidores do setor.”²

2.1.2. História da Indústria Moderna de E&P no Brasil

No Brasil, as primeiras atividades relativas ao petróleo datam de 1892, com a primeira sondagem, mas, totalmente sem sucesso no propósito de encontrar óleo, resultou apenas em registros de água sulfurosa. Na primeira metade do século XX, o petróleo foi amplamente discutido e, com o final da Segunda Guerra Mundial, um movimento em prol da nacionalização do óleo se criou, culminando com a famosa campanha “O Petróleo é nosso!” e a criação da Petrobras, que monopolizava a atividade petroleira no país.

² Adaptado de www.opec.org.

Em 1968, a Petrobras decidiu explorar petróleo na plataforma continental, resultando na descoberta no Campo de Guaricema a 80 metros de profundidade. A produção neste tipo de campo se mostrou uma decisão estratégica, uma vez que os profissionais da empresa deveriam inovar em suas capacitações, de forma a entender e atender aos novos desafios impostos.

Em 1973, com uma das crises do petróleo, o preço da *commodity* no mercado internacional passou a proporcionar uma nova fronteira para a sua busca: o alto mar. Logo no consecutivo ano (1974), foram descobertos indícios de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, confirmados com a perfuração do primeiro poço em 1976. A exploração comercial foi iniciada em 1977, com o campo de Anchova, com uma produção de 10 mil barris por dia em uma plataforma flutuante.

Nos anos seguintes, sucessivas descobertas deslocaram as atenções e os investimentos para a Bacia de Campos. Após a descoberta do Campo de Garoupa, a Petrobras ainda descobriria, no ano seguinte, os campos de Pargo, Namorado e Badejo – e, em 1977, os campos de Bonito, Cherne e Pampo. Dessa forma, os esforços se mostraram dignos e em 1984 foram recompensados com a descoberta do campo de Albacora, provando a existência de campos gigantes a grandes profundidades.

Como o Brasil, muitas outras nações adotaram companhias nacionais de exploração e produção, conforme mostrado abaixo:

Companhia	País
Abu Dhabi National Oil Company	Abu Dhabi
China National Offshore Oil Company (CNOOC)	China
China National Petroleum (PetroChina)	China
China Petrochemical Corporation (Sinopec)	China
Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol")	Colômbia
Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC)	Egito
Emirates National Oil Company	Dubai
ENI	Itália
Gazprom Neft	Rússia
GEPetrol	Guiné Equatorial
Iraq National Oil Company	Iraque
KazMunayGas	Cazaquistão
Kuwait Petroleum Corporation	Kuwait
National Iranian Oil Company (NIOC)	Irã
National Oil Corporation of Kenya	Quênia
National Oil Corporation	Líbia
Neste Oil	Finlândia
Nigerian National Petroleum Company	Nigéria
Pakistan State Oil	Paquistão
Oil and Natural Gas Corporation	Índia
Pertamina	Indonésia
Petrobras	Brasil
Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (PetroEcuador)	Equador
Petroleos de Venezuela (PDVSA)	Venezuela
Petroleos Mexicanos (PEMEX)	México
Petroleum Development Oman	Omã
Petron	Filipinas
Petronas	Malásia
Petróleos Paraguayos	Paraguai
Petróleos del Perú (Petroperú)	Peru
PKN Orlen	Polónia
Qatar Petroleum	Qatar
Rosneft	Rússia
Saudi Arabian Oil Company (Aramco)	Arábia Saudita
Sinopec	China
Sonangol	Angola
Sonatrach	Argélia
Statoil	Noruega
Turkmen Nebit Gaz Onumleri	Turcomenistão
Uzbekneftegaz	Uzbequistão
Vietnam National Oil and Gas Group (Petro Vietnam)	Vietnam

Tabela 2 - As *National Oil Companies*. Fonte: Os Autores

Contudo, nem todas as NOCs (*National Oil Companies*) possuem uma representatividade muito grande. Segue abaixo um rank com as maiores produtoras de óleo e gás do mundo (estatizadas ou não):

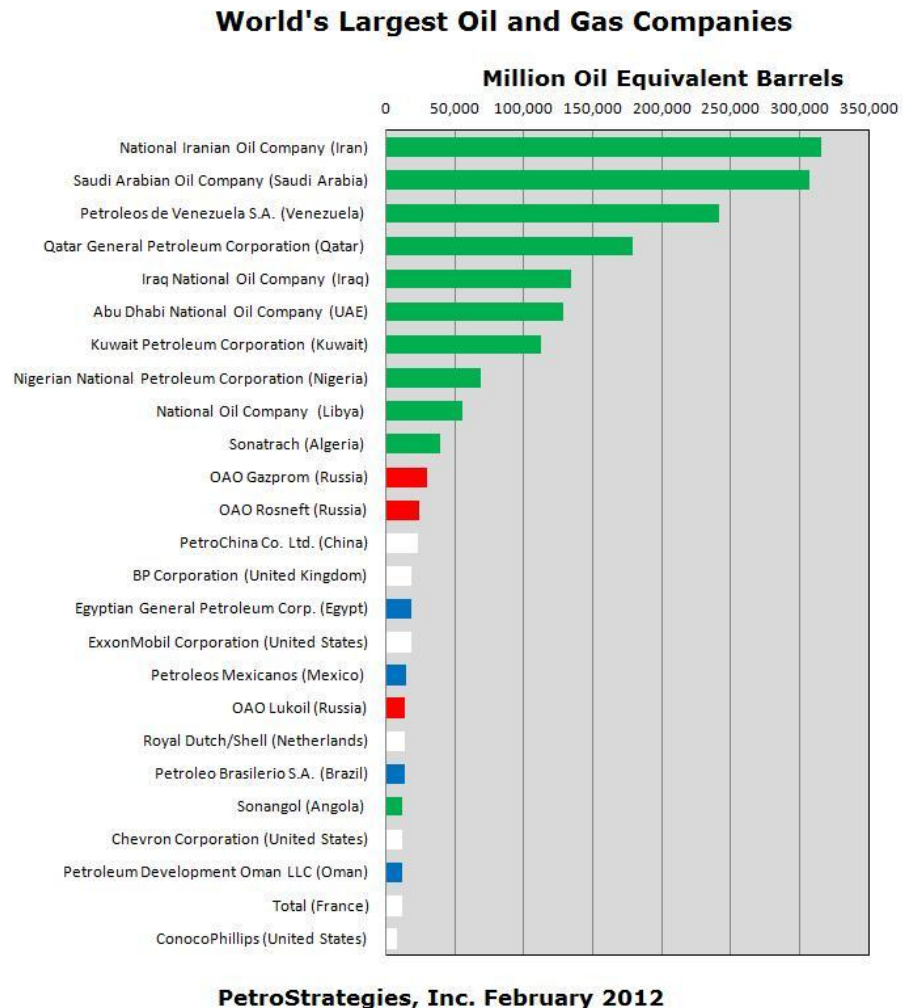


Figura 3- As maiores empresas de óleo e gás do mundo. Fonte: Petrostrategies (www.petrostrategies.com)

Note que as barras verdes são empresas de países pertencentes a países da OPEP, já as vermelhas, são da federação russa, as azuis são NPCs não OPEP e as brancas são multinacionais.

2.2. Riscos da Indústria de E&P

Segundo SEBA (2008), a indústria de exploração e produção é naturalmente caracterizada como um *riskbusiness*. Usualmente, refere-se ao risco de se perfurar poços secos, mas com a crescente volatilidade do preço do óleo e do gás, o risco financeiro vem se tornando um fator importante. Os métodos tradicionais de mitigação do risco nesse setor incluem: diversificação de ativos, integração vertical desde a produção até o refino e marketing.

Ao contrário do que se pratica usualmente, os termos risco e incerteza possuem diferentes significados, especialmente no contexto desse negócio. Incerteza deve caracterizar o fato do resultado de uma decisão ou evento não ser precisamente conhecido, podendo ser representado por um intervalo de probabilidades das diferentes possibilidades. Sendo o impacto dessas diferentes possibilidades conhecido, podem, pois, ser aplicadas teorias matemáticas que auxiliem a tomada de decisão.

De outro lado, risco denota a possibilidade de se incorrer em perdas econômicas e/ou redução de valor. Campanhas de muito risco são aquelas com grande potencial de perda, mesmo que a probabilidade da ocorrência do insucesso seja pequena.

Tendo sido definidos tais conceitos, pode-se afirmar que é possível um projeto ser de muita incerteza, mas pouco risco, uma vez que possa vir a ter muitos finais diferentes e, ainda, não tenha um grande comprometimento de capital ou bens, sejam eles de qualquer tipo.

A tomada de decisão deve ser embasada por análises que levem em conta os riscos e incertezas de um projeto, mostrando, dessa forma, a necessidade de um modelo de avaliação econômica que seja flexível o suficiente para incorporar na avaliação ferramentas de análise de risco e/ou incertezas, ambas inerentes ao contexto estrutural do setor.

Deve-se lembrar que a falha é um desenlace frequentemente visto e deve ser encarado como uma possibilidade, apesar de indesejada. Uma análise apenas das possibilidades de ganhos de um projeto pode levar a decisões errôneas que poderiam ser evitadas se todos os resultados tivessem sido levados em conta.

Os riscos na indústria, segundo SEBA (2008) são variados e podem ser classificados em 3 (três) tipos:

- I) Técnicos – São riscos dentro da operação e variam de acordo com a natureza projeto. Exemplos: poços secos, riscos geológicos, riscos de engenharia, desastres naturais, entre outros. Estes variam de acordo com a capacidade e experiência da empresa no que diz respeito a produção e estimação do reservatório.
- II) Econômicos – São riscos associados à conjuntura macroeconômica mundial e ao ambiente econômico do país no qual a empresa está inserida. Exemplos: inflação, preços de óleo e gás,

cenário de oferta e demanda do gás e óleo no país/adjacências, custo de captação de recursos no mercado, custos operacionais, câmbio, entre outros. O ambiente macroeconômico, principalmente nos últimos anos, tem se mostrado consideravelmente volátil, por isso investimentos que demandam volumes significativos de capital com retornos no longo prazo tendem a ser considerados de alto risco.

III) Políticos – São riscos associados ao ambiente político-regulatório no qual o projeto está inserido. Exemplos: políticas governamentais, regulação do setor, índices de nacionalização, estabilidade política, tributos, políticas ambientais, entre outros. Investimentos em óleo e gás, normalmente, possuem resultados durante um longo período de tempo, necessitando dessa forma de um ambiente político estável e previsível. Um ambiente turbulento, normalmente, faz com que as empresas hesitem em investir por causa da incerteza dos retornos. Quando, por exemplo, a estrutura da tributação de um país ou a rigidez das políticas ambientais é mudada no decorrer de um projeto, possivelmente a reestruturação da empresa trará muitos custos não previstos.

As categorias de risco variam de acordo com diferentes autores, mas o conteúdo destas são significativamente similares aos apresentados por SEBA (2008). Como exemplo, podemos apresentar os riscos segundo PEREIRA (2004) e NEPOMUCENO FILHO (1997):

I) Risco Geológico

II) Risco Político

III) Risco Econômico

IV) Risco na Previsão da Produção

Note que os riscos apresentados por PEREIRA (2004) e NEPOMUCENO FILHO (1997), claramente, encaixam-se nos apresentados por SEBA (2008), mostrando, portanto, que existe uma convergência de conceitos na literatura.

2.3. Operação em E&P

2.3.1. Unidades de Produção

Existem diversos tipos de estruturas de produção *offshore* em serviço, algumas melhores de acordo com certos critérios ambientais e operacionais, ao passo que podem ser limitadas pela disponibilidade de seus *sites* de construção.

A indústria de óleo e gás *offshore* vem explorando e explotando campos cada vez distantes da costa. Isso implica dizer que a tecnologia usada para exploração e produção vem sofrendo pressões para expandir suas fronteiras. Na primeira metade do século XX, foi desenvolvido o primeiro campo significativo *offshore*, distando 20 quilômetros da costa, numa profundidade de 20 metros, localizado no Golfo do México.

Enquanto a exploração e a produção de óleo avançam para profundidades maiores e ambientes mais hostis, os desafios do *design* das estruturas tanto de perfuração quanto de produção aumentam. Ainda as previsões de aspectos ambientais, análise do transporte dos fluidos e procedimento de instalação tem se mostrado tão importantes quanto decisões sobre a própria estrutura. O trabalho dos engenheiros estruturais, por isso, é definido como: Desenhar a estrutura considerando os pontos citados, construí-la e colocá-la *in place* economicamente, assegurando, ainda, funcionalidade e mínima manutenção.

Dada a complexidade crescente dos reservatórios e, conseqüentemente, da decisão, vislumbra-se, portanto, que a conclusão simplista de que as plataformas fixadas ao solo não são a melhor solução para todos os casos é errônea. Por exemplo, nos casos onde a profundidade é grande, é inviável economicamente fixar uma unidade ao fundo do oceano, sugerindo, então, o desenvolvimento de uma unidade flutuante, contudo, caso haja movimentos significativos na plataforma, é necessário o desenvolvimento da tecnologia de completação molhada. A partir dessa evolução de conceitos e rompimento de fronteiras, foram criados diversos tipos de sistemas produtivos *offshore*, que diferem entre si basicamente em termos de:

- I) Tipo de Fixação – A unidade produtiva pode ser apoiada/fixada no fundo do mar ou pode ser flutuante, posicionada de acordo com um sistema de ancoragem;

- II) Capacidade de armazenamento – A unidade produtiva pode possuir ou não capacidade de armazenamento de óleo em seu interior. Caso possua, o descarregamento pode ser feito através de navios aliviadores que recebem a produção e a exportam, prática comumente chamada *offload* ou alívio. Caso contrário, um sistema de exportação tal como um oleoduto deve estar presente de forma a ser possível escoar a produção diretamente para terra ou mesmo para uma capacidade de armazenamento *offshore* conectada ao sistema produtivo que aguarda navios aliviadores para *offloadings*;
- III) Tipo de completação – Essa classificação se dá pela posição onde ocorreu a completação dos poços, mais especificamente, o local da válvula de controle de fluxo (árvore de natal). A completação, segundo THOMAS (2004), é o procedimento utilizado após a perfuração para deixar um poço em condições de operar de forma segura e econômica. Caso esta ocorra “no seco”, em outras palavras, na plataforma, a completação é considerada do tipo seca, caso seja feita “no molhado”, junto ao fundo do mar, a completação é dita do tipo molhada. O tipo de completação é decisivo para economicidade de um projeto, uma vez que completações secas demandam menos recursos para intervenções junto ao conjunto de válvulas de produção, dada a fácil acessibilidade e manutenção; já completações molhadas demandam muitos recursos devido à sua sofisticação e dificuldade de acesso.

A seguir serão brevemente apresentadas algumas das possíveis diferentes unidades produtivas que atualmente são usadas no mundo:

2.3.2. Plataformas Fixas

No início da exploração e produção *offshore*, tanto no Golfo do México quanto no Mar do Norte, as estruturas fixas eram os únicos meios para alcançar os campos. Podem ser apoiadas em estruturas treliçadas de aço fixadas ao fundo do mar (jaquetas) ou construções de concreto simplesmente apoiadas (plataformas de gravidade), promovendo a estabilidade necessária para resistir às cargas ambientais. São frequentemente chamadas de *bottom founded steel jacket platform* e *bottom founded concrete platform*, respectivamente. A fixação destas difere no seguinte: as jaquetas de aço se fixam por meio de estacas cravadas no fundo no mar, ao passo que as plataformas de gravidade se mantêm fixas pelo seu próprio peso.

Uma vez que têm pouco movimento, são ideais para a completação seca e não é incomum que as plataformas apoiadas sobre estruturas de concreto possuam alguma capacidade de armazenamento. Contudo, existe uma considerável limitação no que diz respeito à profundidade sobre a qual estas podem atuar. Seguem abaixo, as figuras 4 e 5, que ilustram ambos os tipos mencionados:



Figura 4 - Plataforma do tipo *Jacket*. Fonte: www.matrisk.com

Existem, ainda, as plataformas autoelevatórias, as *jack-ups*, que se apoiam sobre o solo oceânico e, como o nome diz, se elevam acima do nível do mar, conforme mostrado em figura abaixo:

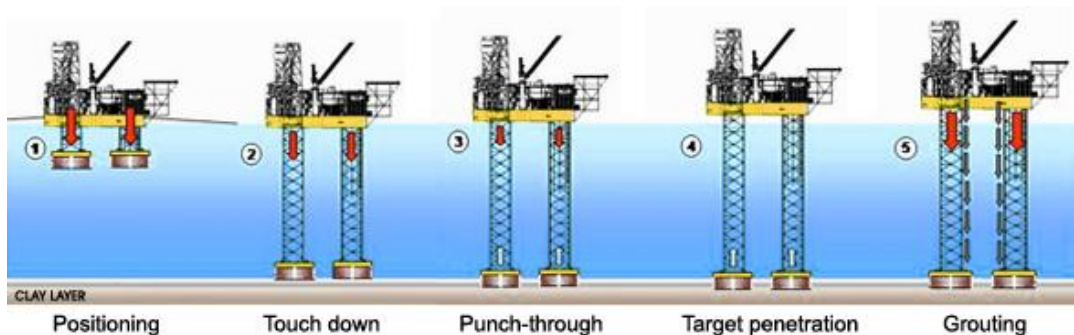


Figura 5 - Plataforma do tipo *Jack-Up*. Fonte: www.matrisk.com

Segue, ainda, a característica das demais plataformas fixas no que diz respeito ao limite de profundidade devido às condições ambientais e economicidade.

Existem ainda as torres complacentes, conhecidas também como *Compliant Piled Towers* (CPT), que consistem de uma torre estreita e com certo nível de flexibilidade fixada a uma fundação com pilares realizando seu suporte. Devido à sua natureza, possuem a capacidade de oscilar lateralmente, permitindo que suportem esforços laterais.

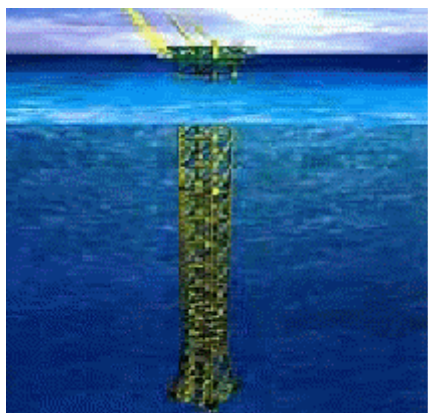


Figura 6 - Plataforma do tipo Torre Complacente. Fonte: www.marcelogustavo.com

2.3.3. Plataformas Flutuantes

As plataformas flutuantes são estruturas complacentes instaladas por um sistema de ancoragem. São variados os tipos de estruturas flutuantes existentes, que diferem no que tange a produção e armazenamento de petróleo. Neste estudo citaremos as características da plataforma submersível e das *Floating Production Storage Offloading* (FPSO).

As plataformas submersíveis são estruturas flutuantes utilizadas para a perfuração e produção de petróleo. Composta por flutuadores, contraventamentos, colunas e convés, essas plataformas são capazes de suportar os equipamentos necessários para a perfuração e produção. As colunas promovem estabilidade à plataforma, evitando que ela vire, mas os flutuadores são os maiores responsáveis por sua flutuação. Dependendo da profundidade da plataforma, podem ser usados navios aliviadores para o escoamento do óleo produzido.

Já as FPSO, como o nome já indica, são unidades flutuantes de produção, armazenamento e *offloading* de petróleo. Podem ser usadas na maior parte dos campos, mas são especialmente recomendadas para campos de águas profundas e/ou consideravelmente afastados da costa, onde a instalação de dutos para o escoamento do petróleo seria economicamente inviável. As FPSO garantem capacidade de armazenamento dos campos, porém têm de ser aliviadas de tempos em tempos, se não possuírem dutos para o escoamento da produção.

Devido à expansão da indústria para águas profundas e ultra profundas, o crescimento do número de unidades flutuantes é flagrante, segundo a figura abaixo:

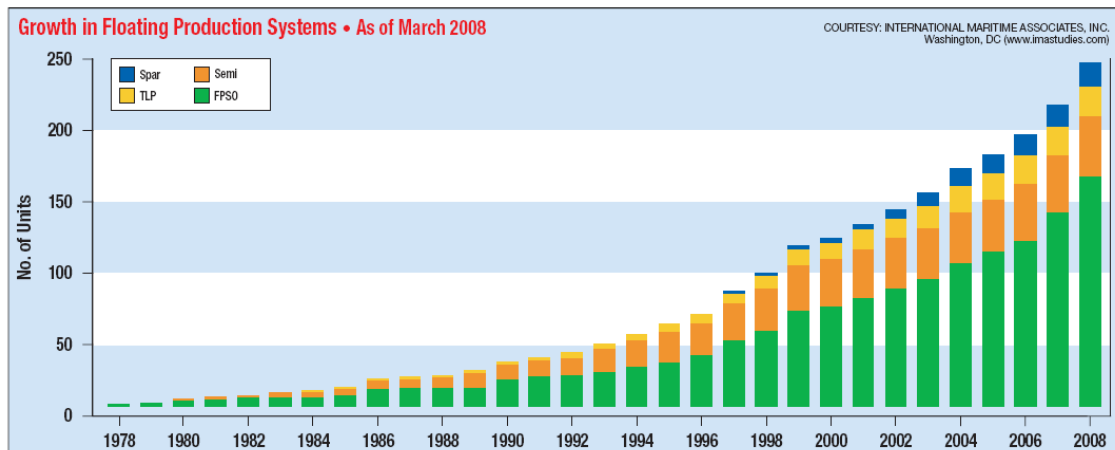


Figura 7 - Número de Unidades de Produção Flutuantes. Fonte: Internacional Maritime Associates (www.imastudies.com)

2.3.4. Curva de Produção

Como a em qualquer outro negócio onde o capital despendido é significativamente alto, em E&P a previsão do volume de petróleo e gás a ser produzido é um dos aspectos chave para a validade dos seus estudos de viabilidade.

