

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS DE  
RECUPERAÇÃO SUPLEMENTAR PARA CAMPOS COM ALTO  
GRAU DE EXPLOTAÇÃO.**

**Paula Panaro Castiñeira**

**PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE  
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO  
GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

**Aprovado por:**

---

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng  
(Orientador)

---

Prof. Abelardo de Sá Netto, Ph.D.  
(Co-orientador)

---

Prof. Ismael da Silva Soares, D.Sc.

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
DEZEMBRO, 2008**

## **Dedicatória**

Eu gostaria de dedicar este trabalho ao meu pai que sempre esteve do meu lado me apoiando a crescer como estudante e profissional. Ele foi o responsável por garantir que eu tivesse um ensino de qualidade que irá assegurar um suporte na construção de um futuro melhor.

Ao meu amigo Marcelo Danemberg Marsili que foi de extrema importância na evolução do trabalho e na construção de todo o conhecimento adquirido em sua confecção. Sua parceria foi primordial na realização do projeto.

Também gostaria de dedicar esta monografia ao professor Virgílio José Martins Ferreira Filho que sempre apresentou muito interesse pelo desempenho e desenvolvimento acadêmico dos estudantes. Estando o meu sucesso atrelado a todas as oportunidades que me foram abertas por esse sublime professor.

## **Agradecimentos**

A autora gostaria de expressar seu agradecimento à Agência Nacional do Petróleo por financiar os recursos humanos envolvidos neste trabalho através do PRH/ANP/MCT-21. A autora também agradece a *Computer Modeling Group* (CMG – Canadá) pelo suporte dado a este trabalho através da cessão da suíte de softwares de simulação de reservatórios.

Gostaria de agradecer aos meus orientadores Paulo Couto e Abelardo de Sá Neto pela dedicação, tempo e ensinamentos que me foram concebidos.

# Índice

<b>Dedicatória</b> .....	<b>ii</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>iii</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>vii</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>viii</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>ix</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>x</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Motivação .....	1
1.2. Objetivos.....	2
<b>2. Revisão Bibliográfica</b> .....	<b>4</b>
2.1. Engenharia e Simulação de Reservatórios.....	4
2.1.1. Produção Primária .....	4
2.1.2. Métodos de Recuperação Suplementar.....	4
2.1.3. Injeção de água .....	5
2.1.4. Simulação de Reservatórios.....	7
2.2. Conceitos de Análise Econômica .....	9
2.2.1. Conceitos básicos .....	9
2.2.1.1. Juros.....	9
2.2.1.2. Taxas de Juros .....	10
2.2.1.3. Montante.....	10
2.2.2. Critérios de Capitalização de Juros .....	10
2.2.3. Juros Simples.....	11
2.2.4. Juros Compostos.....	12

2.2.5.	Fluxos de Caixa .....	12
2.2.5.1.	Modelo Padrão.....	13
2.2.5.2.	Equivalência Financeira e Fluxos de Caixa.....	14
2.2.6.	Taxa Interna de Retorno – IRR ( <i>Internal Rate of Return</i> ).....	14
2.2.7.	Valor Presente Líquido – NPV .....	15
2.2.8.	Projetos Mutuamente Exclusivos .....	16
2.3.	Tributações e Outras Obrigações.....	17
2.3.1.	Introdução .....	17
2.3.2.	Participações Governamentais e de Terceiros .....	18
2.3.2.1.	Bônus de Assinatura .....	18
2.3.2.2.	Royalties .....	19
2.3.2.3.	Participação Especial.....	21
2.3.2.4.	Ocupação ou Retenção de Áreas .....	24
2.3.2.5.	Proprietários de Terra .....	25
2.3.3.	Impostos Diretos.....	25
2.3.3.1.	Imposto de Renda – Pessoa Jurídica .....	25
2.3.3.2.	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL.....	27
2.3.3.3.	PIS/CONFIS - Programas de Integração Social / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.....	27
2.3.4.	Impostos Indiretos .....	29
2.3.4.1.	ISS – Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza .....	29
2.3.4.2.	ICMS – Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços.....	30
2.3.4.3.	IOF – Imposto Sobre Operações de Crédito.....	30
2.3.4.4.	II – Imposto de Importação .....	31

2.3.4.5.	IPI – Imposto Sobre Produtos Industrializados .....	32
2.3.5.	REPETRO - Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo .	32
2.3.6.	CAPEX (Capital Expenditures) e OPEX (Operational Expenditures)...	33
2.3.7.	Conclusão da Revisão Bibliográfica.....	33
<b>3.</b>	<b>Simulação do Modelo e Resultados Obtidos .....</b>	<b>34</b>
3.1.	Modelo Físico do Reservatório.....	34
3.2.	Malhas de injeção Testada.....	36
3.3.	Comparação dos Resultados.....	38
<b>4.</b>	<b>Resultados da Análise Econômica.....</b>	<b>40</b>
4.1.	Considerações da análise Econômica, quanto a Tributações e Custos.....	40
4.2.	Análise de Sensibilidade dos Parâmetros .....	43
4.2.1.	VPL e TIR .....	44
4.2.2.	Preços de óleo e Gás.....	45
4.2.3.	Custo de Conversão dos Poços.....	46
4.2.4.	Custo de Injeção de água.....	47
4.2.5.	Custo de Tratamento de Água Produzida .....	48
<b>5.</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>50</b>
<b>6.</b>	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>51</b>

## Lista de Figuras

Figura 1: Esquema de injeção Linha direta, retirado de MARSILI, (2008).....	6
Figura 2: injeção em linhas esconsas, retirado MARSILI, 2008.....	7
Figura 3: injeção <i>five-spot</i> , retirado de MARSILI, 2008.....	7
Figura 4: Fluxo de caixa uniforme representado de maneira gráfica .....	14
Figura 3: Impostos incidentes nas atividades petrolíferas, fonte: Tributações e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo. (GUTMAN <i>et al.</i> , 2008). .....	18
Figura 4. Mapa de saturação de óleo do modelo de simulação e localização dos poços.	36
Figura 5. Mapa de permeabilidade horizontal do modelo de simulação. ....	36
Figura 6 Esquemas de injeção: a) Injeção periférica; b) injeção em linha I; c) Injeção em linha II; d) “ <i>five-spot</i> ”. .....	38
Figura 7: Produção de óleo e fator de recuperação do campo.....	39
Figura 8: Produção de água do campo. ....	39
Figura 9: fluxo de Caixa Descontado Acumulado.....	43
Figura 10: Sensibilidade do VPL dos projetos ao Preço do Petróleo.....	45
Figura 11: Análise do Custos de Investimento Inicial.....	47
Figura 12: Análise dos Custos de Injeção .....	48

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 1º ano.....	21
Tabela 2: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 2º ano.....	22
Tabela 3: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 3º ano.....	23
Tabela 4: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 4º ano.....	23
Tabela 5: Malha de Simulação .....	34
Tabela 6: Propriedades das Rochas .....	34
Tabela 7 Propriedades dos fluidos na pressão de saturação.....	35
Tabela 8 Custos CAPEX e OPEX .....	42
Tabela 9: Resultados da Análise Econômica.....	44
Tabela 10: Preço do Corte do Barril.....	46
Tabela 11: Número de Poços Produtores e Injetores.....	46

## Resumo

O desenvolvimento de campos maduros de petróleo tem ocupado posição de destaque no atual contexto mundial de alta dos preços do petróleo, reservas mundiais declinantes e instabilidade política nas principais regiões produtoras. Este trabalho sugere e discute o estudo da viabilidade econômica de um projeto de recuperação suplementar de um campo hipotético com alto grau de exploração através da injeção de água no reservatório. O modelo do reservatório estudado foi desenvolvido utilizando-se um simulador numérico do tipo “*black oil*”, levando em consideração as diversas heterogeneidades inerentes aos reservatórios reais. Com um modelo de reservatório implementado, foi simulada uma produção primária por 11 anos, com mecanismos de capa de gás e influxo de água muito fracos, conjugados a um mecanismo de gás em solução. Durante a produção, a pressão diminuiu significativamente. Cinco projetos de injeção de água foram propostos para recuperação da pressão do reservatório e produtividade dos poços. Os resultados foram obtidos por simulação numérica e as alternativas de projeto foram comparadas economicamente pelo critério do valor presente líquido (VPL). Ao final de 36 anos de recuperação suplementar, o esquema de injeção que se mostrou mais atrativo foi o “*five-spot*”, com recuperação final de aproximadamente 40% e VPL estimado em 60 milhões de dólares para uma projeção de preço fixo do barril de petróleo em 70 dólares.

Palavras-chave: campos maduros, injeção de água, recuperação suplementar, simulação numérica, análise econômica.