A demais, conhecendo-se bem as condições presentes no campo e, mais especificamente, no reservatório, é possível projetar uma curva para o futuro. Contudo, essas informações não são de fácil acesso financeiro e técnico, tornando-se, portanto, difícil uma previsão com um alto grau de confiabilidade.

Lembrando sempre que uma previsão nada mais é que uma antevisão. Deve ser realizada sempre a partir das melhores informações disponíveis no momento, mas deverá, também, sempre ser atualizada assim que novas informações sejam adquiridas, afinal, a única certeza que se pode ter uma previsão é o fato de que ela está errada, mas é errar dentro do esperado que faz de uma previsão uma boa previsão.

Segundo ROSA (2006), a taxa de declínio da produção de um poço, reservatório ou campo produtor de óleo por ser definida como:

$$a = \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

Equação 1 - Taxa de Declínio da Produção

Onde,

a é a taxa de declínio;

q é a vazão de produção;

t é o tempo.

Empiricamente, observou-se que a taxa de declínio de produção obedece a seguinte relação:

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

Equação 2 - Taxa de declínio da produção empírica

Onde, a_i é a taxa de declínio inicial, q_i é a vazão inicial e n é uma constante.

A partir dessas duas equações, constroem-se, por exemplo, os declínios hiperbólicos, exponencial, harmônico, conforme mostrados respectivamente abaixo:

$$q = \frac{q_i}{(1 + na_i t)^{1/n}}$$

Equação 3 - Taxa hiperbólica de declínio da produção

$$q = q_i e^{-ait}$$

Equação 4 - Taxa exponencial de declínio da produção

$$q = \frac{q_i}{(1 + a_i t)}$$

Equação 5 - Taxa harmônica de declínio da produção

Contudo, como será visto no desenvolver deste estudo, nos faremos valer de uma outra relação empírica existente. Esta ocorre especificamente com projetos de recuperação secundária por injeção de água e, segundo proposto por LINO (1999), observa-se que depois de

determinado período de produção de um poço o logaritmo neperiano da razão água-óleo em função da produção acumulada resulta em uma linha reta, ou seja,

$$\ln(RAO) = a + bNp$$

Equação 6 - Relação água-óleo e produção acumulada

Onde,

RAO é a relação água óleo;

Np é a produção acumulada.

Além dessa, são variadas as previsões necessárias em um projeto de exploração e produção de petróleo, como a previsão sobre o preço do barril internacional, do *spread* a ser utilizado nas vendas e o preço do gás natural.

É importante citar o conceito de limite econômico envolvido na vida útil dos poços. Geralmente, a exploração de um determinado poço cessa antes das reservas se esgotarem totalmente. Isso acontece possivelmente por três motivos: Primeiro, existe um momento no qual a taxa de produção esperada para o período não cobre os custos associados à continuação da operação. Segundo, a concessão chega ao limite, sendo o concessionário, por lei, obrigado a parar a operação. Terceiro, é atingido o fator de recuperação técnica, onde dispendo da tecnologia existente, não é possível recuperar as reservas provadas do reservatório. Ao primeiro, denomina-se limite econômico da produção.

2.3.5. Recuperação Secundária

Segundo ROSA (2006), “as acumulações de petróleo possuem, na época de sua descoberta, uma certa quantidade de energia, denominada *energia primária*. A grandeza dessa energia é determinada pelo volume e natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e temperatura reinantes no reservatório. No processo de produção há uma dissipação dessa energia primária causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de

energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da produção do reservatório durante a vida produtiva e consequente redução de produtividade.”

Existem duas maneiras de diminuir os efeitos da dissipação citada acima:

- I) Injetar fluidos, introduzindo a chamada *energia secundária*, para suplantar a dissipação da energia primária.
- II) Reduzir as resistências viscosas, por exemplo aquecendo os fluidos.

A quantidade de fluidos que pode ser retirada apenas utilizando a energia primária é chamada de recuperação primária. Caso utilizemos energia secundária, a recuperação provocada pela introdução dessa energia é chamada secundária. Importante mencionar que a recuperação secundária é a quantidade adicional retirada por causa do uso desse método.

No presente estudo, utilizaremos a injeção de água como forma de obter a recuperação secundária, contudo, não discriminaremos o que é primária e o que seria secundária, utilizando apenas o chamado *Ultimate Recovery Factor* (URF) que representa a fração do reservatório passível de recuperação.

A recuperação secundária possui alguns esquemas de injeção diferentes, como a injeção periférica, no topo ou na base e a injeção em malhas. Nos três primeiros, conforme mostrado abaixo, não há arranjos pré fixados para a localização dos poços, dessa forma, para cada reservatório há uma distribuição própria dos poços, na qual procura-se respeitar a distribuição natural dos fluidos segundo suas características. Seguem abaixo ilustrações destes:

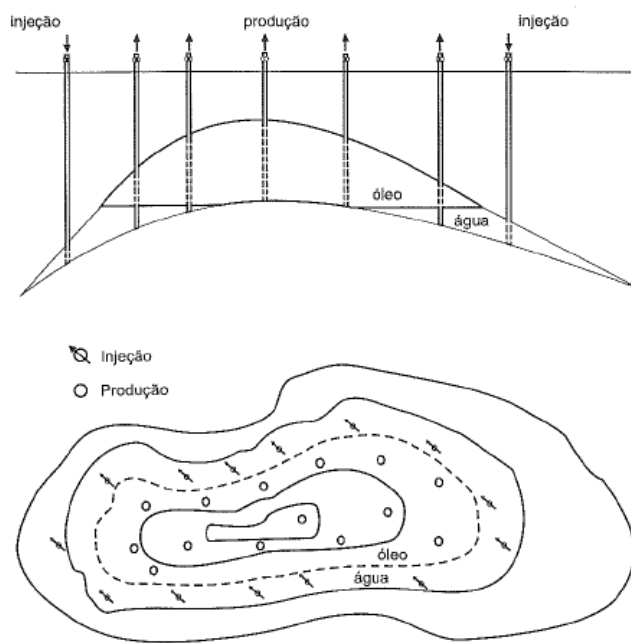


Figura 8 - Injeção periférica Fonte: ROSA(2006)

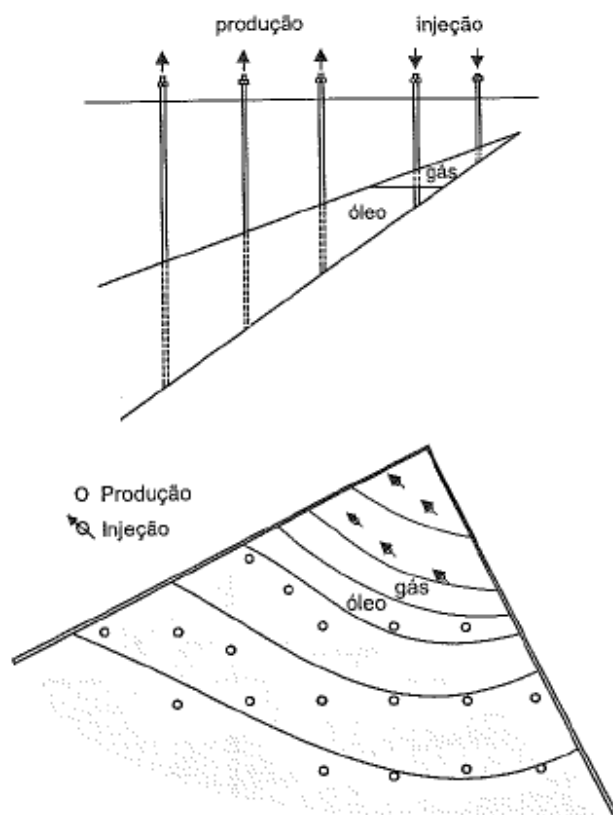


Figura 9 - Injeção no topo. Fonte: ROSA(2006)

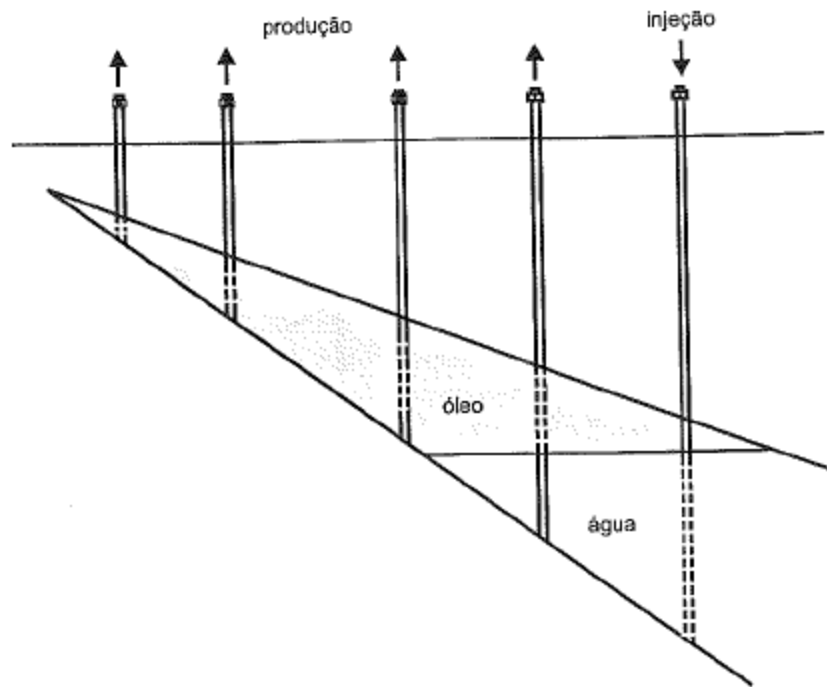


Figura 10 - Injeção na base. Fonte: ROSA (2006)

ROSA (2006) afirma que um aspecto interessante desses tipos de esquemas é que os poços produtores podem vir a se tornar injetores para tornar mais efetiva a operação.

Já as malhas de injeção podem ser de diversos tipos: diretas, esconsas, *five-spot*, *seven-spot*, *nine-spot*, *seven-spot invertido* ou *nine-spot invertido*. Estas diferem principalmente em termos geométricos e na razão produtores-injetores como ilustrado abaixo:

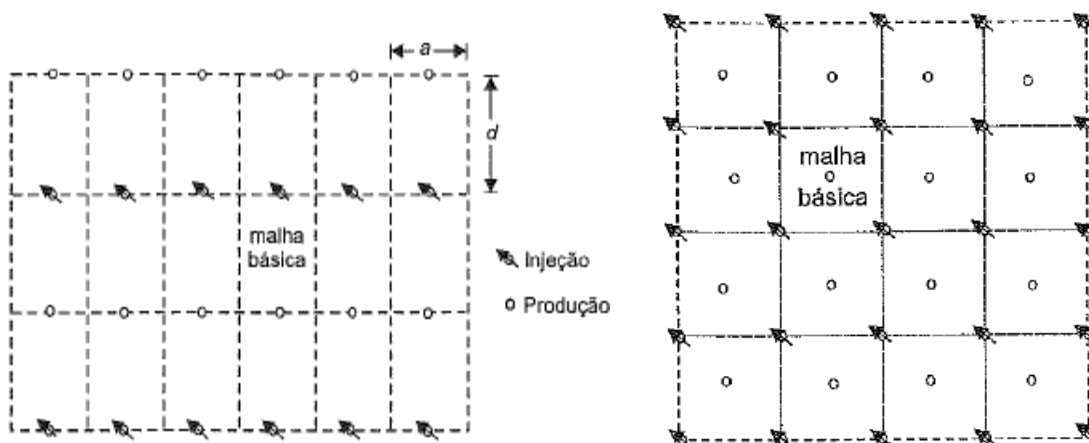


Figura 11 - Injeção utilizando malha direta / *five-spot*. Fonte: ROSA (2006)

Nas diretas, quando d é igual a $a/2$ são chamadas esconsas e quando temos $a=d$, a malha é chamada quadrática ou *five-spot*.

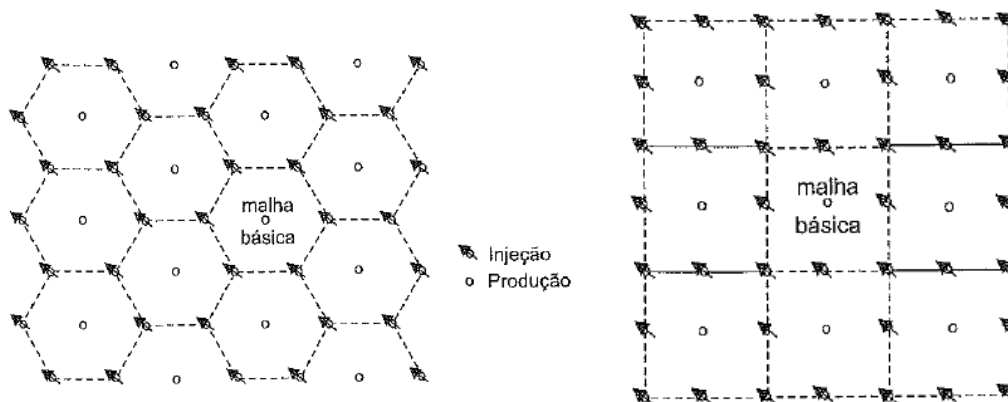


Figura 12 - Injeção usando malha *seven-spot* / *nine-spot*. Fonte: ROSA (2006)

No caso das malhas invertidas, um poço de injeção é cercado por poços de produção, ao contrário do que ocorre nas malhas normais.

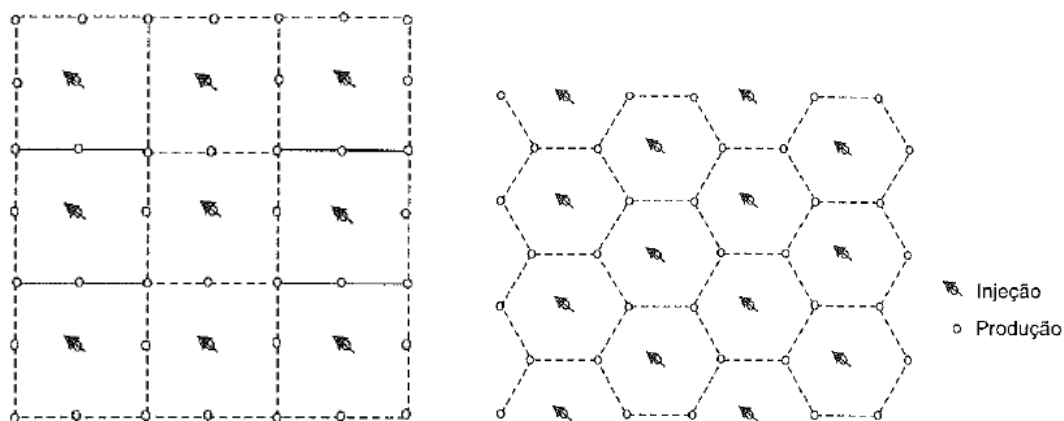


Figura 13 - Injeção usando malha invertida *seven-spot* / *nine-spot*. Fonte: ROSA (2006)

Para o presente estudo, não entraremos nos detalhes dos possíveis esquemas de injeção, contudo afirmaremos que a proporção produtores-injetores é igual a um e que os produtores não se tornarão injetores no decorrer do projeto.

No decorrer do projeto, a água invade a região onde havia óleo, promovendo o deslocamento deste na direção dos poços produtores, conforme mostrado abaixo:

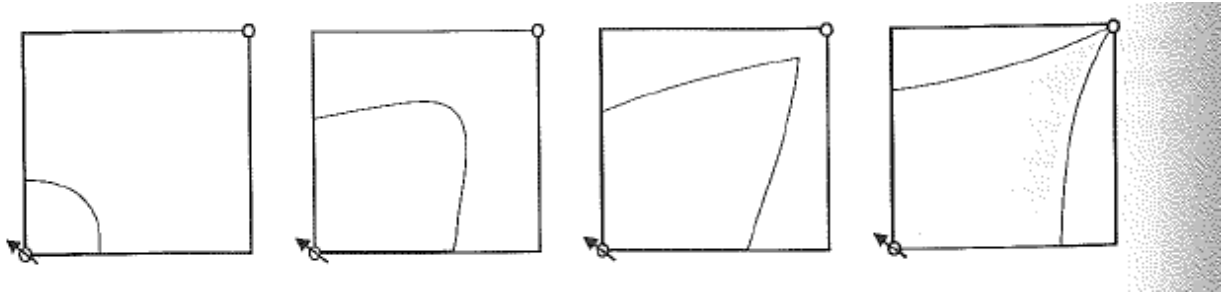


Figura 14 - Evolução da dinâmica água óleo no reservatório. Fone: ROSA (2006)

O momento representado pela figura 14, quando a água atinge o produtor, é chamado *breakthrough*.

2.4. Ferramentas de Tomada de Decisão

2.4.1. Valor Presente Líquido Descontado

MOTTA e CALOBA (2009) definem o Valor Presente Líquido Descontado (VPL) como a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para o momento presente (onde $t=0$), a uma determinada taxa de juros.

Esse método é útil na comparação entre diferentes alternativas de investimento na medida que busca trazer para o presente o valor de um determinado fluxo de caixa no futuro, considerando o valor do capital no tempo e os acontecimentos no fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto.

Na aplicação da tomada de decisão, considerando duas alternativas de investimento A e B, calcula-se o VPL para cada uma das alternativas e considera a alternativa A dominante em relação à alternativa B caso o valor absoluto do $VPL(A)$ for superior ao do $VPL(B)$. Caso contrário, diz-se que a alternativa B é dominante em relação à A, e caso os valores absolutos dos VPLs de ambas as alternativas sejam iguais, consideram-se as alternativas como equivalentes.

Porém, mesmo trabalhando-se com apenas uma alternativa de investimento, o VPL também pode ser usado como uma ferramenta de avaliação. Considerando uma determinada taxa de retorno, caso o valor absoluto do VPL do projeto for superior a zero, o projeto é considerado economicamente viável, caso contrário, o projeto deve ser classificado

como inviável economicamente. Quando o valor do VPL for igual a zero, é indiferente investir ou não, mas ainda assim o projeto pode ser considerado economicamente viável. Podemos fazer isso, pois no caso de uma só alternativa, está sendo considerado implicitamente que a alternativa estará competindo com o investimento do capital com uma taxa de rentabilidade i . Vale ressaltar que essa taxa de rentabilidade i é denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Segundo MOTTA e CALOBA (2009), o VPL pode ser calculado pela fórmula:

$$VPL(i) = \sum_{j=-\infty}^{\infty} \frac{FC_j}{(1+i)^{(Data\ base-j)}}$$

Equação 7 - Valor Presente Líquido

Onde:

i é a taxa de desconto em períodos;

Data base é a data para a qual se deseja calcular o VPL;

j é o período do FC_j ;

FC_j é um o fluxo de caixa para o período determinado;

2.4.2. Taxa Interna de Retorno

Em MOTTA e CALOBA (2009), é afirmado que a TIR é um índice relativo que mede a rentabilidade do investimento por unidade de tempo (necessitando que haja receitas e investimentos envolvidos).

O suporte à tomada de decisão pela TIR se dá pela comparação da mesma com a TMA. Após o cálculo da TIR de um determinado empreendimento e a comparação desta com a TMA, decide-se por considerar a alternativa do empreendimento se a TIR apresentar um valor superior ao valor da TMA. Caso contrário, deve-se rejeitar a alternativa, aplicando o montante que seria investido no empreendimento em outra alternativa que remunere o capital à taxa da TMA.

Cabe ressaltar que uma das vantagens da utilização da TIR no lugar do VPL como medida de comparação de alternativas e tomada de decisão é a sua unidade de medida. O fato da

TIR expressar os resultados em termos de percentagens torna a comparação e familiarização com os números mais fácil do que os resultados apresentados pelo VPL, em valor absoluto.

Segundo MOTTA e CALOBA (2009), a TIR é calculada pela fórmula:

$$TIR = i \mid \sum_{j=-\infty}^{\infty} \frac{FC_j}{(1+i)^{(Ano\ base-j)}} = 0$$

Equação 8 - Taxa Interna de Retorno

Onde

i é a TIR;

Antes do advento de ferramentas computacionais para o cálculo da TIR, seria necessário o uso de métodos iterativos para o cálculo da mesma, devido ao grau do polinômio e da natureza da fórmula. Dependendo da complexidade do cálculo, torna-se mais vantajosa a utilização do método do VPL.

2.4.3. *Payback* Simples

MOTTA e CALOBA (2009) definem o *payback* como o prazo de repagamento do empréstimo, em outras palavras, seria o tempo em que um determinado investimento em um empreendimento/projeto é recuperado pelo investidor. Apesar de ser um útil indicador sobre um determinado investimento, o *payback* deve ser utilizado com ressalvas, uma vez que não é correto a utilização do mesmo para se tomar uma decisão de escolha entre diferentes alternativas de investimento.