## **Abstract**

Development of mature oil fields has been a key issue in a world scenario of high crude oil prices, declining reserves and political instability in the main producing regions. This paper proposes a discussion about different secondary recovery projects for a hypothetical mature field subjected to water injection into the reservoir. The reservoir model was built using a numeric black oil simulator, taking into account several heterogeneities associated to real reservoirs, thus being able to predict near-realistic performances. The model was implemented and it was simulated a primary production for 11 years under solution gas drive and weak water influx and gas cap drive mechanisms. During the course of production, reservoir pressure decreased substantially. Five waterflooding projects were suggested as a remedy to restore the reservoir pressure and well productivities. Results were obtained by numerical simulation and compared by the net present value (NPV) economic criteria of project analysis. After the simulation of 36 years of production considering waterflooding, the most attractive project proved to be the five-spot pattern, with a 40% estimated oil recovery and 60 million dollars NPV for a fixed crude oil price of 70 dollars per barrel.

*Keywords:* mature fields, waterflooding, enhanced oil recovery, simulation, economic analysis.

# **1. Introdução**

## **1.1. Motivação**

Atualmente a maior parte do petróleo produzido no mundo é extraída por companhias multinacionais, cujo objetivo é o investimento na busca de novas jazidas de grande porte. Em muitos países, porém, já é ampla a participação de empresas pequenas e médias, chamadas de independentes, na produção e exploração desse recurso natural.

No Brasil, embora esteja no meio do processo de consolidação da abertura do setor petrolífero, a oportunidade para empresas independentes é bastante evidente. Estas empresas estão concentradas nos setores de exploração e produção. Podemos dar um destaque especial aos campos maduros ou marginais, que na maioria das vezes, como não são de grande escala são devolvidos a ANP pelas companhias de grande porte e assim começam a ser postos a venda. Como a presença de empresas independentes é novidade no país sua estratégia inicial é a de que iniciem sua participação extraíndo petróleo em campos maduros e/ou marginais, passando mais tarde para atividades de exploração em novas bacias.

Conforme SOUZA (2002) define-se como campo maduro todo campo de petróleo em estágio avançado de exploração, cuja produção encontra-se em fase declinante. Muitas vezes, tais campos, menos rentáveis, são abandonados, embora ainda contenham um volume razoável de petróleo e/ou gás natural.

Um grande número de campos recém-descobertos não chega a produzir, ou produzem com baixa rentabilidade, porque o petróleo ou o gás natural que contém não é suficiente para que uma empresa de grande porte possa investir na produção. Assim sendo, esses campos são definidos como campos marginais, isto é, campos que estão próximos de atingir seu limite econômico, por qualquer razão técnica ou econômica.

Números econômicos indicam que um modesto aumento de em 1% do fator de recuperação dos campos maduros terrestres brasileiros possa incorporar até 150 milhões de barris de reservas de óleo.

A crescente demanda do petróleo e seus derivados, seu aumento de preços em todo o mundo, só tende acelerar o quadro geral de busca por este produto, vital para a vida da sociedade moderna. As projeções apontam o petróleo como a principal fonte primária de energia para as próximas duas décadas.

Deve-se salientar que a revitalização dos campos maduros e marginais pode gerar grandes benefícios no âmbito social e econômico para as regiões próximas às suas localizações. A reativação desses campos pode contribuir para o desenvolvimento de áreas carentes, através da geração de empregos e oportunidades de serviço, da reativação do comércio e da indústria local.

Dentro deste cenário de favorecimento a implementação de novas tecnologias em campos maduros impulsionada pela alta do preço do barril de petróleo, os métodos terciários e secundários são bastante utilizados como forma de aumentar esses fatores de recuperação. Inicialmente, um reservatório só é capaz de produzir por energia primária e os fatores de recuperação devido a este mecanismo ficam em torno de 15%. Com a utilização de métodos secundários de recuperação e a utilização de técnicas de otimização um reservatório pode aumentar bastante seus volumes recuperados, cerca de 20 % de óleo adicional (CÂMARA, 2004).

Dessa forma vários fatores devem ser observados na implementação de um projeto de recuperação suplementar como a necessidade de conhecer: quais os poços produtores apresentam condição de serem convertidos em injetores; quais poços produtores são passíveis de recompletação; quais poços devem ser fechados (qual a data ideal para o seu fechamento); áreas com potencial para perfuração de novos poços produtores ou injetores (GUIMARÃES *et al.*, 2004). Assim como todos os custos e tributações envolvidos no projeto que são exatamente os pontos principais de estudo deste trabalho.

## **1.2. Objetivos**

Este trabalho tem como objetivo o estudo da viabilidade econômica de um projeto de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração situados em terra através da injeção de água no reservatório. Diversas alternativas para o arranjo dos poços de injeção no campo são sugeridas, testadas e analisadas, resultando na escolha do melhor projeto de recuperação. O objetivo foi estudar a viabilidade técnica e econômica da utilização de um mecanismo de produção secundário usada em alta escala no mundo, e cujos custos de implementação e de operação são reduzidos. Os custos de investimento estão baseados na transformação dos poços produtores em injetores, e não

há uma nova reconfiguração da malha de produção. Dessa forma os custos do projeto de revitalização são bastante reduzidos.

Como estudo de caso é utilizado um modelo de reservatório desenvolvido com um grande número de heterogeneidades visando a uma reprodução mais precisa das condições existentes em campos reais. Este campo hipotético produziu durante onze anos com energia natural e apresenta, no fim de 2008, as características comuns de campos maduros e depletados.

A implementação e a previsão do desempenho dos projetos de injeção sugeridos neste trabalho foram obtidas através de simulação numérica, assim como o histórico de produção do campo até o momento do início da injeção de água. As simulações e o modelo de reservatório foram desenvolvidos no simulador “*Black Oil*” IMEX da CMG™.

A previsão da produção de óleo não fornece subsídios suficientes para a tomada de decisão do projeto mais atrativo. A análise econômica é fundamental, pois leva em consideração todas as receitas, custos e despesas associados a cada projeto, além da equivalência de valores monetários em diferentes datas. O objetivo principal deste trabalho é estudar e comparar a atratividade econômica dos projetos de injeção de água simulados. Para isso, leva em consideração as produções diferenciais em relação à produção primária (que o campo teria caso não fosse instalado um programa de recuperação suplementar), deduções das participações governamentais, custos operacionais (OPEX), custos de investimento (CAPEX) e os impostos.

## **2. Revisão Bibliográfica**

### **2.1. Engenharia e Simulação de Reservatórios**

#### **2.1.1. Produção Primária**

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 pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. No processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem 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 do decréscimo de pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade dos poços (ROSA *et al.*, 2006).

O Fator de recuperação médio global está estimado em 35%. A produção adicional a este valor vai depender da utilização de tecnologias adequadas, viabilidade econômica e estratégias de gerenciamento do reservatório (NAVEIRA, 2007).

#### **2.1.2. Métodos de Recuperação Suplementar**

A quantidade de óleo que pode ser retirada de um reservatório unicamente às custas de sua energia natural é chamada de recuperação primária. Por outro lado, recuperação secundária é a quantidade adicional de óleo obtida por suplementação de energia primária com energia secundária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente. Por extensão chama-se também de recuperação secundária às operações de manutenção de pressão. Os objetivos básicos dos métodos de recuperação secundária são o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção (ROSA *et al.*, 2006). Como métodos mais comuns de recuperação secundária são utilizadas as injeções de água e /ou gás.

Após a fase de recuperação secundária são utilizados os métodos terciários de recuperação. De acordo com THOMAS, 2001 essa nomenclatura não era suficientemente clara e causava confusão. Com o passar do tempo, as expressões secundárias e terciárias perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. Assim, recuperação secundária passou a designar injeção de água ou gás, e recuperação terciária passou a nomear os demais processos.

Nas últimas décadas os métodos de recuperação secundária passaram a ser designados de métodos convencionais de recuperação e os terciários como métodos EOR (na literatura inglesa *enhanced oil recovery*, métodos de recuperação avançados). Nos últimos anos o termo EOR tem sido substituído pelo termo IOR (*improved oil recovery*). A diferença entre os dois termos está em que além de englobar o termo EOR esta nova nomenclatura leva em consideração outras técnicas de recuperação de óleo como a utilização de sísmica 3D, adensamento de malhas, perfuração de poços direcionais entre outras técnicas cujo objetivo é a exploração de óleo adicional da jazida.

### **2.1.3. Injeção de água**

Baseados na idéia de que baixas injeções eram resultados de baixas pressões no reservatório, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão por meio de um fluido cujas finalidades eram deslocar o fluido resistente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este (THOMAS, 2001).

Um projeto de injeção de fluidos para recuperação adicional de óleo pode ser realizado de diversas maneiras, variando com alto grau de liberdade na escolha da disposição dos poços produtores e injetores ao longo da área do reservatório. A seleção de um esquema de injeção apropriado deve ser feita levando em consideração a viabilidade técnica e econômica do projeto, além das características físicas do meio poroso e dos fluidos *in situ*. Esta escolha deve proporcionar o maior incremento da produção e ao mesmo tempo compensar os investimentos e custos associados.

Um programa de recuperação suplementar através da injeção de água pode contemplar tanto a perfuração de novos poços quando a conversão de poços produtores previamente existentes no campo. Uma extensa variedade de esquemas de injeção já foi aplicada com sucesso em campos de petróleo ao redor do mundo. A literatura organiza estes esquemas em duas categorias principais: injeção periférica e injeção em malhas.