O *payback* simples, de uma série uniforme, é calculado pela razão entre investimentos e receitas, ou seja, seria o investimento realizado inicialmente dividido pela receita anual que o empreendimento consegue gerar. Por exemplo, se um determinado empreendimento requer um investimento de R\$ 20.000,00 e gera uma receita de R\$ 4.000,00 por ano, o *payback* é de 5 anos.

Para o caso de receitas irregulares ao longo do fluxo de caixa (que é o caso mais se assemelha à realidade), o método para se calcular o *payback* consiste em calcular o fluxo de

caixa acumulado juntamente com o fluxo de caixa pontual para cada período. Então deve-se indentificar entre quais períodos o fluxo de caixa acumulado deixou de ser negativo e passou se tornar positivo. Para indentificar com maior precisão o ponto de *payback*, deve-se então realizar uma análise gráfica, permitindo assim que o ponto seja encontrado por ferramentas matemáticas como semelhança de triângulos ou interpolações.

2.4.4. *Payback* Descontado

No *payback* descontado, o tempo de recuperação do investimento dependerá da taxa de desconto a ser utilizada.

MOTTA e CALOBA (2009) apresentam a expressão para o *payback period* generalizado, considerando o *payback* descontado, de acordo com a seguinte fórmula:

$$FCC(t) = -I + \sum_{j=1}^t (R_j - C_j)/(1+i)^j; 1 \leq t \leq n$$

Equação 9 - *Payback* Descontado

Onde

$FCC(t)$ é o valor atual do capital, ou seja, é o valor do fluxo de caixa cumulativo até o período t trazido ao presente de acordo com a taxa de desconto;

I é o módulo do investimento inicial realizado no instante 0;

R_j é a receita proveniente do ano j ;

C_j é o custo proveniente do ano j ;

i é a taxa de juros;

j representa os períodos de 1 a t .

Resolvendo para $FCC(t)=0$, t é o *payback* descontado (sendo que neste caso, t é um número inteiro). Pode ocorrer também de encontrarmos $FCC(t) < 0$ em um ponto e

$FCC(t) > 0$ em outro. Neste caso, assim como no *payback* simples, realiza-se a interpolação para encontrar o t .

3. O Desenvolvimento do Estudo

A alocação de poços é o ponto crucial neste estudo. A decisão de postergar a perfuração de poços, num primeiro instante, parece antieconômica, contudo, devido a efeitos de ordem secundária, pode ser totalmente justificável. Objetiva-se, portanto, compreender que efeitos são esses.

Para tal, o modelo de avaliação econômica em questão será capaz de simular diferentes alocações no tempo de forma a definir se é economicamente vantajoso deixar de perfurar um poço em um certo ano para postergar esse poço. Teremos, portanto, uma alocação de poços variável sobre a qual um algoritmo de simulação determinística testará a postergação de poços como uma alternativa ao preenchimento genérico “quanto mais cedo melhor”. O parâmetro comparativo para a decisão dentre uma alocação ou outra é o valor presente como definido anteriormente.

Além do disposto, o estudo se desenvolveu a partir do fluxo de caixa do projeto e para construí-lo foram necessárias estimativas de custos, produção, receitas, depreciação, participações governamentais e tributos sobre a renda.

Por isso, com o intuito de demonstrar como as informações foram tratadas no modelo, este capítulo se estrutura a partir da ordem em que os dados foram inseridos no fluxo de caixa, conforme sumarizado abaixo:

Receitas
<i>Royalties</i>
Custos Operacionais
Depreciação
Juros de Financiamento
Tributos sobre a Renda
Ativo Imobilizado
Custo de Abandono

Figura 15 - Estrutura do fluxo de caixa do projeto. Fonte: Os Autores

Cada um dos tópicos será explorado de forma analítica, descrevendo desde as premissas que os afetam até os seus efeitos sobre o valor presente líquido do projeto, tal como veremos a seguir. Ao fim do capítulo, será discutido o conceito de limite econômico da produção ou, como é mais conhecido na indústria, *economic cut off* que determina até quando esta operação deve se manter ativa, consequentemente, determinando o ano quando ela deve ser descontinuada e as particularidades aplicáveis desse conceito na indústria de óleo e gás. Será ainda introduzido o conceito de custo de abandono, que acontece ao fim da produção.

3.1. Receitas

As receitas são o produto das quantidades disponíveis para venda por seus respectivos preços. No caso do projeto, estas são provenientes da venda do óleo extraído, bem como do saldo do gás produzido líquido da parcela consumida. O gás produzido líquido é calculado conforme ilustrado na equação abaixo:

$$GV = GP - GCF - GCC$$

Equação 10 - Gás Disponível para Venda

Onde:

GV é o Gás disponível para Venda;

GP é o Gás Produzido Bruto – A curva de produção de gás segue a produção de óleo quando multiplicada pela premissa de RGO (relação gás-óleo) definida. O cálculo da curva estimada será explicitado em seguida;

GCF é o Gás Fixo Consumido – Este se destina à geração de energia elétrica utilizando geradores de forma a abastecer as necessidades da unidade produtiva;

GCC é o Gás Consumido para Compressão – Esta compressão tem 2 destinos:

- *Gas Lift (GL)*: Segundo RIZZO FILHO (2011), é uma técnica utilizada para permitir produção de poços onde a pressão existente não é suficiente para o deslocamento do óleo ou para aumentar a vazão do mesmo. O gás injetado reduz a densidade média dos fluidos produzidos formando um colóide mais leve, a elevação do óleo torna-se mais fácil,

reduzindo a pressão requerida para deslocá-lo. No presente estudo, o GL foi simplificado para que pudesse ser incorporado sem comprometer os resultados, resumindo-se basicamente a premissas de custos, que serão posteriormente abordadas, um fator de recuperação que leve em conta o uso desse sistema e o consumo de gás para esse fim. Abaixo segue uma ilustração do procedimento:

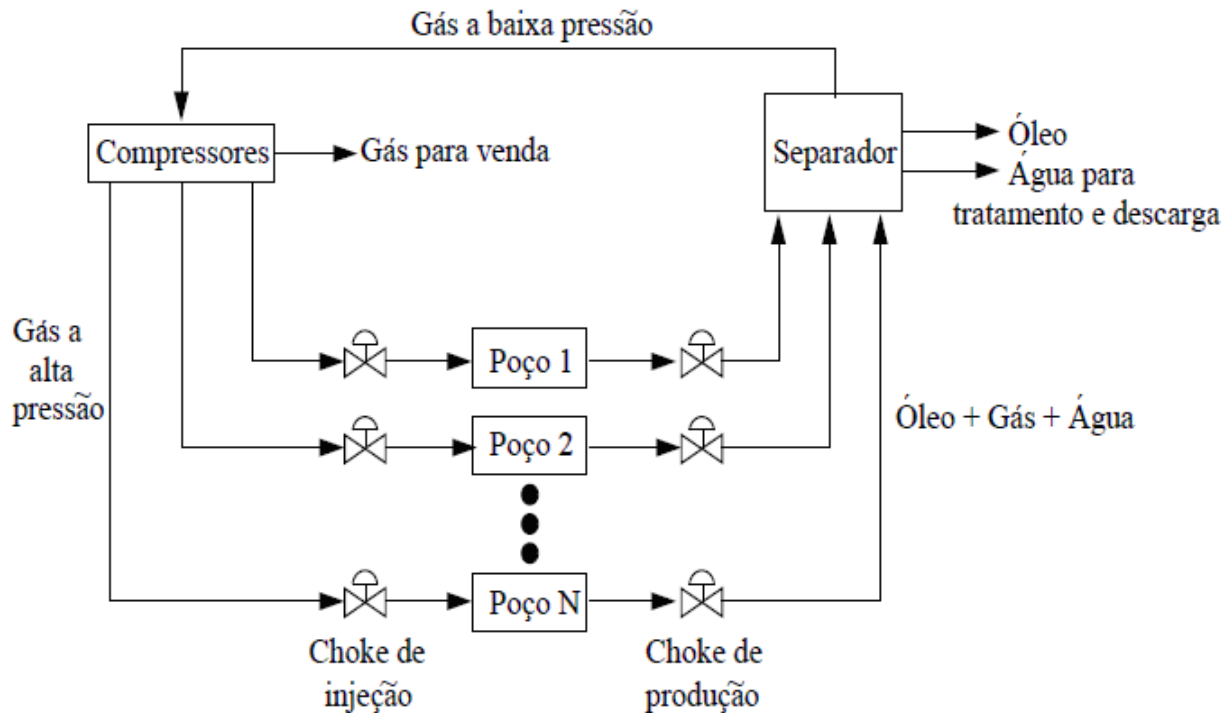


Figura 16 - Gas Lift. Fonte: NAKASHIMA (2004)

- Venda: A venda de gás ocorre por meio de *pipeline* e depende da compressão para ser concluída.

Estes fatores são estimados a partir de premissas de necessidade de abastecimento fixo de energia, do poder calorífico do gás, energia necessária para elevar a pressão do gás para fins de *gas lift* e venda e, por fim, o gás necessário para elevar a produção bruta da base dos poços até a unidade produtiva.

Além do disposto, é importante lembrar que o gás natural assume diferentes valores de poder calorífico. Isso significa que a energia gerada pela combustão de gás natural

proveniente de diferentes formações provavelmente possuirá valores diferentes. Por isso, por diversas vezes, o preço do gás é cotado no mercado ou precificado em contratos na unidade dólares por milhão de BTU (*British Thermal Units*). Deve-se definir, pois, uma premissa para o poder calorífico do gás natural do campo considerado no modelo.

Já no caso do óleo, a curva de produção indica a quantidade disponível para venda. Esta é calculada a partir das seguintes premissas:

- I) *OOIP – Original Oil In Place*, é o volume de óleo originalmente no reservatório. Depende da confluência de diversos fatores geológicos, conforme disposto anteriormente;
- II) Total de poços – Número total de poços a serem perfurados no campo;
- III) *URF – Ultimate Recovery Factor* é o percentual máximo teórico recuperável do volume de óleo no reservatório;
- IV) Produção Máxima de um poço – Trata-se do volume estimado a ser produzido por um poço diariamente. Esta produção considera tanto o óleo produzido quanto a água, não sendo levado em conta o volume de gás;
- V) Percentual da reserva do poço que é recuperado em *plateau* – Todos os poços perfurados, em seu primeiro ano de operação, produzem exclusivamente óleo e gás. Enquanto estes forem os únicos fluidos produzidos, é dito que a produção se encontra em *plateau*. Quando for atingido o percentual da reserva definido por esta premissa, ocorre o *breakthrough*, ou seja, o poço passa a produzir também água e a relação água-petróleo (RAP) deixa de ser zero;
- VI) Relação água-petróleo ao final da produção – Proporção água-óleo quando 95% da reserva recuperável do poço foi extraída.

A partir das premissas acima adotadas, o procedimento para calcular a curva de produção de um poço é o seguinte:

- I) O OOIP é dividido pelo Total de Poços de forma a obter a reserva total por poço.
- II) É aplicado o URF, tendo como resultado a reserva recuperável por poço.
- III) É atribuída ao primeiro ano de operação a Produção Máxima do poço como sendo integralmente de óleo. Esta produção máxima é mantida durante toda a vida do poço, o que se altera é a relação água-óleo dessa produção.

IV) Verifica-se se o percentual produzido é menor que o percentual da reserva recuperado em *plateau*.

- i) Caso seja, a produção dos anos subsequentes ainda será 100% de óleo até que o percentual produzido seja maior que a premissa de recuperação em forma de *plateau*;
- ii) Caso contrário, a produção do ano será calculada da seguinte forma:
 - a) Segundo LINO (1999), após o *breakthrough* a relação entre o logaritmo natural da RAP e a produção acumulada é uma reta, conforme ilustrado nas figuras 17 e 18:

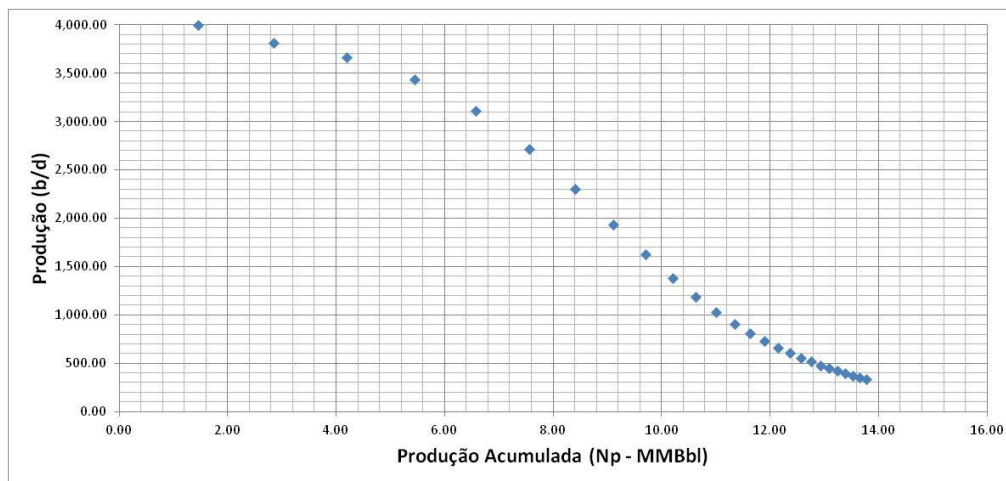


Figura 17 - Exemplo de curva de produção. Fonte: Os Autores

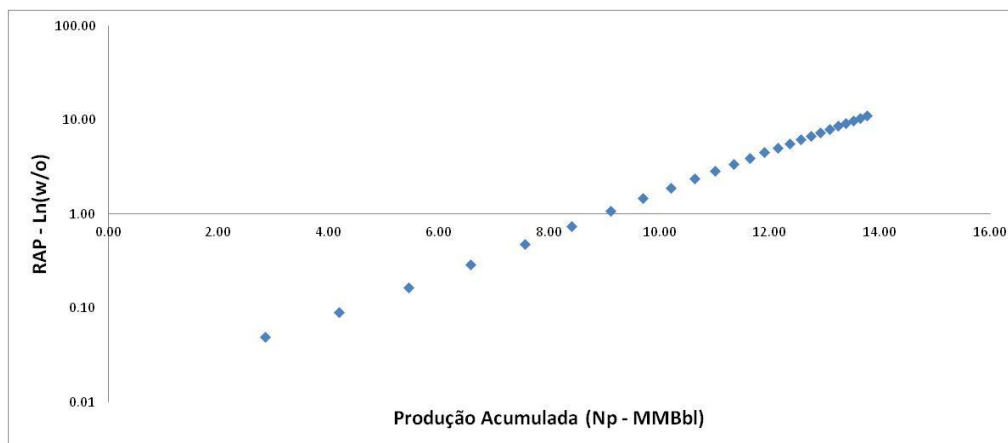


Figura 18 - Exemplo de RAP versus NP. Fonte: Os Autores

- b) Definindo a RAP no momento do *breakthrough* como 1/20 (1 unidade de água para cada 20 unidades de petróleo), tendo os valores para a RAP ao final da reserva recuperável, a reserva recuperável do poço, a produção máxima do poço e também

utilizando-se a relação logarítmica proposta por Lino (1995), é possível, através de manipulações algébricas estimar a produção de todos os anos subsequentes. Estas manipulações se baseiam no fato de, ao sabermos a produção acumulada e a RAP no momento do *breakthrough*, termos um primeiro ponto da reta e, ao sabermos a reserva recuperável do poço e tendo adotado uma RAP ao final da reserva, termos um segundo ponto da reta, podendo estimar os coeficientes angular e linear, assim tendo uma curva de produção. Deve-se concluir, portanto, que a produção em um ano x é o reflexo da produção acumulada até o ano $x-1$ na curva RAP *versus* NP daquele número de poços.

A curva de produção total é o somatório das curvas de produção de todos os poços produzindo naquele ano.

Contudo, foi definido que o óleo seria vendido através de *offloads* ou alívios. Esta prática consiste em contratar um navio aliviador, que seria uma unidade marítima independente com capacidade de armazenamento e transporte de óleo significativa, para retirar o óleo da unidade produtiva, aliviando os tanques de armazenamento. Foi definido que ao longo da vida do campo seriam feitos no máximo 2 *offloads* por mês para que não haja confusão entre os navios aliviadores nem *downtime* na produção. Dessa forma, sabendo qual é o pico de produção através da análise da curva de produção pode ser definida a capacidade máxima de armazenamento.

O preço do gás e do óleo são definidos como *inputs* do modelo e são premissas-chave devido à sua forte influência sobre a receita. Existe, ainda, um chamado *spread* entre o óleo do campo e o preço do óleo imputado no modelo, isso ocorre porque a *commodity* no mercado internacional possui características específicas que normalmente não são iguais às do petróleo no campo, como grau API, nível de enxofre, entre outras. Dessa forma deve ser imposto um certo desconto chamado *spread* que representa essas diferenças. Como será mostrado posteriormente, níveis mais baixos de preço resultam em alocações conservadoras, onde poucos poços são perfurados; já níveis mais altos, viabilizam a exploração de mais reservas.

3.2. *Royalties*

Nos séculos XV e XVI, os *royalties* eram valores pagos ao rei ou nobre por terceiros que desejavam extrair de suas terras recursos naturais existentes. Estas taxas eram cobradas por extrações dos mais diversos tipos, como exemplo a madeira, água, recursos minerais, incluindo, por vezes, até a pesca. O uso de bens de propriedade real, como pontes ou moinhos, também eram alvo dessa taxaço.

Já para os dias atuais, especificamente para o caso do petróleo e gás natural brasileiro, o Tribunal de Contas do Município do Rio de Janeiro (TCM-RJ) define os *royalties* como: “(...)compensações financeiras pagas mensalmente pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo ou gás natural ao Estado, relativo a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção. Os royalties do petróleo são pagos ao Estado produtor, ao Município produtor, aos Municípios afetados pelas instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, ao Ministério da Ciência e Tecnologia, ao Comando da Marinha e ao Fundo Especial”³.

Já a ANP, justifica a cobrança dos royalties ao afirmar que “(...)os royalties do petróleo são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural. É uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis.”⁴.

Dado o disposto e ainda de acordo com a Lei do Petróleo, sendo um campo de petróleo ou de gás natural ou de ambos uma área produtora de petróleo e/ou de gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção, este está sujeito ao pagamento de *royalties*. Deve ser lembrado ainda que o conceito de campo de petróleo e gás natural considera tanto aspectos geológicos e econômicos, quanto de engenharia.

Temos, portanto, que os *royalties* são um custo baseado na produção de um campo que deve ser considerado no fluxo. Seu cálculo é definido por lei da seguinte forma:

³ *Royalties* para o TCM-RJ, extraído de <http://www.tcm.rj.gov.br/>.

⁴ *Royalties* para a ANP, extraído de <http://www.tcm.rj.gov.br/>.

$$Royalties = Alíquota \times Valor da Produção$$

Equação 11 - Valor dos *Royalties* Fonte: Os Autores

Equação 11 - Valor dos *Royalties* Fonte: Os Autores

$$Valor da Produção = V_{petróleo} \times PR_{petróleo} + V_{gás natural} \times PR_{gás natural}$$

Equação 12 - Valor da Produção Fonte: Os Autores

Onde:

Royalty é o valor devido em decorrentes da produção do campo no mês, em R\$;

Alíquota é o percentual fixado pelo Estado que pode variar de um mínimo de 5% a um máximo de 10%;

$V_{petróleo}$ é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m³;

$V_{gás natural}$ é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m³;

$PR_{petróleo}$ é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m³;

$PR_{gás natural}$ é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m³.

O preço de referência a ser usado deverá ser o preço de venda das substâncias, caso este exista, caso contrário a ANP divulga um preço para cada uma, baseado na sua composição e no preço dos derivados do óleo no mercado internacional do período.

No caso do estudo, a alíquota a ser utilizada é uma premissa do modelo, bem como os preços de venda dos fluidos.

3.3. Custos Operacionais

Os custos operacionais para fins de modelagem foram divididos em sete categorias diferentes:

- I) Custos Operacionais Fixos por Campo: Custos relativos aos serviços prestados para a manutenção da plataforma, pessoal, transporte de materiais e pessoas;
- II) Custos Operacionais Fixos por Poço Produtor: Custos relativos à manutenção dos poços produtores, limpeza, reparos e intervenções destes;
- III) Custos Operacionais Fixos por Poço Injetor: Mesmos tópicos apresentados para os custos dos produtores;
- IV) Variável pela Produção de Óleo: Estes ocorrem devido aos químicos utilizados para processar o óleo, bem como a manutenção e operação dos sistemas de separação de óleo e gás;
- V) Variável pelo Volume de Água Injetado: Como foi dito anteriormente, a água injetada no reservatório deve conter características semelhantes às da presente na formação de forma a não ocorrerem precipitados que prejudiquem a produção. Por isso, toda água deve ser tratada antes de ser injetada no reservatório e os custos são refletidos nesse tópico.
- VI) Variável pela Produção Bruta: A produção bruta contém água e hidrocarbonetos, demandando, pois, separação destes. Os custos relacionados a operação e manutenção destes sistemas de separação são variáveis pela produção bruta;
- VII) *Offloads*: O alívio dos tanques de armazenamento de óleo deve ocorrer de forma sistemática para escoar a produção. O custo relacionado à contratação dos navios aliviadores está aqui explicitada.