A injeção periférica tem aplicação típica em reservatórios de estrutura anticlinal ou reservatória inclinada. O conceito básico por trás desta técnica resume-se em tentar reproduzir o comportamento de um reservatório com mecanismo de influxo de água e/ou capa de gás (ROSA *et al.*, 2006). Uma característica interessante da injeção periférica é permitir a conversão de poços produtores em injetores com o passar do tempo, na medida em que o contato óleo/água for avançando. Outra particularidade está no seu alto desempenho com os menores volumes de água recuperáveis, quando comparada com os outros casos.

Na injeção em malhas, os poços produtores e injetores estão regularmente espaçados, seguindo um padrão regular. O fluido deslocante é injetado na própria zona de óleo, alterando drasticamente a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no reservatório (ROSA *et al.*, 2006). Dois tipos de malhas presentes na literatura técnica são viáveis de serem aplicadas no modelo de reservatório estudado neste artigo, levando em consideração os poços produtores previamente existentes: injeção em linha direta e malha “*five-spot*”. Na injeção em linha direta, os poços de injeção e produção são dispostos alternadamente e o padrão é caracterizado por dois parâmetros constantes: distância entre os poços do mesmo tipo e distância entre as linhas de injetores e produtores. Já na malha “*five-spot*”, apesar de ainda estarem em linha, os poços estão lateralmente defasados por uma distância igual à metade da distância entre os poços do mesmo tipo. Sua malha básica consiste em um quadrado com poços injetores nas pontas e um produtor do centro. A figura 1, a figura 2 e a figura 3 ilustram os esquemas de injeção em linha direta, linhas esconsas e *Five-spot* respectivamente..

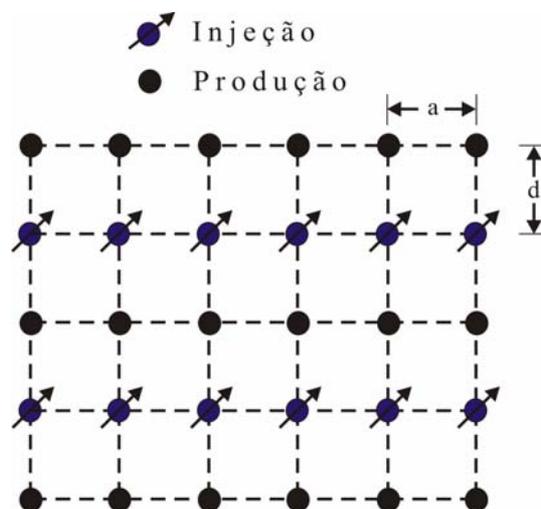


Figura 1: Esquema de injeção Linha direta, retirado de (MARSILI,2008).

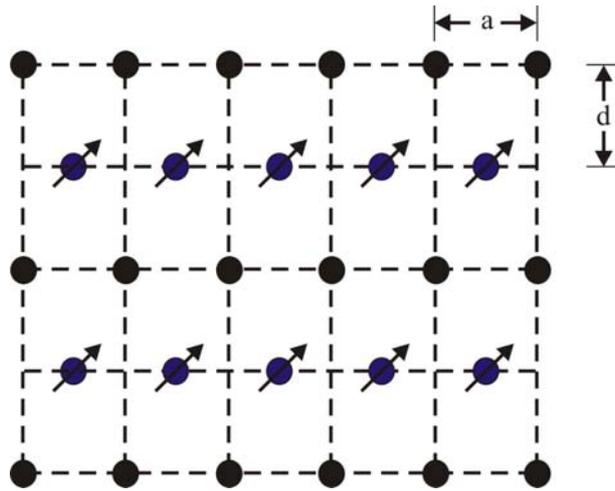


Figura 2: injeção em linhas esconsas, retirado (MARSILI, 2008).

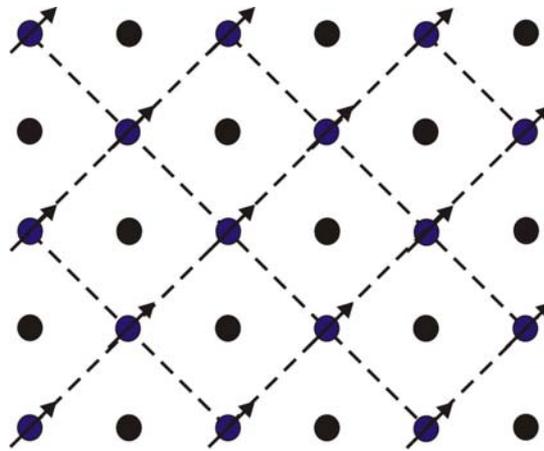


Figura 3: injeção *five-spot*, retirado de (MARSILI, 2008).

#### 2.1.4. Simulação de Reservatórios

Uma das principais tarefas da engenharia de reservatórios é a elaboração de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento de campos produtores visando atingir um objetivo pré-estabelecido, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas. A solução deste problema é função das características geológicas do reservatório e do sistema de produção do campo. Ambos apresentam um elevado número de variáveis que influenciam a tomada de decisão: propriedades da rocha e dos fluidos, número de poços, espaçamento entre poços (posicionamento), condições de operação, sistema de injeção de fluidos para recuperação suplementar, número de sondas, etc. Devido a este número muito grande de variáveis não é possível analisar

todas as combinações possíveis, mas podem-se estabelecer critérios e metodologia de análise do problema que possibilitam a obtenção de soluções bastante satisfatórias.

A complexidade dos reservatórios reais e a conseqüente dificuldade de modelar o problema com precisão através de modelos analíticos fazem com que seja necessária a utilização da simulação numérica que permite obter uma previsão do comportamento do reservatório, com base em um modelo geológico previamente construído utilizando-se diversos parâmetros gerados durante a caracterização do campo. O uso da simulação numérica é muito adequado para o planejamento de estratégias para campos em estágio inicial de desenvolvimento e a reestruturação de estratégias para campos já em produção. Deste modo, é possível elaborar técnicas que capacitam o engenheiro a escolher melhores estratégias de recuperação, que promoverão um aumento no seu fator de recuperação tornando-o mais rentável. O simulador deve ser parte do cálculo da função-objetivo que representa matematicamente o objetivo final do projeto e é calculada com base em uma análise econômica que considera os dados de produção gerados por meio de simulação (MEZZOMO, 2001).

Nessa categoria estão classificadas as ferramentas numérico-computacionais desenvolvidas para auxiliar nos estudos de reservatórios. Nesses métodos o reservatório é representado de forma mais ampla, considerando-se a distribuição espacial da rocha; do fluido; e das propriedades rocha-fluido. A representação do reservatório é feita por meio de um modelo de fluxo, que o subdivide em células, denominadas “*grid*” de simulação. Os procedimentos que o simulador utiliza são semelhantes aos da Equação de Balanço de Materiais, sendo ainda introduzidas informações geológicas e geofísicas, dados de rocha, dados de fluido, propriedades rocha-fluido, etc. As primeiras iterações do simulador servem para calibrá-lo de acordo com o histórico de produção. Quando essa “calibragem” é considerada “razoável”, o simulador é considerado em condições de ser utilizado na previsão do comportamento futuro do reservatório.

A grande diferença entre esse método e o da Equação de Balanço de Materiais consiste no seguinte: na EBM uma única equação é utilizada para representar todo o reservatório, como se ele tivesse propriedades homogêneas; na simulação, por outro lado, o reservatório é mais bem representado, uma vez que é subdividido em células, sendo possível atribuir a cada uma delas propriedades diferentes, traduzindo assim a heterogeneidade natural do reservatório. Além disso, dentro dos modelos computacionais é possível resolver de forma simultânea um enorme conjunto de

equações, que traduzem o escoamento em meio poroso, e também obter mais rapidamente os resultados em função do tempo.

Os simuladores garantem maior flexibilidade e permitem ao engenheiro de reservatório colocar maior sofisticação em seus cálculos, calibrando melhor os planos de desenvolvimento do campo e garantido a melhor recuperação possível, via otimização de produção e valor presente líquido (VPL). No entanto, é preciso que não se perca o domínio do universo de métodos existentes, uma vez que são eles que conferem ao profissional a sensibilidade necessária para a utilização ótima das ferramentas computacionais (MORSE, 2006).

## **2.2. Conceitos de Análise Econômica**

### **2.2.1. Conceitos básicos**

#### **2.2.1.1. Juros**

Receber uma quantia hoje ou no futuro não é, evidentemente, a mesma coisa. Em princípio, uma unidade monetária hoje é preferível à mesma unidade monetária disponível amanhã. Postergar uma reentrada de caixa (recebimento) por certo tempo envolve um sacrifício, o qual deve ser pago mediante uma recompensa, definida pelos juros (NETO *et al.*, 2003).

As taxas de juros devem ser eficientes de maneira a remunerar:

- a) O risco envolvido na operação (empréstimo ou aplicação), representado genericamente pela incerteza com relação ao futuro;
- b) A perda do poder de compra do capital motivada pela inflação. A inflação é um fenômeno que corrói o capital, determinado um volume cada vez menor de compra com o mesmo montante;
- c) O capital emprestado/aplicado. Os juros devem gerar um lucro (ou ganho) ao proprietário do capital como forma de compensar a sua privação por determinado período de tempo. Este ganho é estabelecido basicamente em função das diversas outras oportunidades de investimento e definido por custo de oportunidade.

### **2.2.1.2. Taxas de Juros**

A taxa de juros é o coeficiente que determina o valor do juro, isto é, a remuneração do fator capital utilizado durante certo período de tempo.

As taxas de juros se referem a uma unidade de tempo (mês, semestre, ano etc.) e podem ser representadas equivalentemente de duas maneiras: taxa percentual e taxa unitária:

A taxa percentual refere-se aos “centos” do capital, ou seja, o valor dos juros para cada centésima parte do capital.

A taxa unitária centra-se na unidade de capital. Reflete o rendimento de cada unidade de capital em certo período de tempo (NETO, 2003).

### **2.2.1.3. Montante**

Chamamos de montante de uma aplicação (ou de empréstimo) à soma do capital com o juro obtido pela aplicação (ou pago pelo empréstimo) (HAZZAN *et al.*, 1993).

$$M = C + J \tag{1}$$

Onde J indica o juro obtido no período a que se refere à taxa:

$$J = Ci \tag{2}$$

### **2.2.2. Critérios de Capitalização de Juros**

Os critérios de capitalização demonstram como os juros são formados e sucessivamente incorporados ao capital no decorrer do tempo. Nesta conceituação podem ser identificados dois regimes de capitalização dos juros: simples (ou linear) e composto (ou exponencial).

O regime de capitalização simples comporta-se como se fosse uma progressão aritmética (PA), crescendo os juros de forma linear ao longo do tempo. Este critério, os

juros somente incidem sobre o capital inicial de operação, não se registrando juros sobre o saldo dos juros acumulados.

O regime de capitalização composto incorpora ao capital não somente os juros referentes a cada período, mas também os juros sobre os juros acumulados até o momento anterior. É um comportamento equivalente a uma progressão geométrica (PG) no qual os juros incidem sempre sobre o saldo apurado no início do período correspondente (e não unicamente sobre o capital inicial).

### 2.2.3. Juros Simples

Considerando um capital  $C$ , aplicado a juros simples e à taxa  $i$ , durante  $n$  períodos de tempo (períodos referentes à taxa). Vamos deduzir a fórmula dos juros após  $n$  períodos de aplicação (HAZZAN *et al.*, 1993):

Juros após 1 período:

$$J1 = Ci \tag{3}$$

Juros após 2 períodos:

$$J2 = Ci + Ci = 2Ci \tag{4}$$

Juros após 3 períodos:

$$J3 = Ci + Ci + Ci = 3Ci \tag{5}$$

Juros após  $n$  períodos:

$$Jn = Ci + Ci + \dots + Ci = nCi \tag{6}$$

Portanto podemos deduzir que:

$$J = Cin \quad (7)$$

#### 2.2.4. Juros Compostos

Consideremos um capital  $C$ , uma taxa de juros  $i$  e calculemos o montante obtido a juros compostos, após  $n$  períodos de tempo (HAZZAN *et al.*, 1993):

Montante após um período:

$$M1 = C + Ci = C(1 + i)^1 \quad (8)$$

Montante, após 2 períodos:

$$M2 = M1 + M1i = M1(1 + i) = C(1 + i)^2 \quad (9)$$

Montante, após 3 períodos:

$$M3 = M2 + M2*i = M2(1 + i)^3 \quad (10)$$

É fácil perceber, por generalização, que após  $n$  períodos o montante será:

$$Mn = C(1 + i)^n \quad (11)$$

#### 2.2.5. Fluxos de Caixa

Um fluxo de caixa representa uma série de pagamentos ou recebimentos que se estima ocorrer em determinado intervalo de tempo.

O fluxo de caixa de uma operação é uma representação esquemática muito útil na resolução de problemas. Basicamente, consta de um eixo horizontal onde é marcado o tempo, a partir de um instante inicial; a unidade de tempo pode ser qualquer (ano, mês,

dia, etc.). As entradas de dinheiro num determinado instante são indicadas por setas perpendiculares ao eixo horizontal, no instante considerado e orientadas para cima; as saídas de dinheiro são indicadas da mesma forma, só que a orientação das setas é para baixo (HAZZAN *et al.*, 1993).

#### **2.2.5.1. Modelo Padrão**

Os fluxos de caixa podem ser representados sob diferentes formas e tipos, exigindo cada um deles um tratamento específico em termos de formulações.

Esquemáticamente, os fluxos de caixa são identificados com base na seguinte classificação (NETO, 2003):

1. Período de Ocorrência: Postecipados, antecipados e Diferidos.
2. Periodicidade: Periódicos.
3. Duração: Limitados (Finitos) e Indeterminados (Indefinidos).
4. Valores: Constantes e Variáveis.

O modelo padrão de um fluxo de caixa, conforme grifado no esquema acima, é verificado quando os termos de uma sucessão de pagamentos ou recebimentos apresentam, ao mesmo tempo, as seguintes classificações:

- a) Postecipados: indica que os fluxos de pagamentos ou recebimentos começam a ocorrer ao final do primeiro intervalo de tempo. Por exemplo, não havendo carência, a prestação inicial de um financiamento é paga ao final do primeiro período do prazo contratado, vencendo as demais em intervalos seqüenciais.
- b) Limitados: o prazo total do fluxo de caixa é conhecido a priori, sendo finito o número de termos (pagamentos e recebimentos).
- c) Constantes: indica que os valores dos termos que compõem o fluxo de caixa são iguais entre si.
- d) Periódicos: é quando os intervalos entre os termos do fluxo são idênticos entre si. Ou seja, o tempo entre um fluxo e outro é constante.

Graficamente o fluxo de caixa uniforme (padrão) é representado da forma seguinte:

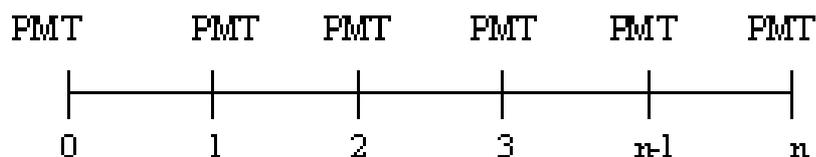


Figura 4: Fluxo de caixa uniforme representado de maneira gráfica

Observe que a estrutura desse fluxo obedece à classificação-padrão apresentada anteriormente:

- O PMT inicial ocorre em  $n = 1$ ; postecipado;
- A diferença entre a data de um termo e outro é constante: periódico;
- O prazo do fluxo é preestabelecido (fixo), apresentando  $n$  períodos: limitado ou finito;
- Os valores do PMT são uniformes (iguais): constantes;

#### 2.2.5.2. Equivalência Financeira e Fluxos de Caixa

Diz-se que dois ou mais fluxos de caixa são equivalentes quando produzem idênticos valores presentes num mesmo momento, convencionando-se determinada taxa de juros.

A equivalência de dois ou mais capitais, para determinada taxa de juros, ocorre em qualquer data tomada como referência. Alternando-se a taxa, a equivalência evidentemente deixa de existir, dado que o conceito depende da taxa de juros (NETO *et al.*, 2003)..

#### 2.2.6. Taxa Interna de Retorno – IRR (*Internal Rate of Return*)

A taxa interna de retorno (NETO, 2003) é a taxa de juros (desconto) que iguala, em determinado tempo, o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) previstas de caixa. Geralmente, adota-se a data de início da operação – momento zero – como a data focal da comparação dos fluxos de caixa.

Define-se a taxa de retorno como a que resulta em um VPL nulo. Em geral, a decisão utilizando a taxa interna de retorno está alinhada com o VPL (SOUZA, 2002).

Normalmente, o fluxo de caixa ao momento zero (fluxo de caixa inicial) é representado pelo valor do investimento, ou empréstimo ou financiamento; os demais fluxos de caixa indicam os valores das receitas ou prestações.

Nessas condições, a identidade de cálculo da taxa interna de retorno é identificada da forma seguinte:

$$FC0 = \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (12)$$

$$FC0 = \sum \frac{FCj}{(1+i)^j} \quad (13)$$

onde:  $FC0$  é o valor de fluxo de caixa no momento zero (recebimento – empréstimo, ou pagamento – investimento),  $FCj$  são os fluxos previstos de entradas ou saídas de caixa em cada período de tempo e  $i$  é a taxa de desconto que iguala, em determinada data, as entradas com as saídas previstas de caixa. Em outras palavras,  $i$  representa a taxa interna de retorno.

Considerando-se que os valores de caixa ocorrem em diferentes momentos, é possível concluir que o método da IRR, ao levar em conta o valor do dinheiro no tempo, expressa na verdade a rentabilidade se for uma aplicação, ou custo, no caso de um empréstimo ou financiamento, do fluxo de caixa.