As premissas relativas à custos variáveis com a produção são cotados em dólares por barril, precisando, assim, serem multiplicadas pelas respectivas para perfazerem o total anual destinado a ser contabilizado no fluxo de caixa. Já no caso dos custos fixos por poço, estes são multiplicados pelos números de poços operando no ano. No caso dos *offloads*, o custo considerado é por alívio e, desta forma, deve ser multiplicado pelo número deles no ano. O único custo que é estimado já na forma que vai ser levado diretamente ao fluxo de caixa é o custo fixo por campo.

3.4. Depreciação

Num primeiro momento, deve-se conceituar ativo imobilizado. Segundo o CPC 27⁵, “é o item tangível que: “(a) é mantido para uso na produção ou fornecimento de mercadorias ou serviços, para aluguel a outros, ou para fins administrativos; e (b) se espera utilizar por mais de um período”.

Dito isso, devemos conceituar depreciação. Segundo o mesmo CPC 27, “Depreciação é a alocação sistemática do valor depreciável de um ativo ao longo da sua vida útil”. Surgindo a necessidade da definição de vida útil: “é: (a) o período de tempo durante o qual a entidade espera utilizar o ativo; ou (b) o número de unidades de produção ou de unidades semelhantes que a entidade espera obter pela utilização do ativo.”

Então, segundo a Fipecafi⁶, dado que os elementos que integram o ativo imobilizado têm um período limitado de vida útil econômica, o custo de tais ativos deve ser alocado aos exercícios beneficiados por seu uso no decorrer de sua vida útil econômica.

O cálculo desse custo, conforme o CPC 27 sugere ao definir de duas formas a vida útil, pode ser feito utilizando o tempo de vida estimado do ativo imobilizado ou o número de unidades que este produzirá.

No caso da indústria de óleo e gás, é comum a utilização da depreciação utilizando o método das unidades produzidas, que utiliza a segunda definição de Vida Útil de um ativo imobilizado. A Petrobras afirma que “os equipamentos e instalações relacionados com a produção de petróleo e gás cativos aos respectivos poços desenvolvidos são depreciados de acordo com o volume de produção mensal em relação às reservas provadas e desenvolvidas de cada campo produtor”, o que significa corroborar a afirmação anterior.

Este método consiste, na alocação sistemática do seguinte valor no exercício:

⁵ Comitê de Pronunciamentos Contábeis, pronunciamento técnico número 27

⁶ Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras, extraído de <http://www.fipecafi.org/>.

$$\text{Depreciação} = FD \times CND$$

Equação 13 - Valor da depreciação. Fonte: Os Autores

$$FD = \frac{PP}{R}$$

Equação 14 - Fator de depreciação. Fonte: Os Autores

Onde:

FD é o fator de depreciação;

CND são os custos não depreciados ao final do período;

PP é a produção desenvolvida no período e;

R são as reservas que serão produzidas até o final da vida do campo (a vida útil).

Importante ressaltar que a depreciação não possui efeito caixa, em outras palavras, é um custo que não possui reflexos diretos no caixa. Esta é usada para o cálculo da base para os tributos sobre a renda, que possuem efeito caixa, e não deve ser considerada no fluxo de caixa.

Tendo conceituado a depreciação, podemos afirmar que as premissas relativas à produção já foram anteriormente apresentadas, carecendo apenas dos custos de ativo imobilizado, que compõe o ativo imobilizado, o qual por sua vez é depreciado. Estes têm um tópico destinado especificamente para eles que será posteriormente desenvolvido.

3.5. Juros sobre Financiamento

O estudo considera a possibilidade da contratação de empréstimo com vistas a financiar as atividades com maior despendio de capital, quais sejam:

- I) Perfuração de poços produtores e injetores;
- II) Construção da unidade produtiva.

Contudo, tais itens de capital exigem valores bastante elevados e, por esse motivo, é definido que apenas um percentual destes será financiado, sendo esta uma premissa do modelo. Esse financiamento é regido contratualmente segundo os seguintes termos:

- I) Os juros sobre os empréstimos são calculados de acordo com o principal ao final do ano anterior.
- II) A taxa de juros é definida como uma premissa do modelo.
- III) As amortizações são pagas anualmente em um número de parcelas fixas iguais, também, previamente definido como uma premissa.

Analisando os termos, os empréstimos caracterizados no estudo são do tipo tabela PRICE. O cronograma da contratação desses valores segue o de desembolso do capital. Este será explicitado posteriormente quando do desenvolvimento do item “Ativo Imobilizado”.

3.6. Tributos sobre a Renda

Ao contrário das participações governamentais⁷, a saber, os *royalties* – que incidem sobre a receita bruta da produção de petróleo e gás – e a participação especial (não modelada no presente estudo) – que incide sobre cada campo produtor – a análise de viabilidade econômica do projeto também leva em consideração os tributos sobre a renda (Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ e a Contribuição Social sobre o Lucro – CSL), que incidem sobre o lucro apurado pela empresa produtora.

Eis que, para fins de modelagem – tal como delineamos no capítulo 1.5 Limitações – fazemos uso dos tributos sobre a renda de forma simplificada, sem levar em consideração especificidades inerentes a eles, tampouco a metodologia prevista nas leis tributárias para o cálculo e seus respectivos ajustes (adições e exclusões prescritas ou autorizadas pela legislação tributária).

Dessa forma, os tributos sobre a renda são calculados a partir do LAIR (Lucro Antes do Imposto de Renda), que, no caso deste modelo econômico, decorre do saldo da DRE

⁷ As participações governamentais são: os *royalties*, a participação especial, o bônus de assinatura e a retenção ou devolução de área – sendo as duas primeiras mais significativas na geração de receita para os governos.

(Demonstração do Resultado do Exercício) do projeto analisado, composta pelas receitas, custos e despesas do projeto.

O Imposto de Renda foi introduzido pelo Decreto-Lei nº 1.598/77 e a alíquota vigente é de 15% e 10% de adicional (aos valores excedentes a R\$ 20.000,00 mensais ou R\$ 240.000,00 ano), podendo ser deduzido do imposto de renda retido na fonte sobre as receitas que integraram a sua base de cálculo. No caso específico do modelo econômico analisado, consideramos somente as receitas de venda de óleo e gás, sobre as quais não há retenção na fonte de imposto de renda, razão pela qual a dedução mencionada não se aplica ao projeto.

A Contribuição Social sobre o Lucro, por sua vez, foi instituída pela Lei nº 7.689/88, cuja finalidade básica era a destinação ao financiamento da seguridade social, tal como definida no Capítulo II do Título VII da Constituição Federal de 1988 (artigo 195, I). A alíquota vigente para cálculo da CSL é de 9% para todos os contribuintes, podendo ser deduzida da contribuição social retida na fonte sobre as receitas que integraram a respectiva base de cálculo. Da mesma forma, no caso específico do modelo econômico anexo a este estudo, referida dedução não é aplicável.

Ademais, cabe mencionar que o modelo se utiliza da premissa referente à compensação de saldo de prejuízo fiscal acumulado, tal como autorizado pela legislação tributária, para reduzir o IRPJ e CSL apurados em períodos subsequentes.

Assim, na hipótese de o projeto vir a apurar prejuízo fiscal e/ou base negativa de CSL, fica assegurada a compensação dos referidos saldos com os lucros apurados nos anos futuros, conforme disposto nas Leis nº 8.981/95 e nº 9.065/95.

Eis que, tanto o prejuízo fiscal quanto a base negativa de CSL podem ser utilizados para compensação com os lucros futuros sem qualquer limitação temporal, porém sempre limitados a 30% do lucro apurado. É importante destacar que esta sistemática somente é aplicável às empresas que apuram o IRPJ e a CSL pela sistemática do Lucro Real que consiste, em linhas gerais, no lucro líquido do exercício devidamente ajustado pelas adições e exclusões fiscais.

Por fim e em resumo, temos que, para fins de cálculo do fluxo de caixa do projeto, faz-se necessário o cálculo dos tributos sobre a renda, à alíquota conjunta de 34%, apurados com base no LAIR, considerado após compensação de saldo de prejuízo fiscal, limitado a 30% do lucro gerado.

3.7. Ativo Imobilizado

Os custos do ativo imobilizado podem ser divididos de acordo com as fases de um campo de óleo e gás:

- I) E&A (Exploração e Avaliação) – Nesta os custos podem ser simplificados aos estudos e execução de sísmicas, possíveis reinterpretações e perfuração de poços de avaliação e pioneiro;
- II) Desenvolvimento e Produção – Nesta fase incorrem os custos relativos à construção da unidade produtiva, perfuração dos poços produtores e injetores, o *pipeline* para escoar a produção de gás e outros custos associados a produção, mas que são pouco representativos se comparados com o total.

O cronograma da exploração e avaliação é uma premissa imputada, bem como a distribuição no tempo dos custos referentes à unidade produtiva, construção do *pipeline* e outros.

Já no caso dos custos relacionados aos poços, é definido que estes são desembolsados um ano antes da entrada dos poços em operação, condizendo com a premissa que todo poço começa produzindo em *plateau* e durante o primeiro ano inteiro.

Fundamental ressaltar que existe um limite de poços a serem perfurados em um ano. Este limite se impõe pelo fato de intervenções simultâneas em um reservatório não serem aconselhadas, pelos riscos associados à diferentes navios ou plataformas perfuradores estarem trabalhando ao mesmo tempo, pelo tempo de preparação das unidades para a perfuração e completação dos poços. Pelo citado, foi adotada uma premissa que restringe o número de poços entrantes por ano.

Conforme é citado no item 1.5, o cronograma de contratação dos empréstimos referentes à unidade produtiva é proporcional aos valores do seu cronograma de custos do ativo imobilizado, da mesma forma que os valores referentes a poços financiados obedecem ao seu respectivo cronograma.

Com relação aos valores desses custos, a excessão da unidade produtiva, todos são fixados ao início da análise. No caso da premissa relativa aos custos dos poços da operação,

esta é definida por unidade, por isso, para calcular o valor total a ser despendido com poços é necessária a multiplicação desta pelo número total de poços a serem alocados. Para cada poço produtor que entra em produção, foi definido que, em concomitância, entra um poço injetor, para que este injete água mantenha o equilíbrio entre os fluidos extraídos e os presentes na formação. Equilíbrio este que é definido a partir de uma premissa chamada fator de injeção de água que define qual é o volume de água a ser injetado para cada barril de óleo extraído. Estes são levadas ao fluxo de caixa depois de serem multiplicadas por seus respectivos percentuais anuais.

No que diz respeito à unidade produtiva, seu custo é dividido em 5 fatores:

- I) Fixo – Trata-se da construção estrutural da unidade produtiva. Independente da unidade produtiva a ser adotada, certo custo é destinado à sua estrutura, ao transporte dos materiais até a locação, às acomodações, dentre outros.
- II) Variável com a produção de óleo – Destina-se à compra dos sistemas separadores de óleo e água, de tratamento de óleo e, ainda, à compra dos tanques para armazenagem do óleo. Estes tem seus custos atrelados ao nível máximo de produção estimado de óleo, tendo sua premissa cotada na unidade dólares por barris dia. O cálculo do custo variável total a ser contabilizado no fluxo de caixa segue a equação listada abaixo.

$$CVPO = PMO \times CUPO$$

Equação 15 – Ativo Imobilizado variável com a produção de óleo. Fonte: Os Autores

Onde:

CVPO é o Custo Variável com a Produção de Óleo a ser levado ao fluxo de caixa;

PMO é a Produção Máxima de Óleo calculada através da alocação de poços;

CUPO é Custo Unitário por barril de capacidade de Produção de Óleo.

- III) Variável com a produção de água – Toda água proveniente da formação deve ser tratada para poder ser injetada, reinjetada ou despejada no mar. Por isso, o custo deve ser estimado considerando a produção máxima de água pelo campo. Da mesma forma que a anterior, essa premissa deve ser cotada em dólares por barris dia. O cálculo do custo variável total a ser contabilizado no fluxo de caixa segue a equação listada abaixo.

$$CVPA = PMA \times CUPA$$

Equação 16 – Ativo Imobilizado variável com a produção de água. Fonte: Os Autores

Onde:

CVPA é o Custo Variável com a Produção de Água a ser levado ao fluxo de caixa;

PMA é a Produção Máxima de Água calculada através da alocação de poços;

CUPA é Custo Unitário por barril de capacidade de Produção de Água.

IV) Variável com a necessidade de captação de água – Para fazer a manutenção da pressão do reservatório no nível adequado, é injetada água, sendo que parte dessa água é obtida através da produção, o restante é proveniente do mar. Esta captação de água é feita por sistemas específicos que demandam custos específicos. Bem como os anteriores, esta estimativa é dependente da necessidade máxima de captação de água e a premissa referente à esse custo é cotada em dólares por barris dia. O cálculo do custo variável total a ser contabilizado no fluxo de caixa segue a equação listada abaixo.

$$CVCA = CMA \times CUCA$$

Equação 17 – Ativo Imobilizado variável com a produção de água. Fonte: Os Autores

Onde:

CVCA é o Custo Variável com a Captação de Água a ser levado ao fluxo de caixa;

CMA é a Captação Máxima de Água calculada através da alocação de poços;

CUCA é Custo Unitário por barril de capacidade de Captação de Água.

Neste ponto, é importante ressaltar que a necessidade de captação de água é definida através da diferença entre o volume de água produzido e a produção de óleo multiplicada por um fator de injeção de água que ilustra o quanto da mesma deve ser injetado para substituir o óleo de forma a manter a pressão no reservatório. Esse fator de injeção é uma premissa do modelo.

V) Custo com Compressores – Os objetivos para os compressores especificados são: o *gas lift* e a venda. Em ambos os casos, o gás deve assumir uma pressão maior da que ele se encontra na plataforma. No caso do GL, ele deve ser enviado ao poço para ajudar na elevação da produção, já para venda, o gás ser comprimido de forma suficiente para que ele seja capaz de percorrer todo o trajeto até a planta de recebimento. Os compressores são cotados de acordo com a sua potência, dessa forma é necessário estimá-la para estimar os custos. São adotadas assim, premissas sobre a necessidade de compressão para a venda e para o *gas lift*, bem como o volume de gás utilizado pelo GL para elevar a produção até unidade produtiva. Dessa forma, é calculado o valor da potência suficiente para a produção determinada pela alocação dos poços e multiplicando esta pelo custo por HP.d resulta no custo dos compressores necessários para a operação se desenvolver de forma eficaz.

Somados os 5 fatores, é obtido o valor total da unidade produtiva necessária a ser desenvolvida para que a operação aconteça.

3.8. Limite Econômico da Produção e o Custo de Abandono

O limite econômico da produção e o custo de abandono são intimamente ligados, uma vez que ao determinarmos o limite, o custo de abandono é imposto naquele momento. Primeiro será desenvolvido o conceito de limite econômico e, num segundo momento, será explanado o que é tratado como custo de abandono.

3.8.1. Limite Econômico da Produção

Uma operação, se olhada isoladamente, fora por razões de cunho não-econômico, deve ser mantida até o momento em que ela deixe de se pagar e não haja motivos para crer que ela volte a fazê-lo. Em outras palavras, salvo o já disposto, quando estiver dando prejuízo, é a hora de se fechar a unidade e a esta chamamos Limite Econômico da Produção ou *Economic Cut Off*.

No caso de um projeto de um campo de petróleo e gás, o raciocínio se aplica perfeitamente pela tendência de decréscimo da produção de óleo devido ao esgotamento das reservas da formação explorada.

Contudo, devemos lembrar que, no desenrolar do fluxo de caixa, é utilizado um método de depreciação que pressupõe o conhecimento do número total de unidades a serem produzidas, no caso, o volume da reserva a ser produzida.

Se o fluxo de caixa de um projeto diz até quando ele vai produzir, e este depende da depreciação para a base do cálculo dos tributos sobre a renda, que por sua vez depende da longevidade da operação, é criada uma dependência mútua, também chamada de relação circular, entre os fatores, como mostrado abaixo:

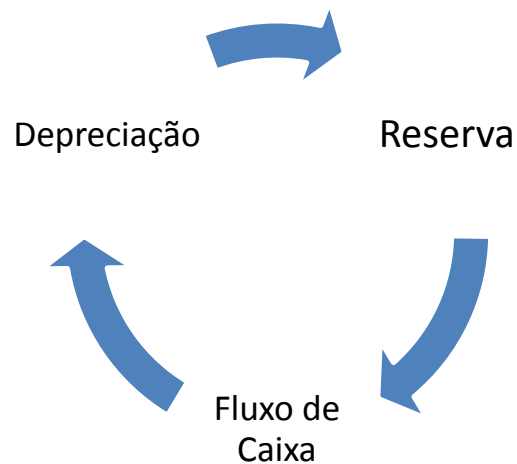


Figura 19 - Ciclo reserva - depreciação - fluxo de caixa. Fonte: Os Autores

Dessa forma, o estudo depende de um mecanismo que entenda onde o projeto deixa trazer retornos positivos e passa a trazer retornos negativos, com o intuito de fazer o *cut off* (corte) do fluxo de caixa e abandonar o projeto.

Esse mecanismo é iterativo, uma vez que, ao definirmos num primeiro passo, o ano no qual os retornos deixam de se positivos e atualizamos as reservas com o intuito de retificar a depreciação, o fluxo de caixa muda, podendo mudar limite econômico.

Numa situação extrema, o ano no qual deve ocorrer o *cut off* é indeterminado. A seguinte situação ilustra a afirmativa:

Um fluxo de caixa é negativo no ano x, sendo todos os anteriores positivos e todos os posteriores negativos, mas a sua depreciação está erroneamente estimada para terminar

quatro anos após x. Quando retificamos o limite da sua produção, por consequência, retificamos a sua reserva economicamente recuperável e, sendo esta o denominador do fator de depreciação anual, aumentamos a depreciação anual (lembrando que a reserva economicamente recuperável é monotonicamente crescente com o passar dos anos, uma vez que representa a produção acumulada até o último ano esperado de produção). Tendo um custo de depreciação maior ao longo dos anos, passamos a pagar menos tributos sobre a renda, melhorando, pois, o fluxo e alongando a vida do campo. Por isso, podem ser necessárias novas retificações da depreciação, ocorrendo o processo disposto e, em seguida, o inverso com as reservas e os tributos.

Logo, é possível que o limite econômico esteja entre 2 anos diferentes, sendo desta maneira indeterminado. Neste caso, a empresa possuidora do ativo deve decidir como proceder.

3.8.2. Custo de Abandono

No momento da assinatura de um contrato de concessão que ocorre antes da fase de exploração, obrigatoriamente, o concessionário se compromete a planejar e executar operações de desativação e abandono do campo ao final de sua vida.

A desativação e abandono consistem na finalização da operação e fechamento permanente dos poços, a desativação e remoção de quaisquer linhas de produção, instalações e unidades produtivas e a reabilitação ambiental das áreas.

Segundo MARQUES et al (2006), “nos projetos de produção de reservas de petróleo e gás natural é importante que seja levado em consideração, além dos investimentos iniciais com perfuração de poços, compra e instalação de equipamentos, construção de estação de coletas de petróleo, dentre outros, os custos inerentes ao desmantelamento, remoção e restauração das áreas produtoras de óleo e gás”. Além disso, para MARQUES *apud* EPSTEIN (1996), “as empresas devem levar em conta os custos de descarte, abandono e reciclagem nos custos dos produtos e investimentos de capital. Para tanto, necessitam saber e rastrear os custos ambientais atuais e futuros”. E, por fim, KAPLAN e COOPER (1998, p. 273) afirmam que, para minimizar esses custos futuros, as empresas devem primeiro entender a magnitude desses custos e os produtos e processos que contribuem para eles. “A falha no reconhecimento dos custos

futuros de descarte, reciclagem e restauração poderá ocasionar a subestimação dos custos totais de produção dos produtos de hoje”.

O custo de todos estes itens é de responsabilidade inteiramente do concessionário e, no caso do Brasil, a legislação obriga, inclusive, a apresentação de garantias de fundos através de seguros, carta de crédito e/ou fundo de provisionamento a ANP sempre que for solicitado. Sendo assim, é de suma importância que este custo seja considerado no fluxo de caixa do projeto.

Como sugerido anteriormente, este custo possui duas tranches:

- I) Fixa – Relativa à desativação e remoção da unidade produtiva e afins;
- II) Variável de acordo com o número de poços – Relativa à desativação e fechamento definitivo dos poços produtores e injetores;

Desta forma, trabalhamos com duas premissas separadas relacionadas à esses custos: primeiramente, uma parcela fixa que será integrada ao fluxo de caixa diretamente e, finalmente, outra parcela variável com o número de poços será multiplicada pelo número de poços a serem abandonados antes de ser incorporada.

Neste capítulo foram explicitados todos os procedimentos utilizados para o cálculo do fluxo de caixa utilizado para avaliação do projeto. No próximo, serão apresentados os valores utilizados em cada premissa, assim como os resultados utilizando estas premissas.