### **2.2.7. Valor Presente Líquido – NPV**

O método do valor presente líquido (NETO, 2003) para análise dos fluxos de caixa é obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios (ou pagamentos) previstos de caixa, e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor do investimento, do empréstimo ou do financiamento). A identidade de cálculo do NPV é expressa da forma seguinte:

$$NPV = \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} - FC \quad (14)$$

$$FC0 = \sum \frac{FCj}{(1+i)^j} - FC0 \quad (15)$$

onde  $FCj$  representa o valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo e  $FC0$  é o fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial), podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento.

Comparativamente, ao método da IRR, o valor presente líquido exige a definição prévia da taxa de desconto a ser empregada na atualização dos fluxos de caixa. Na verdade, o NPV não identifica diretamente a taxa de rentabilidade (ou custo) da operação financeira; ao descontar todos os fluxos de entradas e saídas de caixa por uma taxa de desconto mínima aceitável, o NPV denota, em última análise, o resultado econômico da alternativa financeira expressa em moeda atualizada.

O NPV é caracteristicamente referenciado ao momento inicial (data zero).

De acordo com SOUZA (2002), define-se como valor presente líquido de um projeto (VPL), o somatório dos valores de entrada e saída do fluxo de caixa de um projeto, descontado a uma taxa mínima de atratividade. É importante acrescentar que o valor tempo do dinheiro é um complicador para a tomada de decisão para alguns gerentes, e o valor presente líquido do projeto é uma tentativa para resolver esse tipo de problema. Pode-se determinar o VPL pela seguinte equação:

$$VPL = \frac{R1}{(1-i)^1} + \frac{R2}{(1-i)^2} + \dots + \frac{Rn}{(1-i)^n} - C \quad (16)$$

onde  $R$  é o retorno anual (somatório de fluxos de caixa para o ano 1, 2, ..., n),  $n$  é o tempo do projeto,  $i$  é a taxa de desconto e  $C$  é o investimento inicial.

### 2.2.8. Projetos Mutuamente Exclusivos

Ao se considerar a comparação com alternativas de investimento não independentes, podem ocorrer situações conflitantes, não revelando os métodos de análise a mesma indicação econômica. As razões que explicam essa divergência dos métodos são: disparidade de tamanho dos investimentos e diferenças com relação à evolução dos fluxos ao longo do tempo.

A TIR apresenta problemas devido às diferenças de escala entre os fluxos de caixa e à distribuição distinta dos mesmos no tempo. Desta forma, para avaliar alternativas de investimento mutuamente excludentes deve-se usar o enfoque do VPL (ROSS *et al.*, 2002).

## **2.3. Tributações e Outras Obrigações**

### **2.3.1. Introdução**

Como o projeto trata da análise econômica de vários projetos de revitalização, todas as tributações e obrigações que onerem o projeto devem ser analisadas a fim de torná-lo viável economicamente. Os impostos representam uma grande parcela dos gastos de uma empresa petrolífera e esta parte do estudo pretende analisá-los de forma a descobrir as parcelas a serem aplicadas ao caso específico.

Essas tributações serão divididas em Participações Governamentais e de Terceiros, Impostos diretos e Impostos Indiretos. As participações Governamentais incidem exclusivamente nas atividades e E&P, enquanto os demais componentes do regime fiscal se aplicam a todas as empresas brasileiras, embora muitas vezes tenham tratamento diferenciado quando incidentes na indústria do petróleo.

As Participações Governamentais e de terceiros englobam os valores a serem pagos de royalties, participação especial, bônus de assinatura, pagamento de ocupação ou retenção de área e pagamento do proprietário de terra. Os impostos diretos correspondem ao pagamento do imposto de renda de pessoa jurídica (IRPJ) e pagamento da contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL).

Os tributos indiretos são incidentes nos investimentos e serviços utilizados pelas empresas nos projetos de E&P, neste caso específico investimentos para o desenvolvimento das jazidas (CAPEX) e nos gastos inerentes a sua produção (OPEX).

A figura 5 mostra um esquema de todos os impostos considerados na indústria do petróleo.

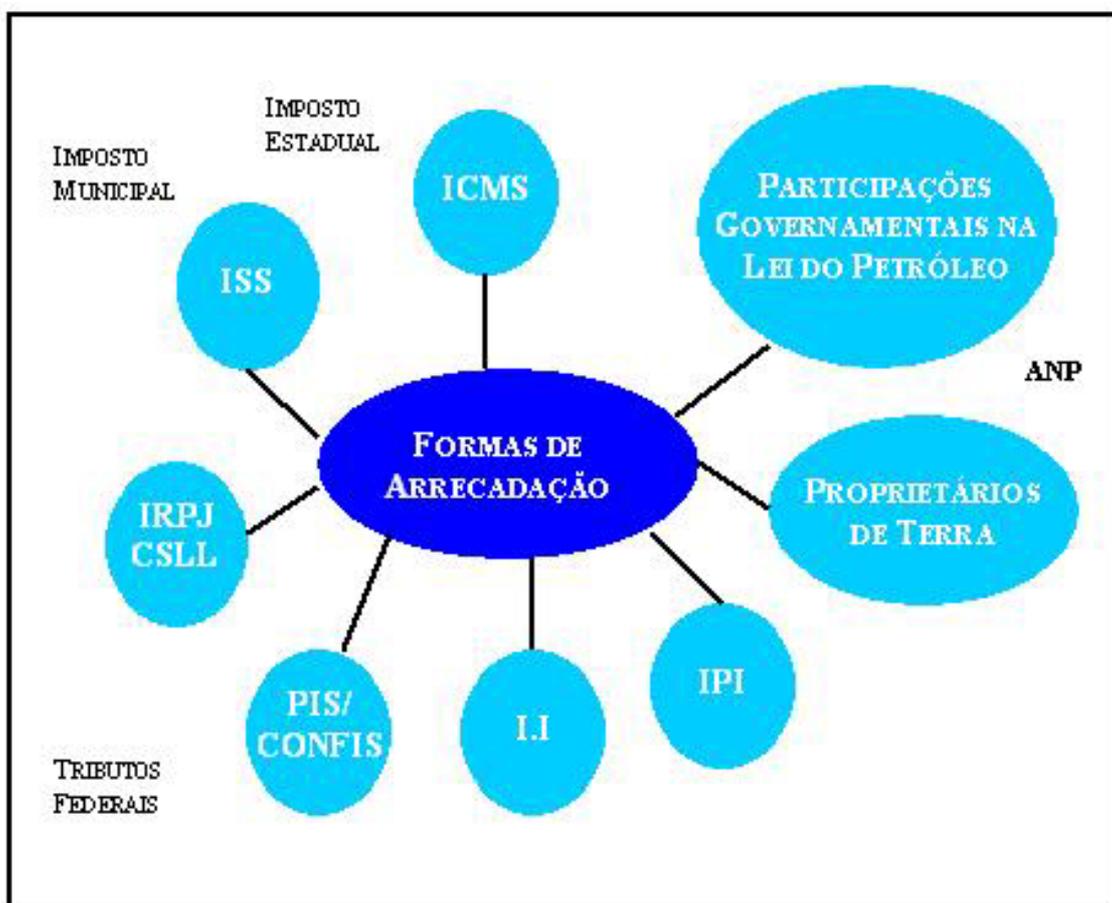


Figura 5: Impostos incidentes nas atividades petrolíferas, fonte: Tributações e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo. (GUTMAN, 2008).

### 2.3.2. Participações Governamentais e de Terceiros

Participações governamentais são pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, conforme previsto na Lei 9.478/97. Incluem bônus de assinaturas, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. O Decreto nº2.705/98 estabelece os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

#### 2.3.2.1. Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação.

O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

### **2.3.2.2. Royalties**

Royalties são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural no território brasileiro e são distribuídos aos Estados, Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica.

LEI Nº 9.478, DE 6.8.1997

**Art. 47.** Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º. Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º. Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º. A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário será incluída no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.

**Art. 48.** A parcela do valor do royalty, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro 1989.

Lei nº 7.990 / 1989

**Art. 7º.** O art. 27 e seus §§ 4º e 6º, da Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953, alterada pelas Leis nº 3.257, de 02 de setembro de 1957, nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e nº 7.529, de 22 de julho de 1986, passam a vigorar com a seguinte redação:

"Art 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, obedecidos os seguintes critérios:

I - 70% (setenta por cento) aos Estados produtores;

II - 20% (vinte por cento) aos Municípios produtores;

III - 10% (dez por cento) aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural.

Os royalties, que incidem sobre a produção mensal do campo produtor, são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados para a Secretaria do Tesouro Nacional – STN, até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção.

A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP de acordo com o estabelecido pelas Leis nº9.478/97 e nº 7.990/89, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/98 e nº 01/91. A partir da Lei nº 9.478/97, a alíquota dos royalties passou de 5% para até 10% da produção, podendo ser reduzida a um mínimo de 5%, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes.

### **2.3.2.3. Participação Especial**

A participação especial, prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto 2.705/1998.

Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478/1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Decreto 2.705/1998,

§ 1º. No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Tabela 1: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 1º ano

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------	------------------------

Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

onde RLP é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais e VPF é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

§ 2º. No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Tabela 2: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 2º ano

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 3º. No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Tabela 3: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 3º ano

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 4º. Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Tabela 4: Volume Produção Trimestral – Participação Especial 4º ano

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)</b>	<b>Alíquota (em %)</b>
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	$150 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times RLP \div VPF$	40

Quarenta por cento (40%) dos recursos da participação especial são transferidos ao Ministério de Minas e Energia, dos quais 70% são destinados ao financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicada à prospecção de combustíveis fósseis, promovidos pela ANP e pelo MME; 15% para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético; e 15% para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional.

Dos recursos restantes da participação especial, 10% são destinados ao Ministério do Meio Ambiente; 40% aos Estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção; e 10% aos Municípios produtores ou confrontantes.

#### **2.3.2.4. Ocupação ou Retenção de Áreas**

Decreto 2.705/98 - Artigo 28º:

O edital e o contrato de concessão disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 3º. Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

#### **2.3.2.5. Proprietários de Terra**

Lei 9.478/97 - Artigo 52º:

O pagamento aos proprietários de terra é uma participação, paga mensalmente, equivalente a um percentual de um por cento da produção de petróleo ou gás natural realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do campo.

### **2.3.3. Impostos Diretos**

#### **2.3.3.1. Imposto de Renda – Pessoa Jurídica**

São contribuintes do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ):

I – as pessoas jurídicas;

II – as empresas individuais.

As disposições tributárias do IR aplicam-se a todas as firmas e sociedades, registradas ou não.

As entidades submetidas aos regimes de liquidação extrajudicial e de falência sujeitam-se às normas de incidência do imposto aplicáveis às pessoas jurídicas, em relação às operações praticadas durante o período em que perdurarem os procedimentos para a realização de seu ativo e o pagamento do passivo (Lei 9.430/96, art. 60).

As empresas públicas e as sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, são contribuintes nas mesmas condições das demais pessoas jurídicas (Constituição Federal, art. 173 § 1º).

As Pessoas Jurídicas, por opção ou por determinação legal, são tributadas por uma das seguintes formas:

a) Simples.

- b) Lucro Presumido.
- c) Lucro Real.
- d) Lucro Arbitrado.

A base de cálculo do imposto, determinada segundo a lei vigente na data de ocorrência do fato gerador, é o lucro real, presumido ou arbitrado, correspondente ao período de apuração.

Como regra geral, integram a base de cálculo todos os ganhos e rendimentos de capital, qualquer que seja a denominação que lhes seja dada, independentemente da natureza, da espécie ou da existência de título ou contrato escrito, bastando que decorram de ato ou negócio que, pela sua finalidade, tenha os mesmos efeitos do previsto na norma específica de incidência do imposto.

O imposto será determinado com base no lucro real, presumido ou arbitrado, por períodos de apuração trimestrais, encerrados nos dias 31 de março, 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano-calendário. À opção do contribuinte, o lucro real também pode ser apurado por período anual.

Nos casos de incorporação, fusão ou cisão, a apuração da base de cálculo e do imposto devido será efetuada na data do evento.

Na extinção da pessoa jurídica, pelo encerramento da liquidação, a apuração da base de cálculo e do imposto devido será efetuada na data desse evento.

A pessoa jurídica, seja comercial ou civil o seu objeto, pagará o imposto à alíquota de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento.

O disposto neste item aplica-se, inclusive, à pessoa jurídica que explore atividade rural.

A parcela do lucro real que exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento).

O adicional aplica-se, inclusive, nos casos de incorporação, fusão ou cisão e de extinção da pessoa jurídica pelo encerramento da liquidação.

O disposto neste item aplica-se, igualmente, à pessoa jurídica que explore atividade rural.

O adicional de que trata este item será pago juntamente com o imposto de renda apurado pela aplicação da alíquota geral de 15%.

### **2.3.3.2. Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL**

Aplicam-se à CSLL (Lei nº 7.689, de 1988) as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação em vigor (Lei nº 8.981, de 1995, art. 57).

A partir do Ano-Calendário 2000 a alíquota da CSLL é de:

- a.1) 12% (doze por cento) para os fatos geradores ocorridos no mês de janeiro de 2000;
- a.2) 9% (nove por cento) para os fatos geradores ocorridos a partir de 1º de fevereiro de 2000 até 31 de dezembro de 2000 (MP nº 1.859-10, de 1999, e reedições; MP 1.991-12, de 1999, art. 6º, II, e reedições).

### **2.3.3.3. PIS/CONFIS - Programas de Integração Social / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social**

Lei 9.718/98 – Artigo 1º:

Aplica-se no âmbito da legislação tributária federal, relativamente às contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS.

Como são calculadas a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins na comercialização de derivados de petróleo:

A receita bruta auferida com a venda de derivados de petróleo, pelas pessoas jurídicas que não optaram pelo regime especial de apuração e pagamento das contribuições, previsto no art. 23 da Lei 10.865, de 2004 (tributação por unidade de produto), está sujeita à incidência das alíquotas diferenciadas (Tributação Monofásica) da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins.

Assim sendo, as referidas contribuições devem ser calculadas da seguinte forma:

I - no caso de vendas efetuadas por produtores, encomendantes ou importadores, às alíquotas de:

a) 5,08% (cinco inteiros e oito centésimos por cento) e 23,44% (vinte e três inteiros e quarenta e quatro centésimos por cento), para gasolinas e suas correntes, exceto gasolina de aviação e para nafta petroquímica destinada a formulação de gasolina.

b) 4,21% (quatro inteiros e vinte e um centésimos por cento) e 19,42% (dezenove inteiros e quarenta e dois centésimos por cento), para óleo diesel e suas correntes e para nafta petroquímica destinada a formulação de óleo diesel.

c) 10,2% (dez inteiros e dois décimos por cento) e 47,4% (quarenta e sete inteiros e quatro décimos por cento), para gás liquefeito de petróleo (GLP), derivado de petróleo e de gás natural.

d) 5% (cinco por cento) e 23,2% (vinte e três inteiros e dois décimos por cento), para querosene de aviação;

e) 1,65% e 7,6%, respectivamente, sobre a receita bruta decorrente das demais atividades.

II - no caso de vendas de nafta petroquímica efetuadas por produtores ou importadores às centrais petroquímicas, as contribuições serão calculadas às alíquotas de 1% e 4,6%, respectivamente:

III - no caso de vendas de gasolinas, exceto gasolina de aviação, óleo diesel e gás liquefeito de petróleo (GLP), derivado de petróleo e de gás natural, efetuadas por distribuidores ou comerciantes varejistas, a alíquota de 0% (zero por cento).

A Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins não incidem sobre a receita bruta auferida nas operações de venda de querosene de aviação por pessoa jurídica não enquadrada na condição de industrial ou importador.

As alíquotas incidentes sobre a receita bruta auferida pelos produtores ou importadores de nafta petroquímica, com a venda desse produto às centrais petroquímicas, mencionadas no item II, aplica-se a partir de 1º de março de 2006 (antes desta data, estas receitas estão sujeitas à alíquota zero).

A partir de 1º de março de 2006, na hipótese de industrialização por encomenda de gasolinas, exceto gasolina de aviação, óleo diesel e gás liquefeito de petróleo – GLP derivado de petróleo e de gás natural, a receita bruta auferida pela pessoa jurídica executora da encomenda está sujeita a incidência das contribuições às alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente. Antes desta data, estas receitas estavam sujeitas à alíquota zero.

### **2.3.4. Impostos Indiretos**

Os impostos indiretos são cobrados em todo o projeto sobre os gastos de exploração, os investimentos no desenvolvimento do campo e nos custos operacionais. Compõem os impostos indiretos o Imposto sobre Serviços (ISS), Imposto sobre Circulação sobre Mercadorias (ICMS) e o Imposto sobre Movimentações Financeiras (IOF).

#### **2.3.4.1. ISS – Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza**

O Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza, de competência dos Municípios e do Distrito Federal, tem como fato gerador a prestação de serviços constantes da lista anexa à Lei Complementar 116/2003, ainda que esses não se constituam como atividade preponderante do prestador.

O ISS até 31.07.2003 foi regido pelo DL 406/1968 e alterações posteriores. A partir de 01.08.2003, o ISS é regido pela Lei Complementar 116/2003.

O serviço considera-se prestado e o imposto devido no local do estabelecimento prestador ou, na falta do estabelecimento, no local do domicílio do prestador, exceto nas hipóteses previstas nos itens I a XXII do art. 3 da Lei Complementar 116/2003.

Anteriormente a edição da LC 116/2003, o STJ manifestou entendimento jurisprudencial que o local de recolhimento do ISS é onde são prestados os serviços. Leia a jurisprudência do Acórdão STJ 252.114-PR.