3.9. Otimização

A otimização mencionada no objetivo desse estudo procura ser atingida através de rotinas programadas em *Visual Basic for Applications* (VBA). Estas podem ser divididas em 2 fases: a alocação sequencial dos poços e os testes de postergação. Em um primeiro momento, dado um número definido de total de poços, estes são alocados sequencialmente. Isso é feito através da seguinte heurística: até que se atinja o número total de poços, alocar o máximo possível, o mais cedo possível. Como exemplo, temos que: se existirem 18 poços a serem perfurados, o vetor de saída dessa rotina será [5 5 5 3 0 ... 0], ou seja, 5 poços seriam perfurados em cada um dos 3 primeiros anos e no quarto ano seriam alocados os 3 restantes (vale também citar que 5 é o número máximo de poços a serem perfurados em um determinado ano).

Já nos testes de postergação, a heurística utilizada busca uma convergência da melhor alocação. Isso significa dizer que todos os poços alocados no momento anterior estão sujeitos a testes individuais de postergação, onde serão retirados de seus respectivos anos e testados nos anos posteriores. Caso a retirada de um poço e uai alocação no fututro seja vantajosa em termos de VPL, este VPL, bem como a distribuição total destes poços, são guardados. Essa lógica é aplicada até que a postergação dos poços não seja mais vantajosa.

Para maiores detalhes, vide Anexo VII onde as rotinas utilizadas estão transcritas.

4. Resultados do Estudo

Tanto quanto apresentar os resultados do estudo, é importante apresentar as premissas que geraram estes. Deve-se lembrar que estas possuem reflexos em diversos pontos do modelo e apesar de abaixo terem sido separadas por certo critério, não significa que seus efeitos estejam restritos àquela categoria.

Outro ponto importante a ser esclarecido é sobre os valores numéricos adotados. Estes foram estimados a partir do acesso a custos confidenciais de uma empresa do setor de óleo e gás, bem como conversas informais com engenheiros dessa empresa. A utilização dos valores com o suporte oficial da empresa não foi permitida devido à sua importância estratégica, contudo, a partir de entrevistas informais os valores adotados foram validados, uma vez que a suas ordens de grandeza são semelhantes aos da empresa e condizem com as experiências dos entrevistados.

4.1. Premissas Relativas à Geologia e Operação

As seguintes premissas relativas à geologia, entrada em operação e à produção do campo foram adotadas:

Geologia e Operação	
OOIP (<i>Original Oil In Place</i>) (MMBbl)	1000
<i>Ultimate Recovery Factor</i>	0.60
RGO (scf/Bbl)	400
Produção Máxima (b/d)	4000
Fator de Injeção de Água (água/óleo)	1.20
Número Máximo de Poços Produtores Entrantes por Ano	5
Percentual Recuperado em Plateau	10%
RAP no Np Final (água/óleo)	20/1
Heat Factor (scf/MBTU)	1.170

Tabela 3 - Premissas relativas à geologia e operação. Fonte: Os Autores

4.2. Premissas Relativas à Custos

4.2.1. Ativo Imobilizado

Temos 2 diferentes tipos de premissa nesse caso: Os custos propriamente ditos e o seu cronograma para desembolso. Conforme já foi explanado, os custos referentes à poços tem sua alocação dependente da simulação, variando de acordo com o cenário, mas sempre sendo fixados sempre no ano anterior à entrada em produção. Por exemplo: No ano 4 são alocados 5 poços no cenário a ser testado, logo no ano 3 o custo referente a 2 poços produtores e 2 poços injetores deverá ser desembolsado.

Além disso, os custos foram separados de acordo com a sua fase do campo.

4.2.1.1. Custos de Exploração e Avaliação

Abaixo a tabela com os custos de exploração e avaliação:

Ativo Imobilizado - Exploração e Avaliação	
Sísmica (MM US\$)	35.00
Pioneiro (MM US\$)	300.00

Tabela 4 - Premissas relativas aos custos de E&A. Fonte: Os Autores

O cronograma de desembolso destes custos está demonstrado a seguir:

Cronograma de Custos - Exploração e Avaliação				
Descrição\Ano	1	2	3	4
Sísmica		25%	75%	
Poços de Avaliação		33%	33%	34%

Tabela 5 - Premissas relativas ao cronograma de E&A. Fonte: Os Autores

4.2.1.2. Custos de Desenvolvimento e Produção

Abaixo a tabela com os custos de exploração e avaliação:

Ativo Imobilizado - Desenvolvimento e Produção	
CAPEX do Pipeline de Gás (MM US\$)	250.00
CAPEX Fixo Unidade Produtiva (MM US\$)	400.00
CAPEX Variável UP para Produção Óleo (US\$/b/d)	6.00
CAPEX Variável UP para Produção Água (US\$/b/d)	2.30
CAPEX Variável UP para Captacao Água (US\$/b/d)	3.20
CAPEX Compressores do Gás (MUS\$/MMHP)	2,500.00
% Financiado UP	10%
Poço Produtor (MM US\$)	75.00
Poço Injetor (MM US\$)	75.00
% Financiado Poços	10%
Juros do Financiamento	7%
Número de Parcelas	10
Custo de Abandono por Poço (MM US\$)	20.00
Custo de Abandono por Campo (MM US\$)	20.00

Tabela 6 - Premissas relativas aos custos de D&P. Fonte: Os Autores

Estão apresentados abaixo os cronogramas de desembolso usados no estudo.

Cronograma de Custos - Desenvolvimento e Produção					
Descrição\Ano	5	6	7	8	9
Unidade Produtiva			40%	30%	30%
Pipeline					100%
Outros	20%	20%	20%	20%	20%

Tabela 7 - Premissas relativas aos custos de D&P. Fonte: Os Autores

4.2.2. Custos Operacionais

Abaixo segue um resumo com os custos operacionais e suas respectivas unidades, lembrando que parte dos custos é variável:

Custos Operacionais	
OPEX Fixo por Campo (MM US\$)	50.00
OPEX Fixo por Poço Produtor (MM US\$)	1.00
OPEX Fixo por Poço Injetor (MM US\$)	1.00
Variável pela Produção de Óleo (US\$/bbl)	1.50
Variável Volume de Água Injetado (US\$/bbl)	0.40
Variável pela Produção Bruta (US\$/bbl)	0.50

Tabela 8 - Premissas relativas aos custos de operacionais. Fonte: Os Autores

4.3. Tributos

As alíquotas dos tributos que incidem sobre o campo estão apresentadas na tabela abaixo:

Tributos	
Royalties	10%
IRPJ	25%
CSLL	9%

Tabela 9 - Premissas relativas às alíquotas dos tributos. Fonte: Os Autores

4.4. Preço

Os diferentes níveis de preço usados para as simulação estão demonstrados na tabela abaixo:

Preço – Low Deck	
WTI (US\$/Bbl)	70.00
Preço do Gás (US\$/MMBTU)	4.00
Spread WTI (US\$/BOE) (-)	3.00

Tabela 10 - Low Case Deck. Fonte: Os Autores

Preço – Mid Deck	
WTI (US\$/Bbl)	90.00
Preço do Gás (US\$/MMBTU)	5.00
Spread WTI (US\$/BOE) (-)	3.00

Tabela 11 - Mid Case Deck. Fonte: Os Autores

Preço – High Deck	
WTI (US\$/Bbl)	110.00
Preço do Gás (US\$/MMBTU)	6.00
Spread WTI (US\$/BOE) (-)	3.00

Tabela 12 - High Case Deck. Fonte: Os Autores

4.5. Resultados

Ao otimizarmos a alocação de poços para os diferentes níveis de preço (*Low Price Deck*, *Mid Price Deck* e *High Price Deck*), obtivemos como resultado as seguintes alocações ótimas (os anos não apresentados nas tabelas não tiveram a alocação de nenhum poço):

Alocação Ótima	
Low Price Deck	
Ano	Número de Poços Entrantes
1	5
2	5
3	5
4	5
5	1
6	0
7	1
8	0
9	0
10	0
11	0
TOTAL	22

Tabela 13 – Alocação ótima Low Case. Fonte: Os Autores

Alocação Ótima	
Mid Price Deck	
Ano	Número de Poços Entrantes
1	5
2	5
3	5
4	5
5	5
6	1
7	1
8	1
9	0
10	0
11	0
TOTAL	28

Tabela 14 - Alocação ótima Mid Case. Fonte: Os Autores

Alocação Ótima	
High Price Deck	
Ano	Número de Poços Entrantes
1	5
2	5
3	5
4	5
5	5
6	5
7	2
8	2
9	0
10	0
11	0
TOTAL	34

Tabela 15 - Alocação ótima High Case. Fonte: Os Autores

Antes de abordarmos a alocação dos poços, é importante analisar a economicidade de cada cenário acima. Os seguintes indicadores de resultado foram produzidos de forma a entender os reflexos das decisões tomadas, no que diz respeito ao otimismo com relação aos preços. A saber, taxa de desconto usada para o cálculo do VPL foi 12% e o ano base para o desconto foi o primeiro ano de exploração, que ocorre 9 anos antes do *first oil*:

Low Price Deck	
Indicador	Resultado
VPL @12% (MM US\$)	412.30
TIR (%) a.a.	14.90%
EUR (MMBbl)	452.70
Payback Simples (anos)	16.00
Payback Descontado (anos)	22.00

Tabela 16 – Indicadores Low Case. Fonte: Os Autores

Mid Price Deck	
Indicador	Resultado
VPL @12% (MM US\$)	1,202.32
TIR (%) a.a.	19.19%
EUR (MMBbl)	487.33
Payback Simples (anos)	15.00
Payback Descontado (anos)	18.00

Tabela 17 – Indicadores Mid Case. Fonte: Os Autores

High Price Deck	
Indicador	Resultado
VPL @12% (MM US\$)	2,034.06
TIR (%) a.a.	22.62%
EUR (MMBbl)	512.68
Payback Simples (anos)	15.00
Payback Descontado (anos)	17.00

Tabela 18 - Indicadores High Case. Fonte: Os Autores

Podemos afirmar, pelos resultados a cima, que o projeto, em todos os níveis de preço analisados, é viável economicamente, caso a taxa de atratividade mínima seja 12%, remunerando o acionista a uma taxa interna de retorno que segue a tendência do nível de preço. Como era de se esperar, não só a TIR aumenta com preços maiores, mas estes trouxeram uma melhora em todos os indicadores, desde o aumento do valor presente do projeto até os *paybacks* (simples e descontado). Um resultado interessante a ser apontado é a viabilização da exploração de novas reservas devido ao aumento dos preços, fenômeno comumente tratado na indústria.

Temos, ainda, resultados interessantes sobre rateio do somatório não descontado dos lançamentos no fluxo de caixa pelo número de barris produzidos:

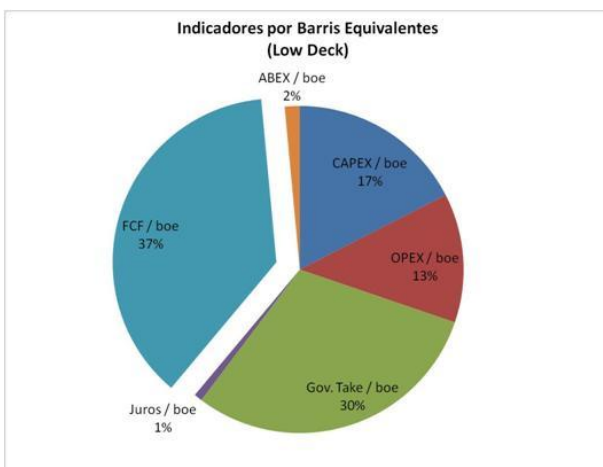


Figura 20 - Indicadores por barril Low Case. Fonte: Os Autores

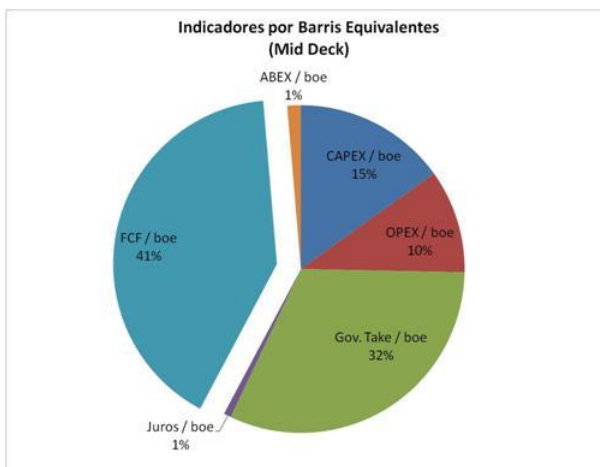


Figura 21 - Indicadores Por Barril Mid Case. Fonte: Os Autores

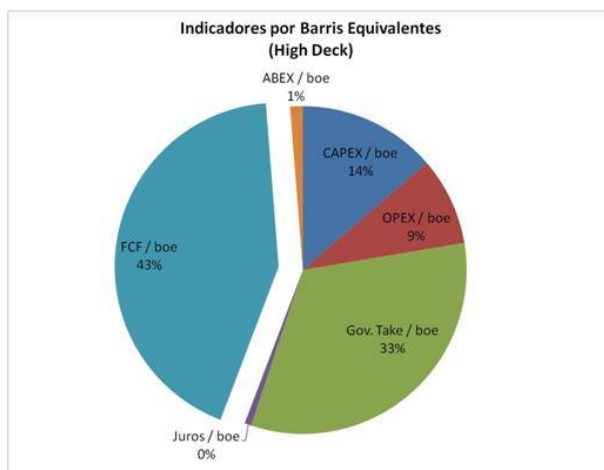


Figura 22 - Indicadores por barril High Case. Fonte: Os Autores

As únicas fatias que possuem uma tendência relativa crescente são o FCF / boe (*Free Cash Flow*), que representa o fluxo de caixa livre para o acionista, e o *Government Take*, que representa o somatório dos *royalties* e dos tributos sobre a renda. Já em termos absolutos, todos os indicadores apresentaram aumentos e, conforme sugerido pelos gráficos, as maiores taxas de aumento são do FCF / boe e Gov. Take / boe.

O fluxo de caixa não descontado e descontado destinados a ilustrar os *paybacks* encontram-se em anexo ao presente estudo.

Com relação à alocação dos poços resultante da otimização, existem, em princípio, 3 fenômenos a serem explicados quando da mudança de preços:

- I) O aumento do número de poços quando do aumento do nível de preço;
- II) O motivo da parada no aumento do número total de poços;
- III) O motivo da postergação da perfuração dos poços quando o limite máximo de poços por ano ainda não foi atingido.

Conforme o número de poços aumenta, devido à diminuição da reserva recuperável, existe uma piora considerável na produtividade, em outras palavras, a produção de óleo por poço decai mais rapidamente, como podemos ver a seguir (importante ressaltar que a produção dos poços foi estimada para 26 anos após o início da produção, dessa forma cada gráfico possui 26 pontos plotados):

- I) Para o Low Price Deck, temos um poço que mesmo após acumular 20 milhões de barris ao final dos seus 26 anos, ainda produz aproximadamente, mil barris/dia;

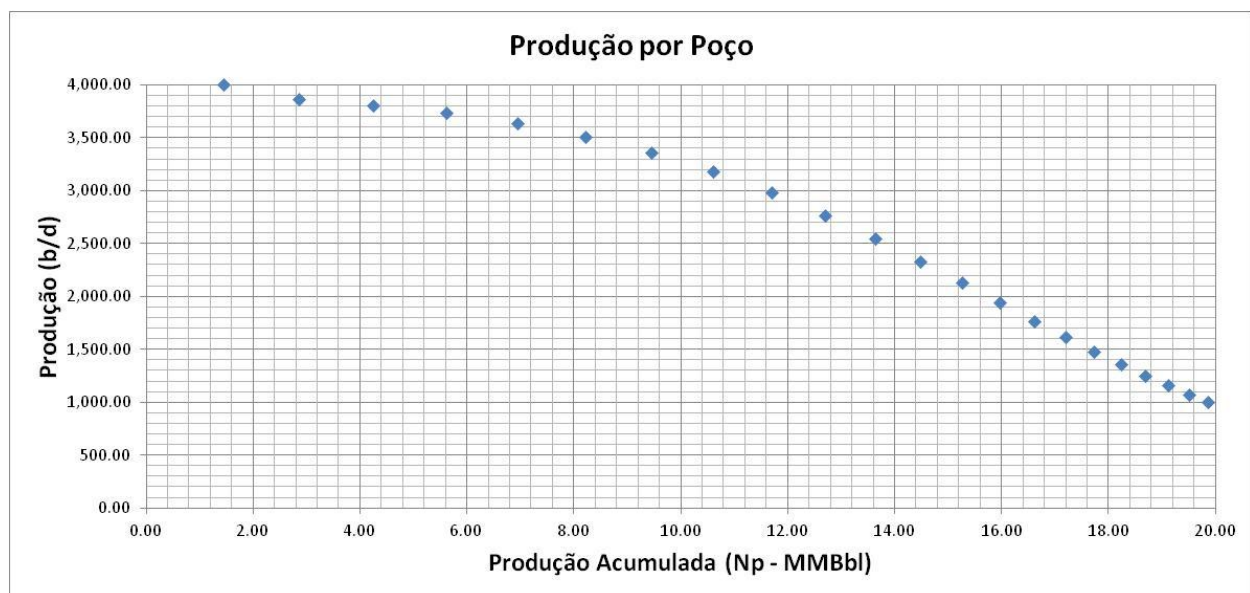


Figura 23 - Produção por poço Low Case. Fonte: Os Autores

- II) Já para o Mid Price Deck, temos um poço padrão que ao final dos 26 anos de produção, produz apenas 500 barris por dia e não chegou a acumular 18 milhões de barris;

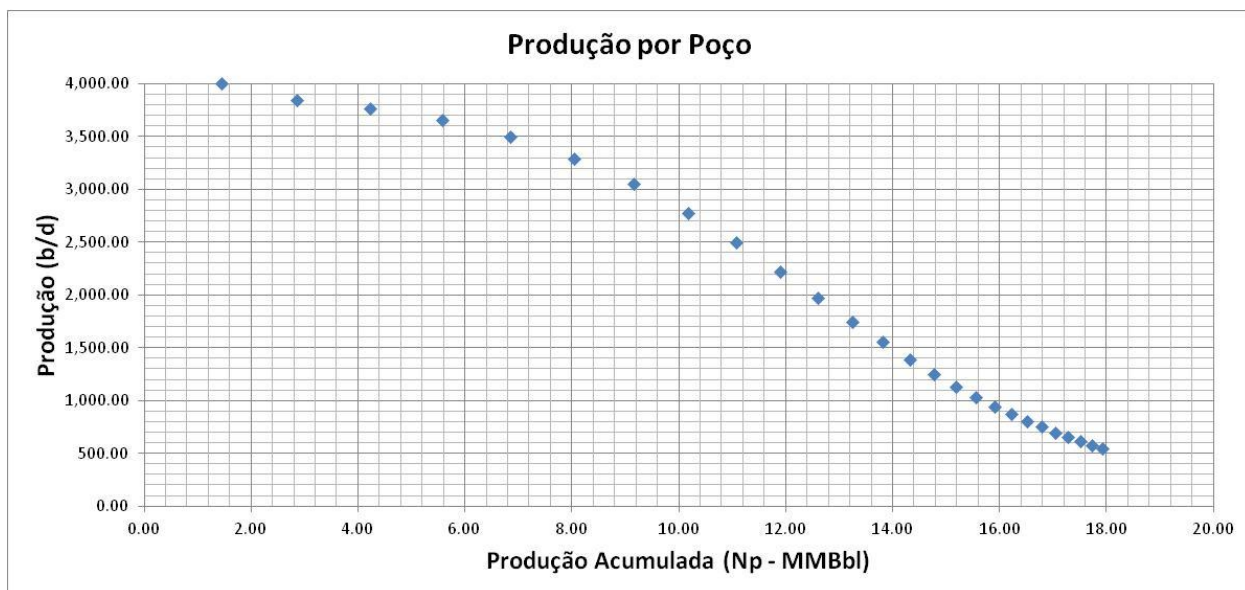


Figura 24 - Produção por poço Mid Case. Fonte: Os Autores

III) Finalmente, para o High Price Deck, temos um poço padrão que ao final dos 26 anos de produção, produz, também, aproximadamente apenas 480 barris por dia, contudo o seu histórico de decréscimo da produção é elevado se comparado aos anteriores, acumulando, portanto, menos de 16 milhões de barris;