A Emenda Constitucional 37/2002, em seu artigo 3, incluiu o artigo 88 ao Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, fixando a alíquota mínima do ISS em 2% (dois por cento), a partir da data da publicação da Emenda (13.06.2002).

A alíquota mínima poderá ser reduzida para os serviços a que se referem os itens 32, 33 e 34 da Lista de Serviços anexa ao Decreto-Lei nº 406, de 31 de dezembro de 1968.

A alíquota máxima de incidência do ISS foi fixada em 5% pelo art. 8, II, da Lei Complementar 116/2003.

O ISS não incide sobre as exportações de serviços para o exterior do País.

Nota: são tributáveis os serviços desenvolvidos no Brasil, cujo resultado aqui se verifique, ainda que o pagamento seja feito por residente no exterior.

#### **2.3.4.2. ICMS – Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços**

O ICMS (imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação) é de competência dos Estados e do Distrito Federal.

Sua regulamentação constitucional está prevista na Lei Complementar 87/1996 (a chamada “Lei Kandir”), alterada posteriormente pelas Leis Complementares 92/97, 99/99 e 102/2000.

#### **2.3.4.3. IOF – Imposto Sobre Operações de Crédito**

O Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguros (IOF, que incide sobre *operações de crédito, de câmbio e seguro e operações relativas a títulos e valores mobiliários*) é um imposto brasileiro. É um imposto federal, ou seja, somente a União tem competência para instituí-lo (Art.153, V, da Constituição Federal).

O fato gerador do IOF ocorre em um dos seguintes momentos:[1]

- nas operações relativas a títulos mobiliários quando da emissão, transmissão, pagamento ou resgate destes títulos
- nas operações de câmbio, na efetivação do pagamento ou quando colocado à disposição do interessado
- nas operações de seguro, na efetivação pela emissão de apólice ou recebimento do prêmio

- nas operações de crédito, quando da efetivação de entrega parcial ou total do valor que constitui o débito, ou quando colocado à disposição do interessado (neste item inclui-se o IOF cobrado quando do saque de recursos colocados em aplicação financeira, quando resgatados em menos de 30 dias)

Os contribuintes do imposto são as partes envolvidas nas operações.

As alíquotas utilizadas podem ser fixas, variáveis, proporcionais, progressivas ou regressivas.

A base de cálculo depende da operação:

- Nas operações de crédito, é o montante da obrigação.
- Nas operações de seguro, é o montante do prêmio.
- Nas operações de câmbio, é o montante em moeda nacional.
- Nas operações relativas a títulos e valores mobiliários, é o preço ou o valor nominal ou o valor de cotação na Bolsa de Valores.

A principal função do IOF é ser um instrumento de manipulação da política de crédito, câmbio, seguro e valores imobiliários. Como exemplo de que isso é real, temos o caso do IOF sobre rendimentos obtidos em aplicações financeiras: a partir do primeiro dia da aplicação, a alíquota do IOF vai diminuindo progressivamente, até zerar no 30º dia.

#### **2.3.4.4. II – Imposto de Importação**

O Imposto de Importação (II) é uma tarifa alfandegária brasileira. É um imposto federal, ou seja, somente a União tem competência para instituí-lo (*Art.153, I, da Constituição Federal*).

O fato gerador do Imposto de Importação ocorre quando da entrada de produtos estrangeiros no território nacional.

O contribuinte do imposto é o importador, ou quem a ele a lei equiparar. Em alguns casos, o contribuinte é o arrematador.

A alíquota utilizada depende de ato infralegal, ou seja, decreto presidencial, pois sendo extrafiscal não está dentro do princípio da legalidade (art. 150, I da CF/88). A base de cálculo depende exclusivamente da alíquota a ser utilizada.

A função do Imposto de Importação é puramente econômica, ou regulatória. Por essa razão, a Constituição previu que este imposto não precisa obedecer o princípio da anterioridade: ou seja, alterações nas alíquotas podem valer para o mesmo exercício fiscal (ano) em que tenha sido publicada a lei que o aumentou. Seguem a mesma linha o Imposto de Exportação, o Imposto sobre operações financeiras, o Imposto sobre Produtos Industrializados, as contribuições sociais e os chamados "impostos de guerra" (*Art. 150, § 1º da Constituição Federal*). Em comum, há o fato de que todos esses tributos são federais.

#### **2.3.4.5. IPI – Imposto Sobre Produtos Industrializados**

O imposto sobre produtos industrializados (IPI) incide sobre produtos industrializados, nacionais e estrangeiros. Suas disposições estão regulamentadas pelo Decreto 4.544 de 2002 (RIPI/2002).

O campo de incidência do imposto abrange todos os produtos com alíquota, ainda que zero, relacionados na Tabela de Incidência do IPI (TIPI), observadas as disposições contidas nas respectivas notas complementares, excluídos aqueles a que corresponde a notação "NT" (não-tributado).

#### **2.3.5. REPETRO - Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo**

Já o Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo (REPETRO) institui um tratamento especial aplicável aos bens de origem estrangeira utilizados pela indústria do petróleo e gás. Este tratamento especial permite que certos equipamentos da indústria do petróleo (equipamentos de serviço de geofísica, plataformas de perfuração, etc.) sejam admitidos temporariamente no Brasil e permaneçam no país ao longo da duração do específico contrato de concessão (que pode ser correspondente ao período de

vida útil do campo) sem o pagamento dos impostos aduaneiros indiretos, como I.I., IPI e ICMS (CAMPOS *et al.*, 2008).

### **2.3.6. CAPEX (Capital Expenditures) e OPEX (Operational Expenditures)**

O CAPEX representa os investimentos realizados durante a fase de desenvolvimento do campo, incluindo os custos em perfuração de poços, instalações de superfície e vias de escoamento da produção. O OPEX engloba os custos incorridos para manter a produção, tais como custos manutenção e tratamento do óleo e gás natural produzido. Esse custo se estende por toda a fase de produção (CAMPOS *et al.*, 2008).

### **2.3.7. Conclusão da Revisão Bibliográfica**

Todos os conceitos estudados na revisão bibliográfica foram de extrema importância para viabilizar a confecção do trabalho proposto. A análise de fluxos de caixa e VPL foram fundamentais para determinar a viabilidade econômica do projeto levando em consideração seus custos operacionais, custos de investimentos e todos os impostos que a atividade está sujeita.

O estudo de todas as tributações nos possibilitou identificar de maneira precisa quais as taxas seriam aplicadas para um campo maduro localizado em terra. Também foram identificados quais os impostos não deveriam ser considerados na análise, pois se trata de um projeto de revitalização de um campo com alto grau de exploração o que implica em alguns detalhes, por exemplo, nesse caso o bônus de assinatura não foi incluído, pois não houve aquisição de novos blocos para a revitalização do campo, o bloco já teria sido adquirido em uma fase anterior.

Pela quantidade de leis que regulamentam as atividades petrolíferas e o número de impostos que uma operadora de petróleo está sujeita, o estudo da viabilidade econômica de projetos deve ser feita de maneira minuciosa, pois implica em muitos custos para a companhia. Para isso é necessário um dispêndio de tempo para entender a legislação que rege todo o processo a fim de garantir que as leis sejam cumpridas de maneira eficiente.

### 3. Simulação do Modelo e Resultados Obtidos

#### 3.1. Modelo Físico do Reservatório

Para reproduzir o fenômeno físico do escoamento de fluidos em meio poroso de forma realista e similar aos reservatórios reais, assim como analisar a eficiência de diversos projetos de injeção de água e seus resultados, o modelo criado para este estudo leva em consideração um grande número de heterogeneidades nos seus parâmetros, como variação de espessura das camadas, porosidade, permeabilidade, produtividade dos poços, entre outros.

O reservatório apresenta uma inclinação suave, onde seu topo varia entre 1.720 e 1.920 metros de profundidade, limitado por um aquífero de fundo. A pressão estática inicial é de 165 kgf/cm<sup>2</sup>, a uma profundidade de referência de 1.650 metros. O óleo que satura o reservatório é um óleo leve de densidade equivalente igual a 32 °API. O volume inicial de óleo *in place* é de 8,86 milhões de m<sup>3</sup>std, dos quais 4,53 milhões de m<sup>3</sup>std são caracterizados como óleo móvel. Este reservatório representa um campo situado em terra (“*onshore*”).

A Tabela 5 mostra os dados da discretização da malha do modelo de simulação. A Tabela 6 apresenta a faixa de variação dos principais parâmetros de rocha e a Tabela 7 apresenta as propriedades dos fluidos de reservatório na pressão de saturação.