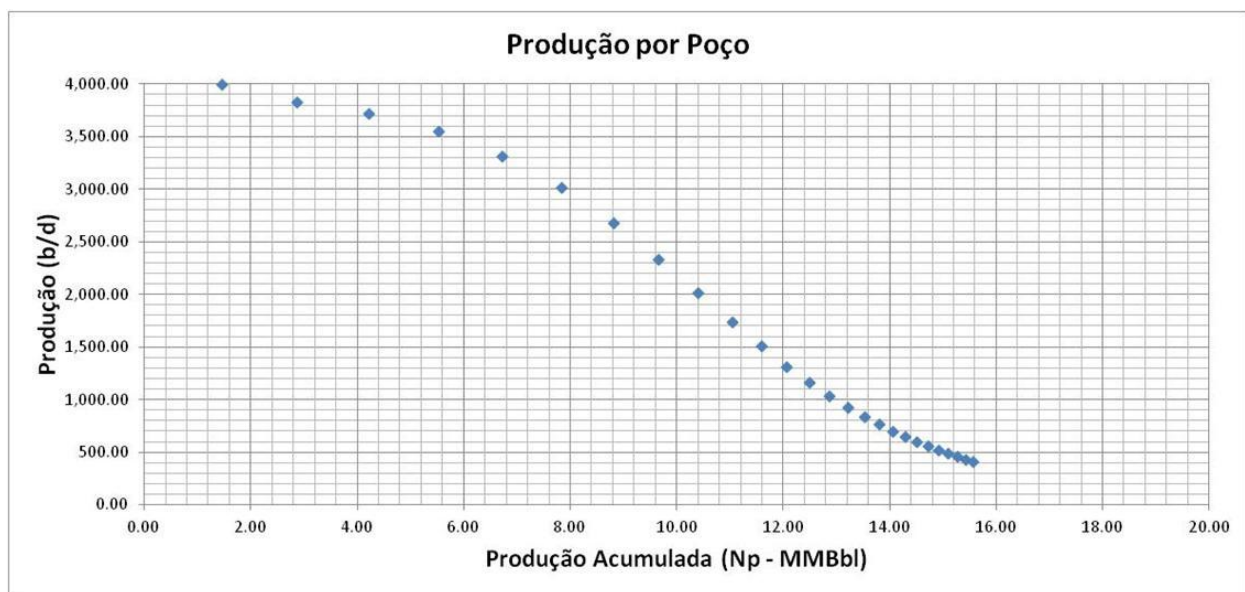


Figura 25 - Produção por poço High Case. Fonte: Os Autores

Ao aumentarmos o número de poços, aumentamos também a produção de água dos poços e apesar de existirem os custos operacionais relacionados à injeção de água nesse

poço, o custo operacional de um poço padrão diminui, visto que o coeficiente multiplicativo da produção de óleo é maior que o produto entre o coeficiente da injeção de água e o fator de injeção de água, conforme o gráfico mostrado abaixo e tabela com os dados geradores em anexo:

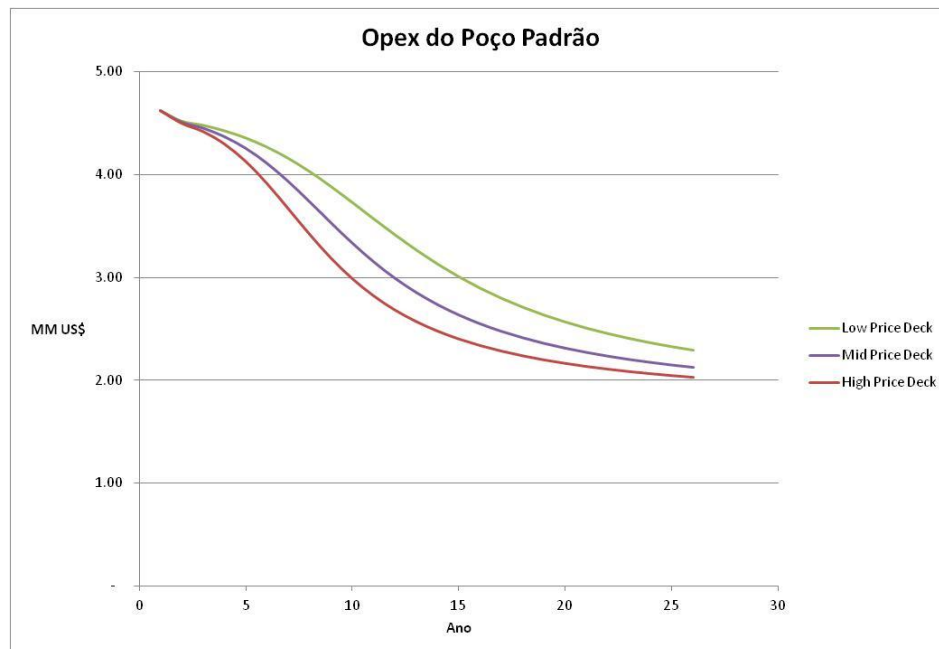


Figura 26 - OPEX por poço. Fonte: Os Autores

Até o momento, foi concluído que um poço padrão no low case, apesar de gerar mais receita, gerará também mais custos. Logo, devemos quantificar essa análise para entender qual é o saldo trazido pelo poço padrão em cada caso. Segue um gráfico comparativo dos saldos gerados pelos poços padrão:

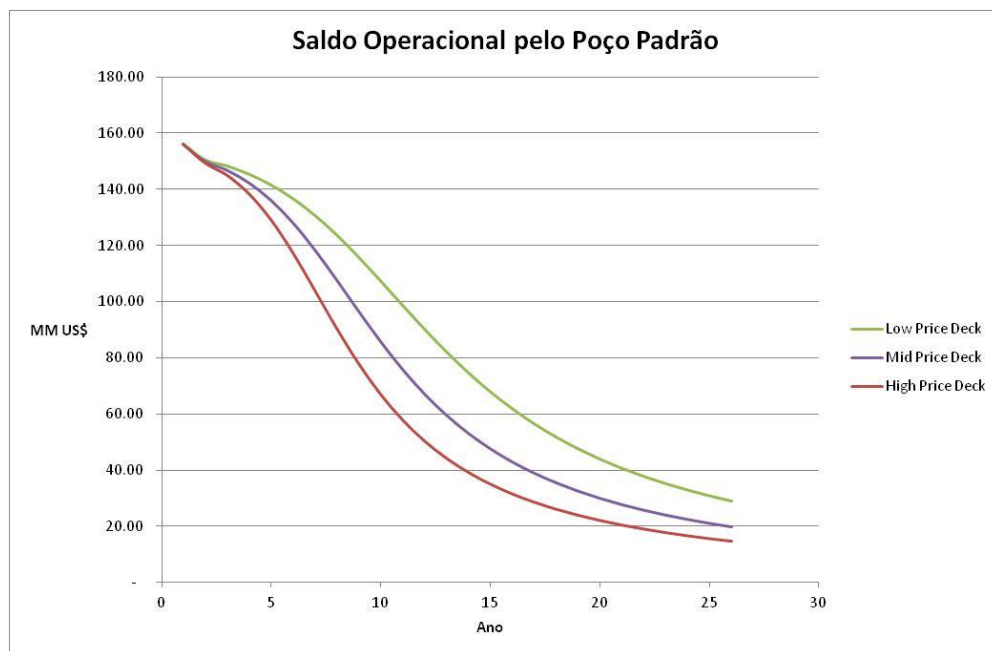


Figura 27 – Saldo operacional por poço. Fonte: Os Autores

Como era de se esperar, um poço no low case possui um saldo maior que no high case. Justificando a opção conservadora a preços reduzidos. Para justificarmos o resultado agressivo uma vez que os preços estão mais elevados, devemos multiplicar o saldo do poço padrão pelo número de poços total do caso (no Low Case – 22 poços, no Mid Case – 28 poços e no High Case – 34 poços). Segue o gráfico resultante desse produto:

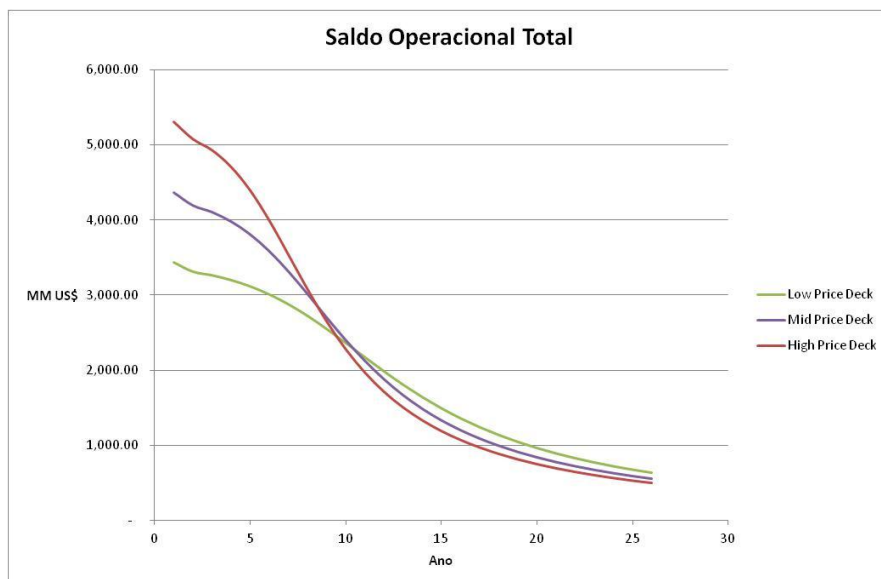


Figura 28 – Saldo operacional total. Fonte: Os Autores

Podemos perceber que, quanto mais alto é o nível de preço, mais poços são perfurados, mais cedo são perfurados os poços e, conseqüentemente, nível de receita nos primeiros anos também é maior. Como o parâmetro comparativo é o valor presente líquido, a antecipação das receitas é bem vista.

Porém, se o raciocínio fosse limitado apenas à antecipação de receitas e aos custos operacionais, a tendência seria de perfurar o máximo de poços possível, o mais cedo possível, visto que, apesar de decrescente, com o aumento do número de poços, a relação Receita/Custo Operacional é alta e, assim se mantém durante toda a vida dos poços, mesmo no caso em que testamos a perfuração de 40 poços. Como justificativa para o disposto, simulamos a hipótese de flexibilização da premissa de alocação máxima de poços por ano e obtivemos os seguintes potenciais de geração de caixa (desconsiderando a participação dos *royalties*, apenas receitas menos custos) ao longo de toda a vida do campo:

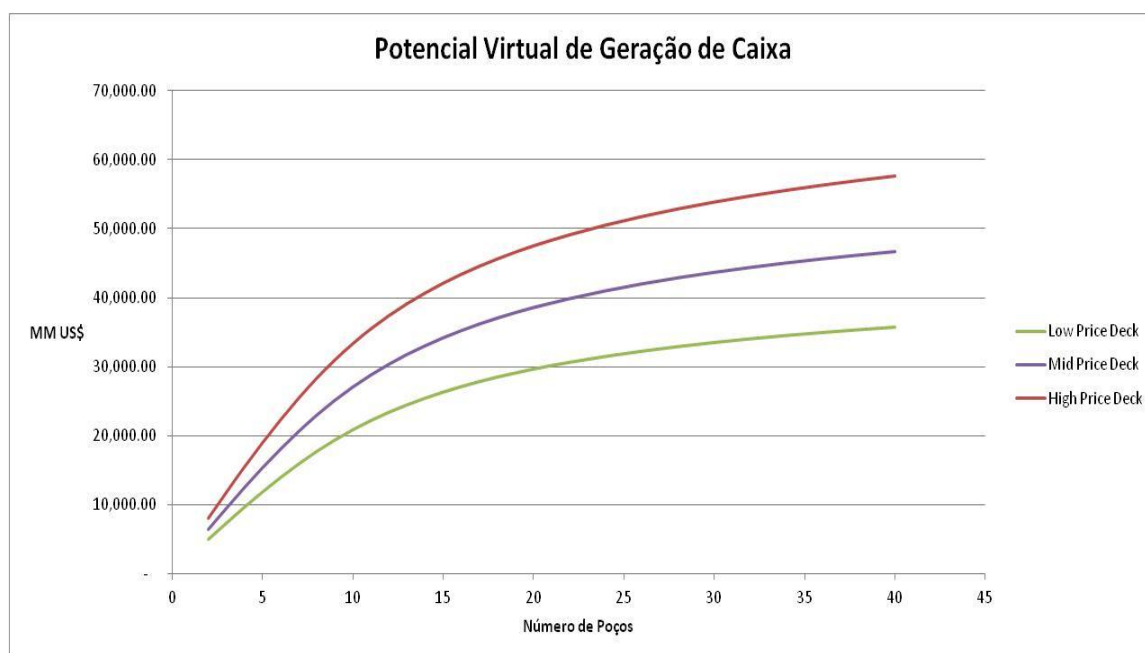


Figura 29 – Potencial Virtual de Geração de Caixa. Fonte: Os Autores

Por isso, é importante explicitar os motivos pelos quais há parada no aumento do valor presente líquido ao aumentarmos o número de poços e, ainda, aqueles que promovem a postergação da perfuração de poços quando ainda não foi atingido o limite máximo de poços por ano.

Durante a análise, foi concluído que a resposta para ambos problemas está no mesmo fator. Devemos lembrar que, para cada decisão de furar um poço produtor, decisões secundárias são tomadas como a de operacionalizar um injetor de forma a equilibrar a relação entre os fluidos extraídos e os existentes na formação. Além do injetor, outros custos estão associados à entrada em produção de um novo poço e, diferentemente daqueles, estes variam com a produção. Os quais sejam:

- I) Maior CAPEX da Unidade Produtiva causado pelo aumento da capacidade máxima de produção de óleo;
- II) Maior CAPEX da Unidade Produtiva causado pelo aumento da capacidade máxima de produção de água;
- III) Maior CAPEX da Unidade Produtiva causado pelo aumento da capacidade máxima de captação de água;

Devido, principalmente, ao somatório dos custos adicionais do ativo imobilizado inerentes à perfuração sequencial de poço produtores, a curva do valores presentes líquidos dos projetos nos diferentes níveis de preço adota o seguinte formato:

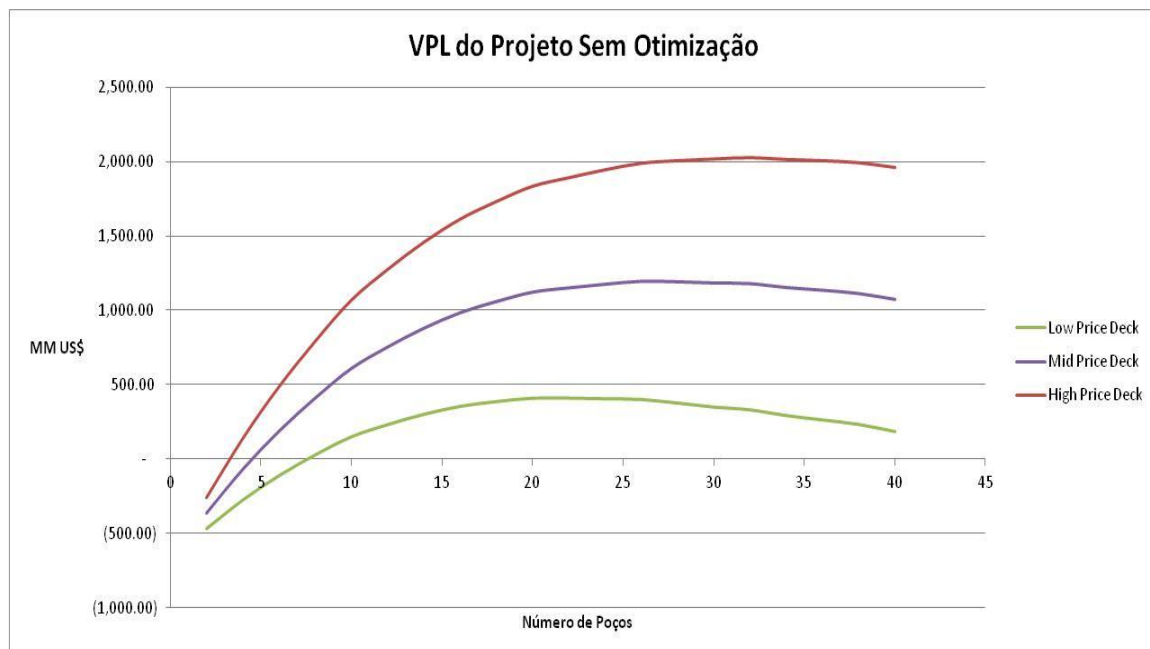


Figura 30 – VPL do projeto sem otimização. Fonte: Os Autores

Pela análise do gráfico acima, podemos afirmar que a entrada de um novo poço, ao final de qualquer uma das curvas produzidas pelos VPLs, trará retornos negativos para o projeto.

Sendo as curvas de produção dos casos onde o VPL é máximo para cada um dos níveis de preço as abaixo, podemos perceber que todas possuem um pico de produção:

I) Low Price Deck:

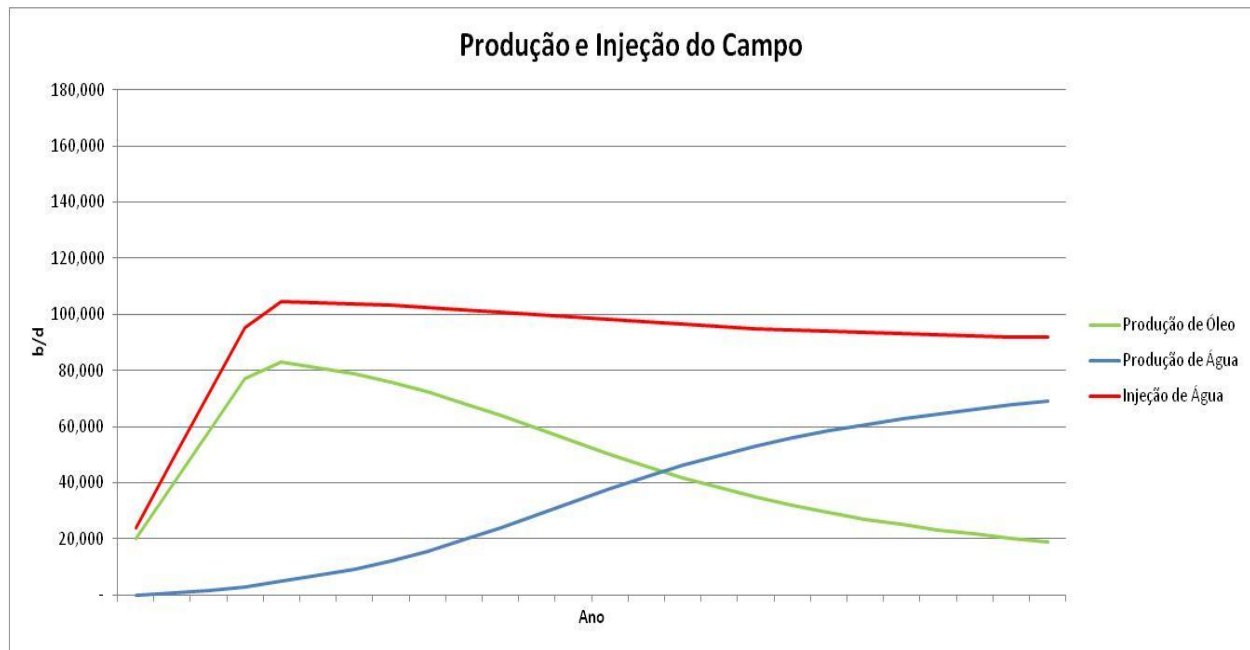


Figura 31 – Projeção / Injeção Low Case sem otimização. Fonte: Os Autores

II) Mid Price Deck:

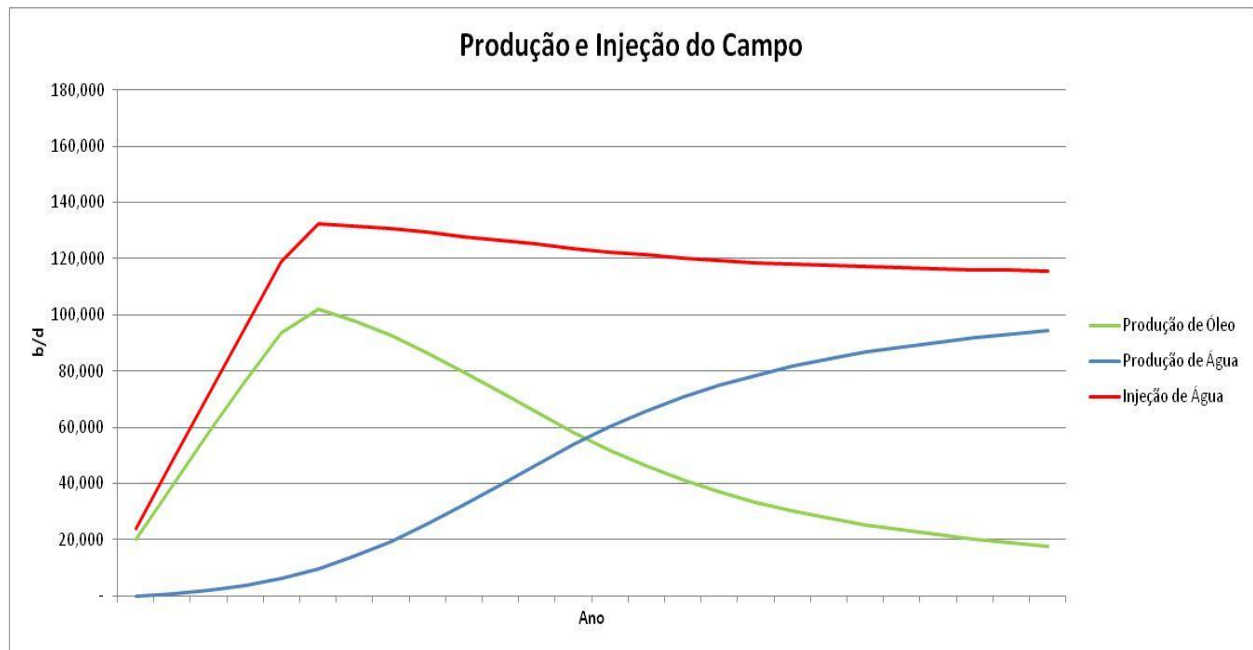


Figura 32 – Projeção / Injeção Mid Case sem otimização. Fonte: Os Autores

III) High Price Deck:

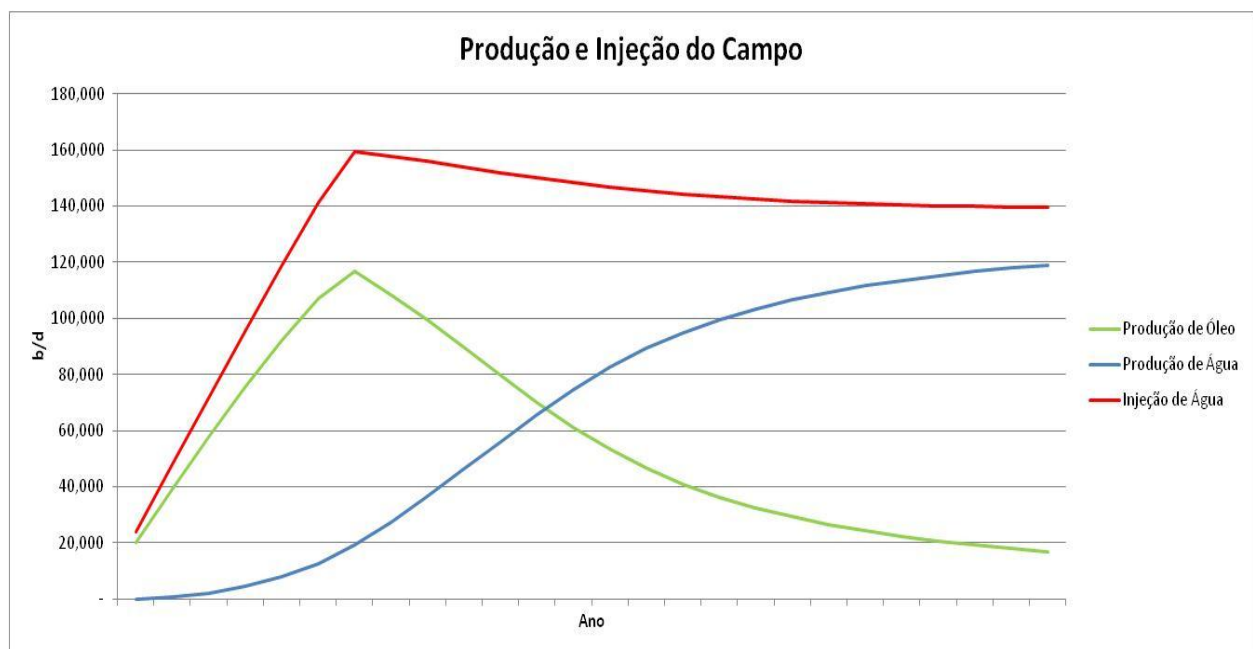


Figura 33 – Projeção / Injeção High Case sem otimização. Fonte: Os Autores

Estes picos de produção são uma oportunidade de otimização, visto que trazem custos extras para a unidade produtiva. Por esse motivo, buscou-se aplainar as curvas, de forma a tentar reduzir o capital despendido com a UP. As curvas resultantes foram as seguintes:

I) Low Price Deck:

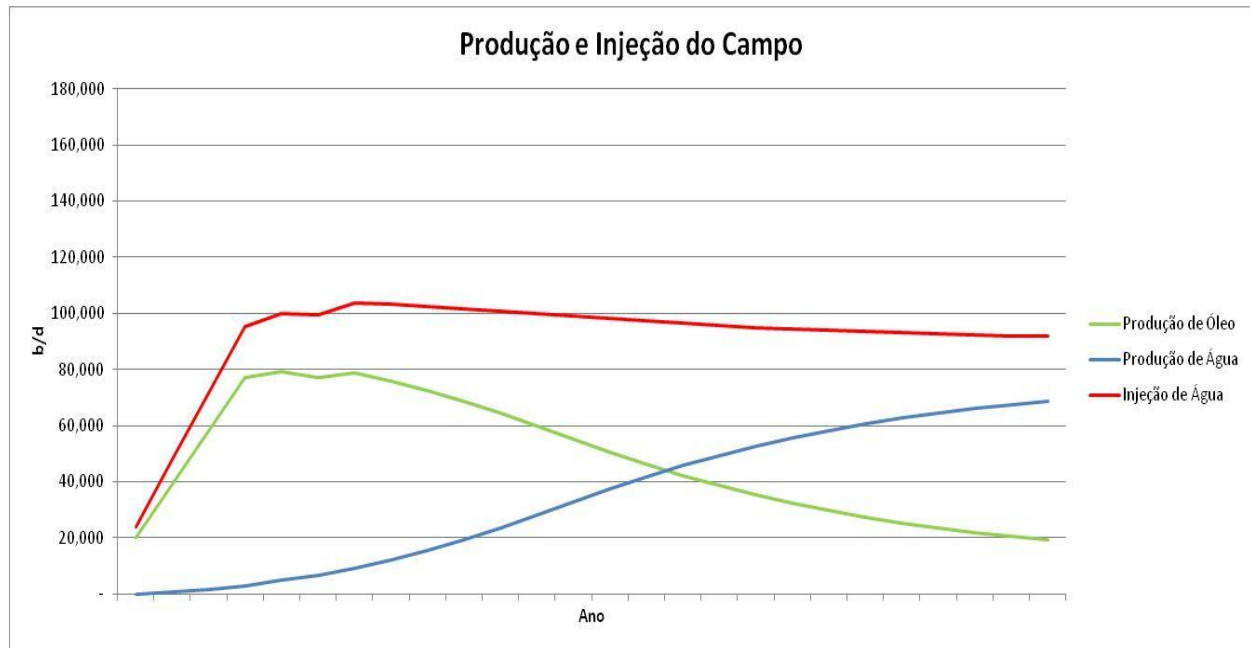


Figura 34 – Projeção / Injeção Low Case com otimização. Fonte: Os Autores

II) Mid Price Deck:

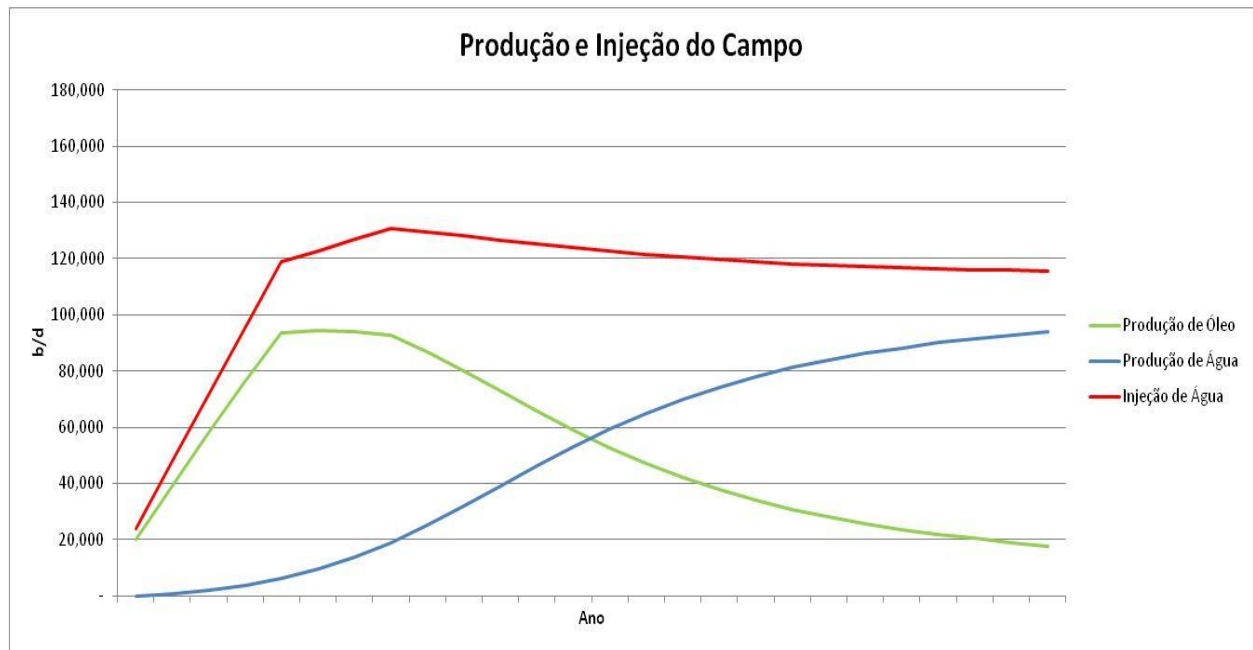


Figura 35 – Projeção / Injeção Mid Case com otimização. Fonte: Os Autores

III) High Price Deck:

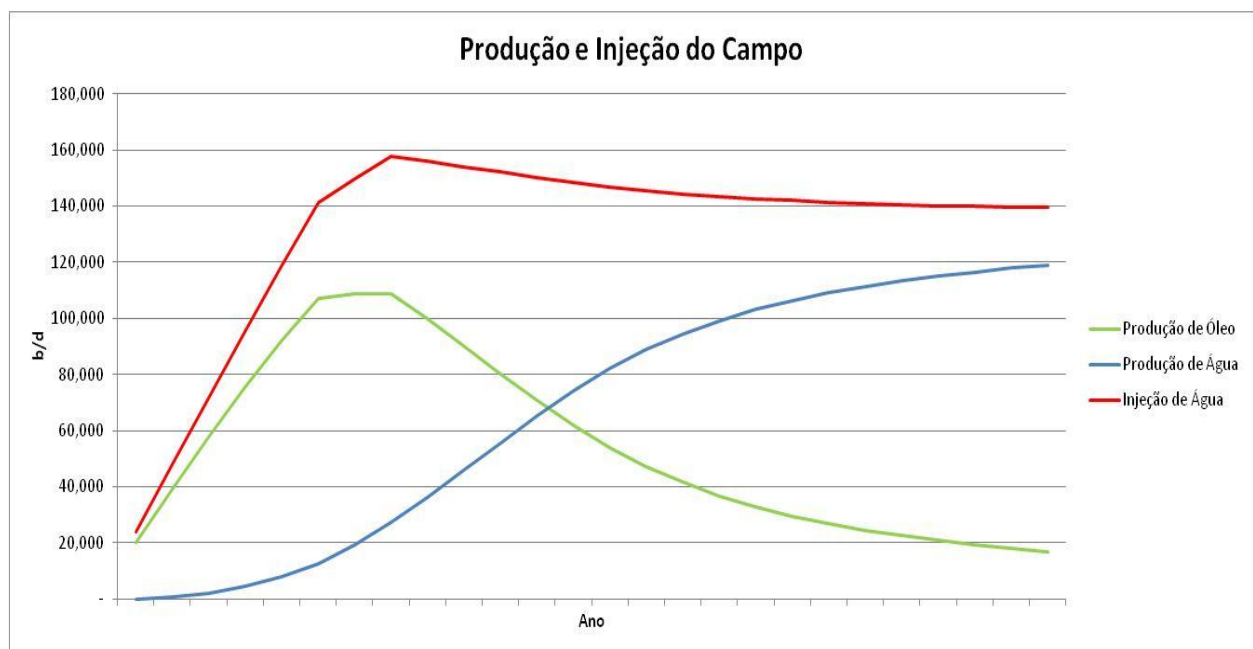


Figura 36 – Projeção / Injeção High Case com otimização. Fonte: Os Autores

Podemos dizer que a unidade de produção teve uma redução do seu custo conforme demonstrado nas tabelas abaixo:

Custo da UP	
Low Price Deck	
Caso	Custo (MM US\$)
Sem Otm.	1,422.22
Com Otm.	1,382.24
Ganho	39.97

Tabela 19 – Custo UP Low Case. Fonte: Os Autores

Custo da UP	
Mid Price Deck	
Caso	Custo (MM US\$)
Sem Otm.	1,680.95
Com Otm.	1,601.25
Ganho	79.70

Tabela 20 – Custo UP Mid Case. Fonte: Os Autores

Custo da UP	
High Price Deck	
Caso	Custo (MM US\$)
Sem Otm.	1,891.53
Com Otm.	1,814.06
Ganho	77.47

Tabela 21 - Custo UP High Case. Fonte: Os Autores

Se pouco já representativos frente ao montante total da unidade produtiva, quando levados a valor presente, são muito descontados, tornando os resultados entre os casos com otimização e sem otimização consideravelmente próximos:

Valor Presente Líquido (MMUS\$)	
Low Price Deck	
Caso	VPL
Sem Otm.	409.55
Com Otm.	412.30
Ganho	2.76

Tabela 22 – Custo UP Low Case Descontado.
Fonte: Os Autores

Valor Presente Líquido (MMUS\$)	
Mid Price Deck	
Caso	VPL
Sem Otm.	1,194.15
Com Otm.	1,202.32
Ganho	8.17

Tabela 23 – Custo UP Mid Case Descontado.
Fonte: Os Autores

Valor Presente Líquido (MMUS\$)	
High Price Deck	
Caso	VPL
Sem Otm.	2,021.26
Com Otm.	2,034.06
Ganho	12.80

Tabela 24 - Custo UP High Case Descontado. Fonte: Os Autores

Alguns pontos devem ser notados ao analisarmos os resultados acima. Primeiramente, não é considerado na análise nenhum tipo de curva de aprendizado com relação às sondas de perfuração, o que reduziria os custos de poço e aumentaria o percentual afetado pelo procedimento proposto.

Um segundo ponto, ainda mais significativo, o custo relacionado aos poços representam mais de 60%, em todos os níveis de preço estudados, dos totais custos do ativo imobilizado e os custos da unidade de produção pouco mais de 20%, sendo que desses aproximadamente 35% provém da capacidade máxima de produção de óleo, logo apenas algo em torno de 7% do capital é atingida pela otimização. Por isso, o ataque aos custos variáveis não se mostra uma arma eficaz para aumentar o valor presente.

E, finalmente, foram considerados custos de estruturas *offshore*, o que torna a análise muito rígida, visto que a maior parte dos custos são fixos nesse tipo de projeto. Já em projetos *onshore*, o custo de se perfurar um poço é significativamente menor que no mar, sendo, normalmente, em torno de 30 vezes menor que a premissa adotada, mas os custos variáveis relacionados com a capacidade de produção não tem mudanças muito significativas, já que o óleo e o gás precisam passar pelos mesmos sistemas para serem comercializados. Em outras palavras, o percentual representativo do capital que é fortemente relacionado com a capacidade produtiva é muito maior em projetos em terra, tornando esse tipo de otimização significativamente mais importante e válida.

5. Conclusões

O estudo procurou a maximização do VPL através da busca pela melhor alocação de poços ao longo da vida de um campo *offshore*.

Através do modelo, foi possível encontrar a alocação de poços no tempo que maximizassem o VPL para cada um dos diferentes cenários de preços, e foi possível notar o ganho no VPL em comparação com a prática simplista de alocar os poços o mais cedo possível, adiantando a remuneração. Contudo, no decorrer do desenvolvimento deste, percebeu-se que os elevados custos fixos necessitavam de receitas antecipadas para remunerar o capital e, também, que os custos variáveis eram pouco representativos na conta final. Pelo disposto, foi percebido que atacar os custos variáveis não é uma solução efetiva para um aumento significativo do valor presente, apesar de, comprovado por este estudo, ter algum efeito.

Por isso, surgem duas oportunidades para futuros estudos. A primeira diz respeito à necessidade de redução dos custos fixos sem reduzir a produtividade do poço, como uma forma mais eficiente de aumentar o valor presente do projeto do que atacar os custos variáveis, uma vez que em estruturas *offshore*, devido à grande complexidade das instalações, os custos fixos possuem um peso muito maior que os custos variáveis.

Como segunda oportunidade, vislumbramos a aplicação da otimização da alocação de poços em campos *onshore*, onde os custos variáveis são mais representativos do que os custos fixos, tendo, pois, uma urgência maior na otimização.

Por fim, como lições aprendidas devemos citar que a experiência e dedicação para com o setor traz consigo a habilidade de prever com coerência e consistência o comportamento dos projetos. Os maiores colaboradores técnicos do estudo demonstraram por diversas vezes que a experiência e a vivência das situações mais diversas não pode ser transmitida e ensinada facilmente.

6. Referências Bibliográficas

ANP (Agência Nacional do Petróleo), disponível em: <http://www.anp.gov.br>, acessado em: 01/07/2012.

BEUREN, I. M., 2009. *Como Elaborar Trabalhos Monográficos em Contabilidade*. 3 ed. São Paulo, Atlas.

CALÔBA, G. M., MOTTA, R.R., 2009, *Análise de Investimentos*. 1 ed. São Paulo. Atlas.

FIPECAFI (Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras), disponível em: extraído de <http://www.fipecafi.org/>, acessado em: 14/07/2012

COOPER, R., KAPLAN R.S., 1998, *Cost & Effect*. Havard Business Press.

LINO, U. R. A., 1999. *Avaliação Técnica dos Tratamentos com Polímeros Seletivos na E&P-Ba*. Salvador, Bahia, Petrobras.

MARQUES, J. A. V. C., 2006, *O Custo de Abandono em Empresas Petrolíferas*. Artigo publicado no IX Congresso Internacional de Custos, Santa Catarina.

NAKASHIMA, P. H. R., 2004, *Otimização de Processos de Produção de Petróleo via injeção contínua*. Tese de D. Sc. PPGEE/UFSC, Florianópolis.

NEPOMUCENO FILHO, F., 1997, *Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. Tese de D.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

PETROBRAS, disponível em: <http://www.petrobras.com.br/>, acessado em: 01/07/2012.

ROSA, A.J., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro, Interciência..

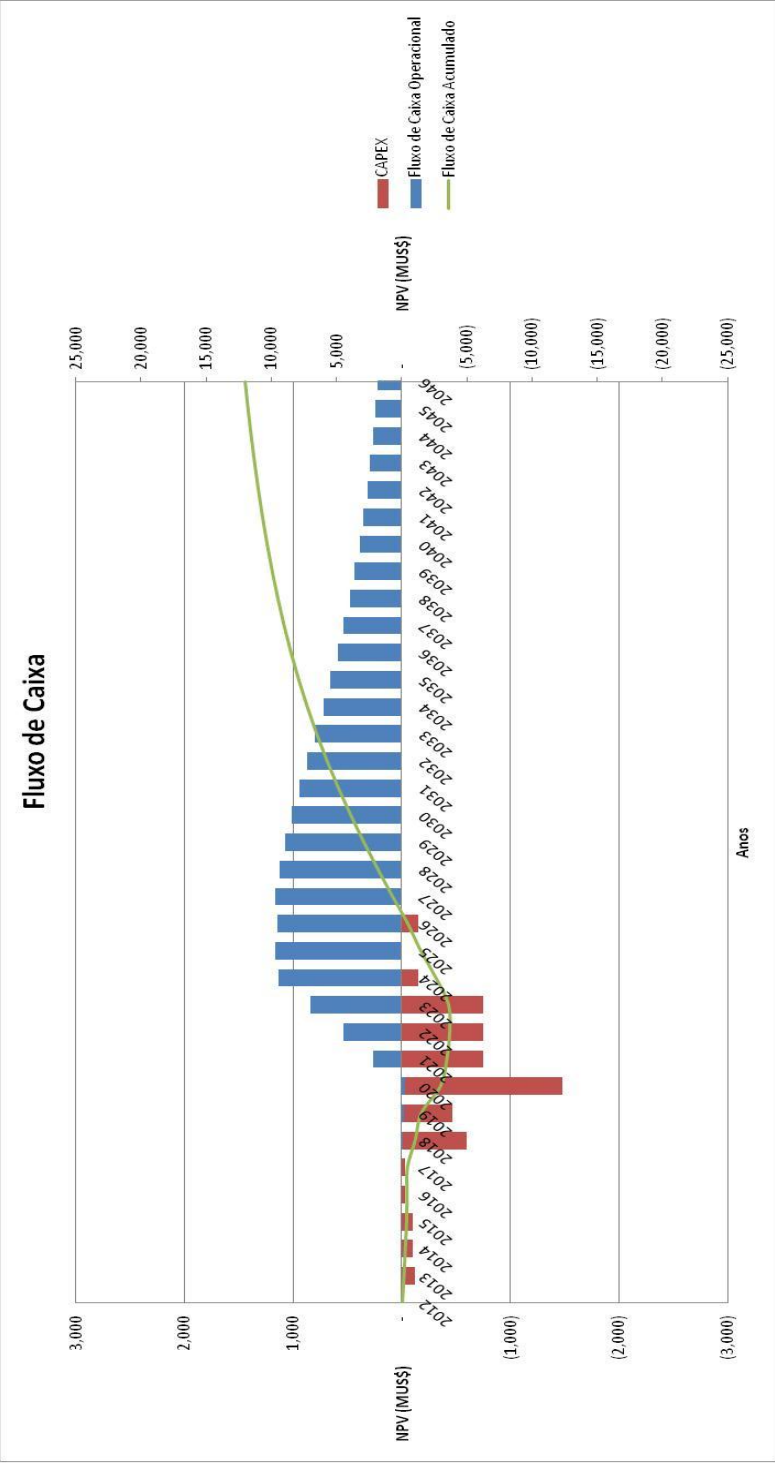
RIZZO FILHO, H., 2011, *A Otimização de Gás Lift na Produção de Petróleo: Avaliação da Curva de Performance do Poço*. Tese de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SEBA, R. D., 2008, *Economics of Worldwide Petroleum Production*. 3 ed. Oklahoma, EUA, Petroskills.

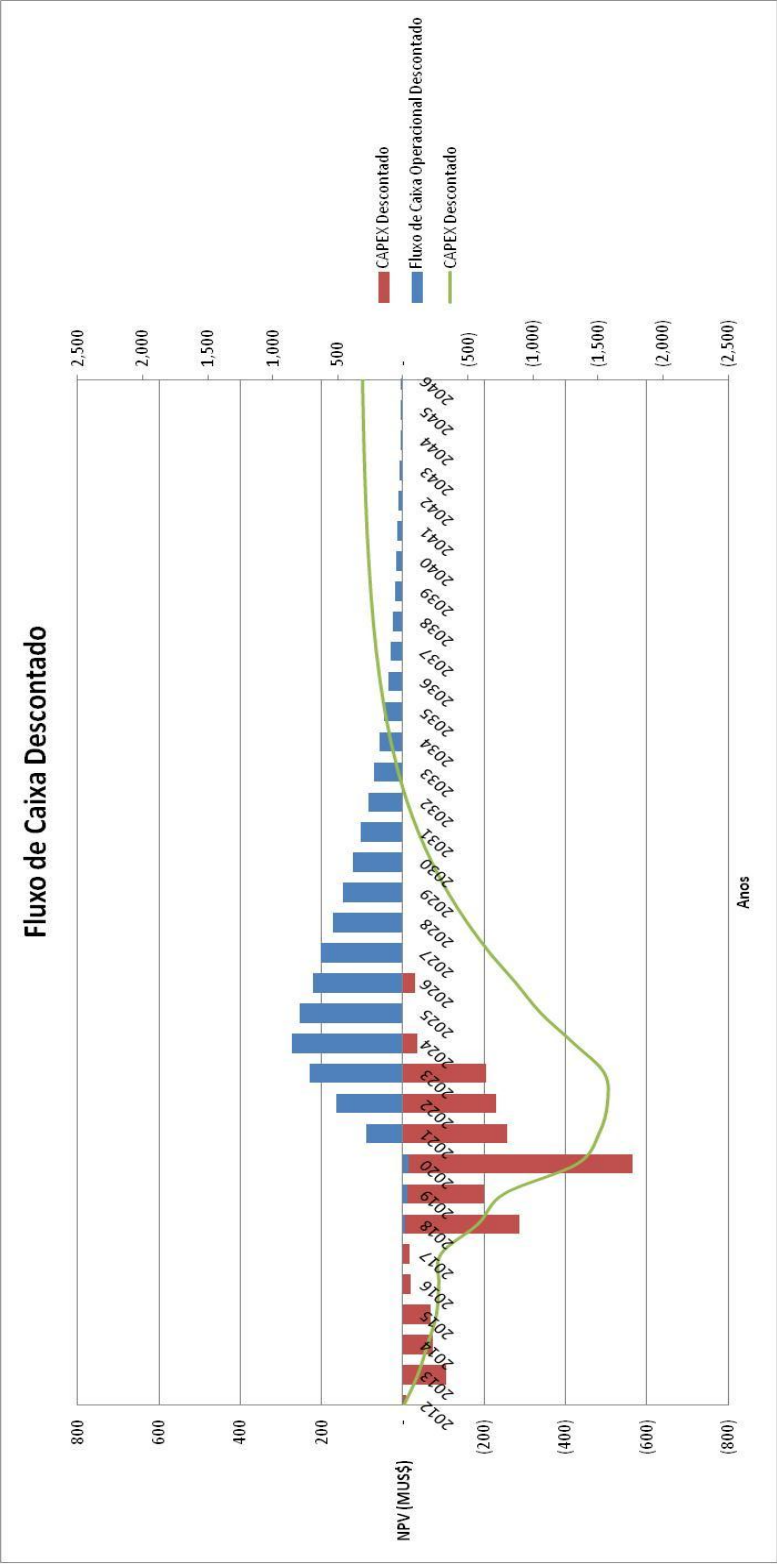
TCM-RJ (Tribunal de Contas do Município do Rio de Janeiro), disponível em: <http://www.tcm.rj.gov.br/>, acessado em: 15/08/2012

THOMAS, J. E., 2004, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência.

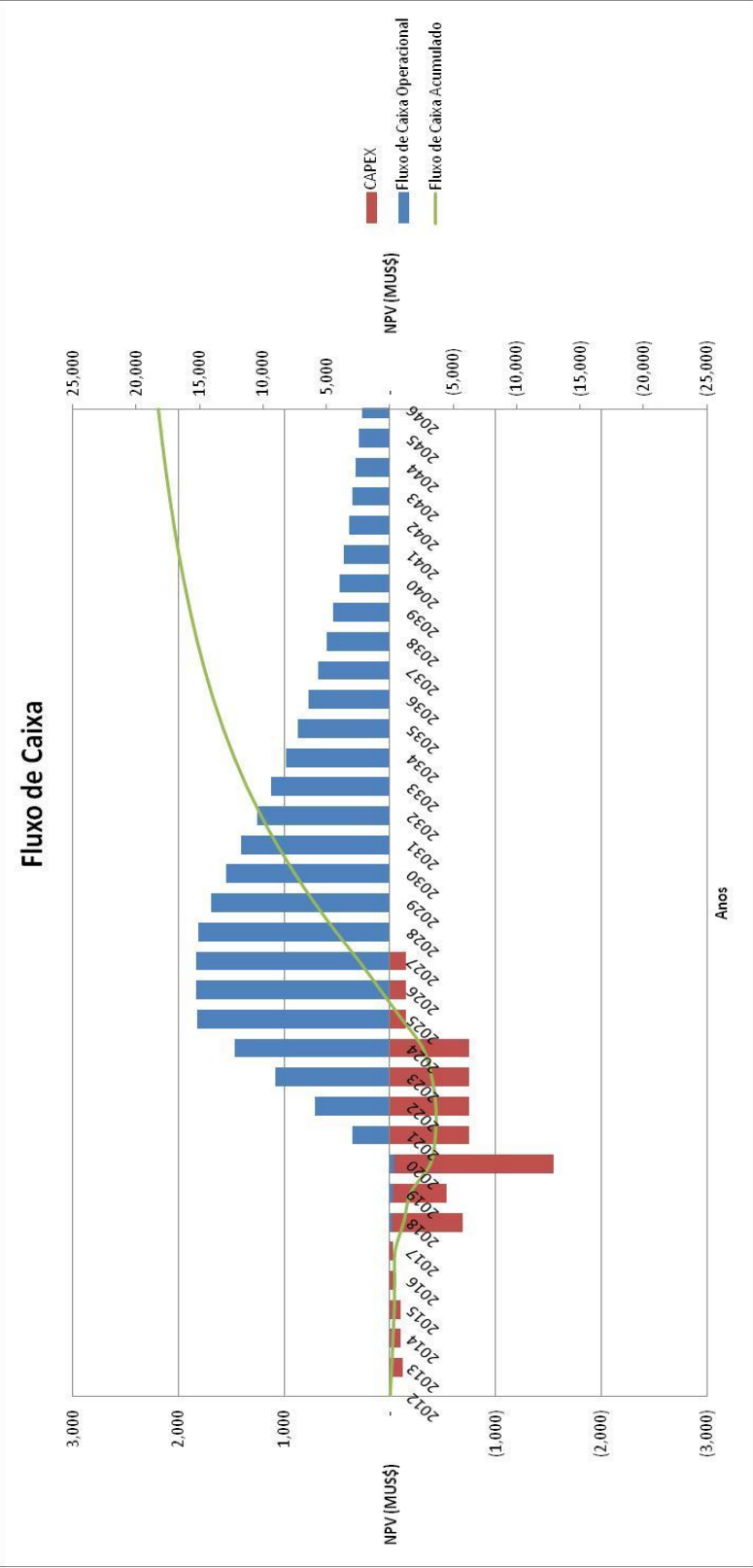
ANEXO I – FLUXO DE CAIXA LOW CASE NÃO DESCONTADO



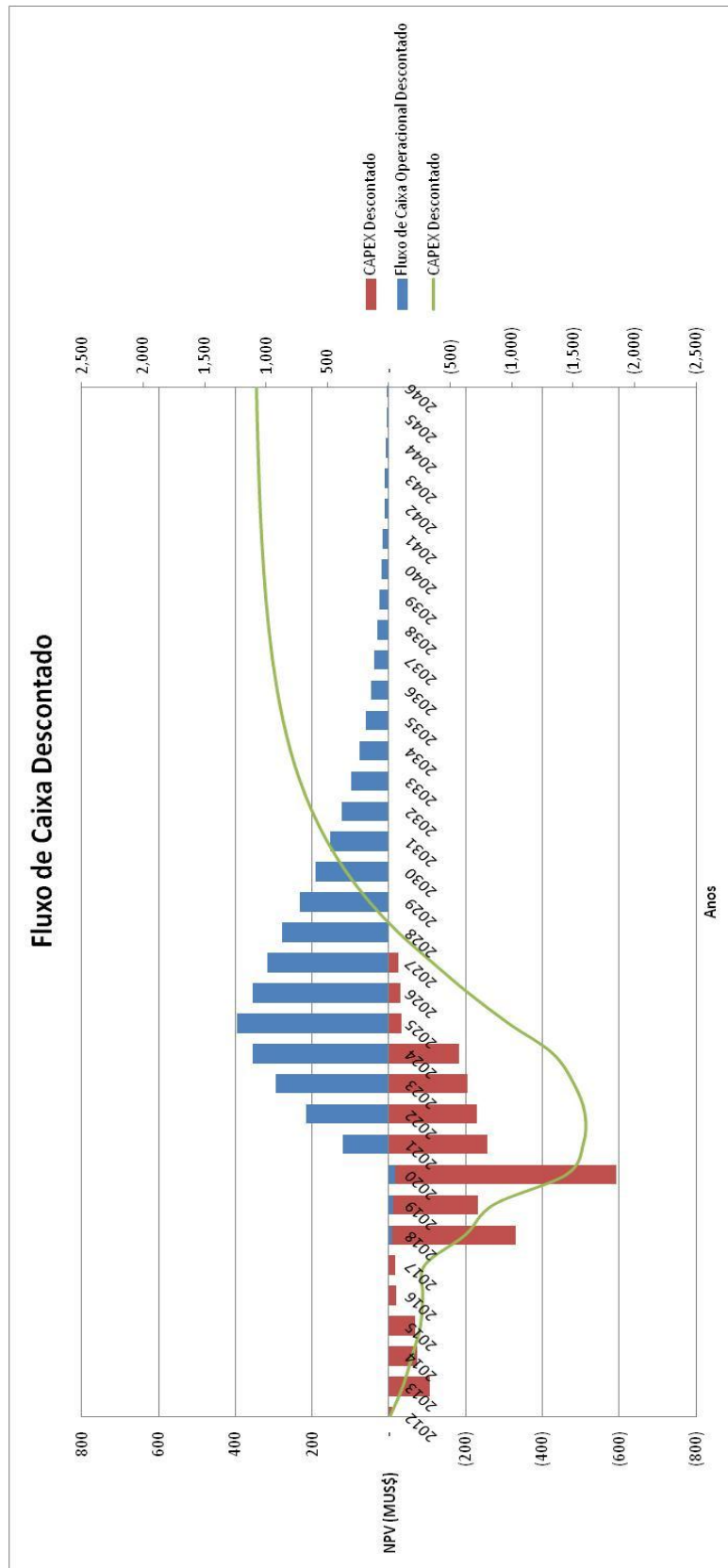
ANEXO II – FLUXO DE CAIXA LOW CASE DESCONTADO



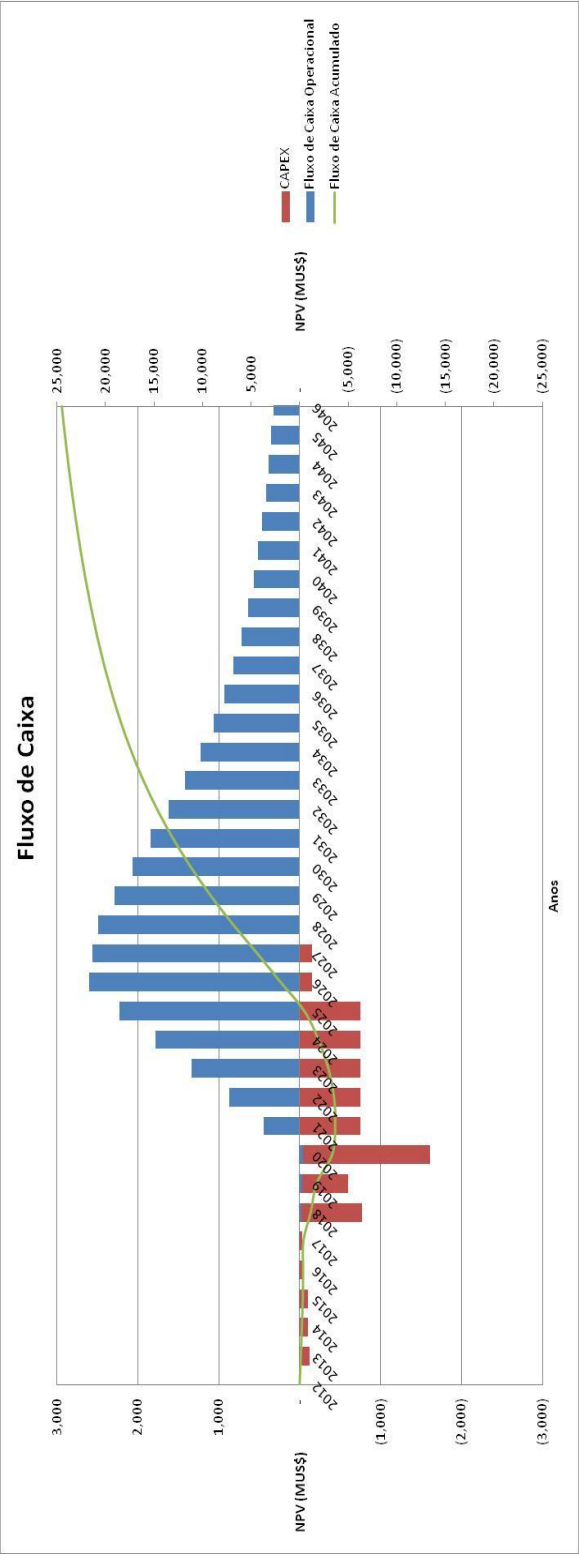
ANEXO III – FLUXO DE CAIXA MID CASE NÃO DESCONTADO



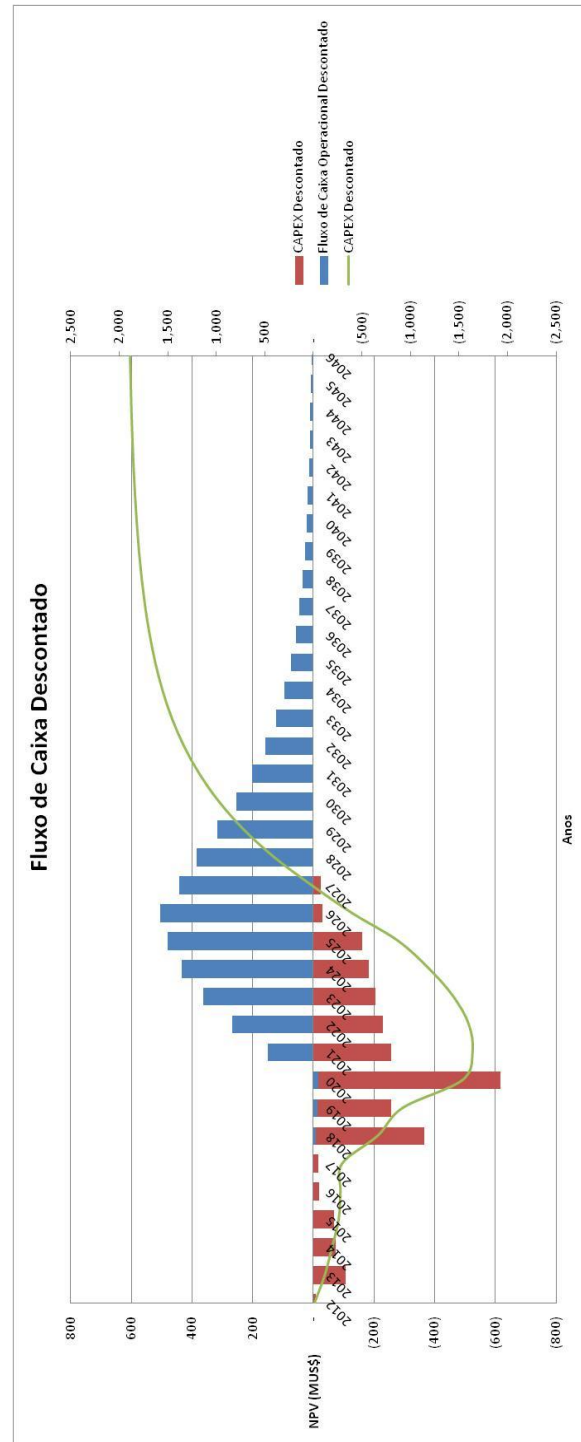
ANEXO IV – FLUXO DE CAIXA MID CASE DESCONTADO



ANEXO V – FLUXO DE CAIXA HIGH CASE NÃO DESCONTADO



ANEXO VI – FLUXO DE CAIXA HIGH CASE DESCONTADO



ANEXO VII – ROTINAS DE OTIMIZAÇÃO

```
Sub congelar_tela()  
Application.ScreenUpdating = False  
End Sub
```

```
Sub descongelar_tela()  
Application.ScreenUpdating = True  
End Sub
```

```
Sub botao_alocacao_total_dado()  
congelar_tela  
vpl = -1000000#  
alocacao_total_dado  
descongelar_tela  
End Sub
```

```
Sub vpl_sem_otimização()  
For j=2 to 40 Step 2  
    k=k+1  
    Range ("Well_Max") = j  
    new_well_allocation  
    Range("c134").Offset(k,0) = Range("g135")  
Next j  
End Sub
```

```
Sub botao_alocacao_qq_total()  
congelar_tela  
vpl = -1000000#  
global_vpl = -1000000#  
For Well_Max = 2 to 40 Step 2  
    Range("Well_Max") = Well_Max
```

```

    allocacao_total_dado
    vpl=Range("NPV_FullCycle")
    If vpl > global_vpl Then
        global_vpl = vpl
        Opt_Well_Max = Well_Max
    End If
Next Well_Max
Range("Well_Max") = Opt_Well_Max
allocacao_total_dado
descongela_tela
End Sub

Sub allocacao_total_dado()
clean_variables
new_well_allocation
Do Until result = "Success"
    send_orig_to_opt
    post_allocation
    consistency_test
    send_opt_to_orig
Loop
End Sub

Sub clean_variables()
For i = 0 to 25
    Range("Well_Schedule") = 0
    original_schedule(i) = 0
    opt_schedule(i) = 0
Next i
result = "Fail"
test = 0
End Sub

```

```

Sub consistency_test()
result = "Fail"
test = 0
For x = 0 to 25
    If original_schedule(x) <> opt_schedule(x) Then
        test = test + 1
    End If
    If test >= 1 Thens
        result = "Fail"
    Else
        result = "Success"
    End If
Next x
End Sub

Sub send_opt_to_orig()
For x = 0 To 25
    original_schedule(x) = opt_schedule(x)
Next x
End Sub

Sub atualizar_cutoff()
    Range("Production_CutOff") = Range("CF_CutOff")
End Sub

Sub new_well_allocation()
i=1
If Range("Teste_Alocacao") = "Update!" Then
    'ver testes da formatacao condicional
    Range("Well_Schedule") = 0
End If
Do Until Range("Well_Left") = 0
    j=1

```

```

While Range("Well_Entrance_Ref").Offset(0,i) < Range("N_Max_Wells_Per_Year")
    Range("Well_Entrance_Ref").Offset(0,i) = j
    If Range("Well_Left") = 0 Then
        GoTo Fim
    End If
    j = j + 1
Wend
i = i + 1
Loop
Fim:
For i = 0 To 25
    original_schedule(i) = Range("Well_Entrance_Ref").Offset(0, i + 1)
Next i
atualizar_cutoff
vpl = Range("NPV_FullCycle")
End Sub

Sub send_orig_to_opt()
For x = 0 To 25
    opt_schedule(x) = original_schedule(x)
Next x
End Sub

Sub post_allocation()
Do Until i = 25
    k = i + 1
    If opt_schedule(i) <> Then
        a = opt_schedule(i) - 1
        Range("Well_Entrance_ref").Offset(0, i + 1) = a
        While k < 25
            If Range("Well_Entrance_ref").Offset(0, k + 1) <=
Range("N_Max_Wells_Per_Year") - 1 Then

```



```

Range("Well_Entrance_ref").Offset(0, k + 1) = opt_schedule(k) + 1
If Range("Teste_Cutoff") <> "OK!" Then
    atualizar_cutoff
End If
If Range("NPV_FullCycle") > vpl Then
    opt_schedule(i) = opt_schedule(i) - 1
    opt_schedule(k) = opt_schedule(k) + 1
    vpl = Range("NPV_FullCycle")
    GoTo Proximo_i
End If 'teste NPV
Range("Well_Entrance_ref").Offset(0, k + 1) = opt_schedule(k)
End If
k = k + 1
Wend
End If
Proximo_i:
    Range("Well_Schedule") = opt_schedule
    atualizar_cutoff
    i = i + 1
Loop
End Sub

```