Tabela 5: Malha de Simulação

	Número de Células	Comprimento (m)
Direção x	40	100
Direção y	45	100
Direção z	5	0 a 10

Tabela 6: Propriedades das Rochas

Parâmetro	Mínimo	Máximo
NTG (%)	75%	95%
Porosidade (%)	11%	21%
Permeabilidade i,j (mD)	0	350
Permeabilidade (mD)	17% da Permeabilidade i, j	

Tabela 7 Propriedades dos fluidos na pressão de saturação.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor na <math>P_{sat}</math></b>
Fator volume-formação do óleo, $B_o$ ( $m^3/m^3std$ )	1,136
Fator volume-formação do gás, $B_g$ ( $m^3/m^3std$ )	0,01484
Fator volume-formação da água, $B_w$ ( $m^3/m^3std$ )	1,0228
Razão de Solubilidade, $R_s$ ( $m^3std/m^3std$ )	32,0
Viscosidade do óleo, $\mu_o$ (cP)	1,395
Viscosidade do gás, $\mu_g$ (cP)	0,01465
Viscosidade da água, $\mu_w$ (cP)	0,4329

Os poços produtores estão distribuídos ao longo de toda a zona saturada por óleo, com uma distância fixa de 400 metros entre si, totalizando 36 poços. Suas produtividades foram especificadas individualmente de maneira a reproduzir situações reais diversas, como baixas produtividades devido a danos durante a perfuração e/ou completação. Para o controle de poço foi fixada uma pressão de fundo em fluxo mínima de  $40 \text{ kgf/cm}^2$  e vazões máximas de produção variando de 40 a  $60 \text{ m}^3/\text{d}$ . Os poços são fechados se a razão gás-óleo (RGO) ultrapassar  $500 \text{ m}^3std/m^3std$  ou a razão água-óleo (RAO) atingir  $20 \text{ m}^3std/m^3std$ . O modelo do reservatório com a localização dos poços produtores é ilustrado na Figura 6, onde pode ser observado o mapa das saturações de óleo. A Figura 7 mostra o mapa das permeabilidades horizontais.

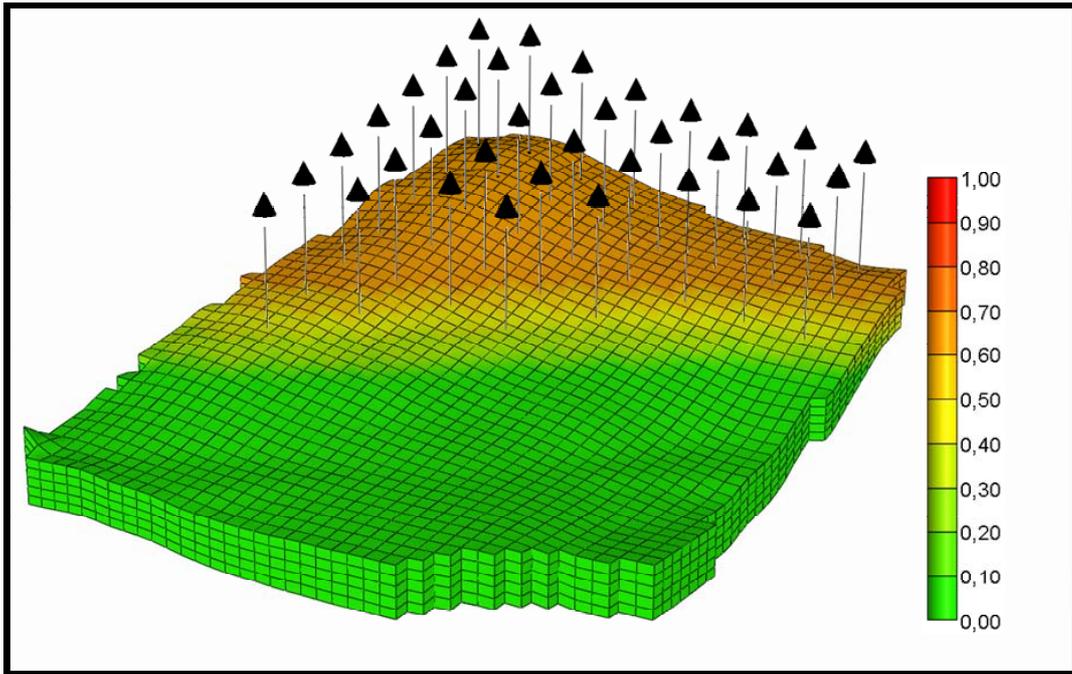


Figura 6. Mapa de saturação de óleo do modelo de simulação e localização dos poços.

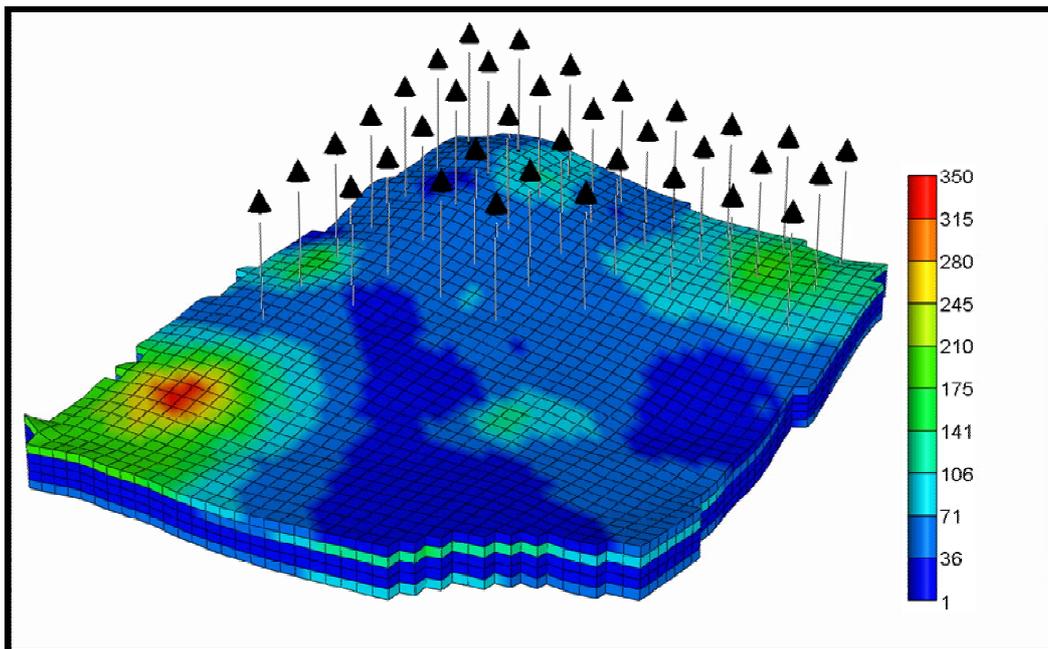


Figura 7. Mapa de permeabilidade horizontal do modelo de simulação.

### 3.2. Malhas de injeção Testada

Foi considerado que o campo em estudo entrou em produção no início de 1998 e produziu por energia primária até o final do ano de 2008, apresentando quedas

expressivas de vazões de produção e pressão do reservatório. A produção primária durante este período foi controlada, preponderantemente, pelo mecanismo de gás em solução. Mesmo havendo conexão direta do reservatório com um aquífero de fundo, o volume de água presente não foi suficiente para promover a manutenção da pressão do reservatório e resultou em uma queda de pressão média de 165 kgf/cm<sup>2</sup> para 78,6 kgf/cm<sup>2</sup> em apenas um ano e meio de produção.

No final do ano de 2008, os níveis de pressão estática encontram-se na faixa dos 50 kgf/cm<sup>2</sup> e a vazão média é 4,7 m<sup>3</sup>/dia/poço. As características de potencial adicional de produção, queda de pressão ao longo da vida produtiva, vazões de óleo e histórico de produção classificam o campo na categoria de campo com alto grau de exploração.

Deseja-se implantar no ano de 2009 um programa de revitalização do campo através da injeção de água no reservatório sem que haja a necessidade da perfuração de novos poços na área. São sugeridas aqui cinco propostas de esquemas de injeção de água, implantados através da conversão de poços produtores em injetores, a serem testadas e comparadas através de simulação numérica e análise econômica. O objetivo da simulação numérica é analisar e prever o comportamento do reservatório sujeito aos diversos esquemas de injeção propostos, constituindo-se em uma ferramenta de suporte essencial para a posterior comparação da eficiência e rentabilidade de cada projeto.

Os padrões de injeção estudados neste trabalho estão ilustrados na Figura 8 e correspondem a padrões amplamente difundidos e aplicados na indústria do petróleo. A injeção periférica é o candidato imediato para reservatórios inclinados com aquífero de fundo, como neste caso. Duas alternativas foram testadas: (1) injeção periférica sem avanço da linha de injeção, onde os poços injetores permanecem os mesmos até o fim da vida do campo; e (2) injeção periférica com avanço da linha de injeção. A diferença para o primeiro caso está em avançar o poço injetor para um poço produtor vizinho quando este atingir a RAO de 20 m<sup>3</sup>std/m<sup>3</sup>std, fechando o injetor antigo. A inclinação suave do reservatório (aproximadamente 2 graus) permite que padrões de injeção *infill* (dentro do reservatório) possam ser tão ou mais eficientes que a injeção periférica, sem que haja prejuízo significativo de eficiência devido aos efeitos gravitacionais. Neste contexto, foram testadas duas disposições de injeção em linha e o padrão “*five-spot*”. Em todos os casos a vazão de injeção por poço foi fixada em 60 m<sup>3</sup>/d.

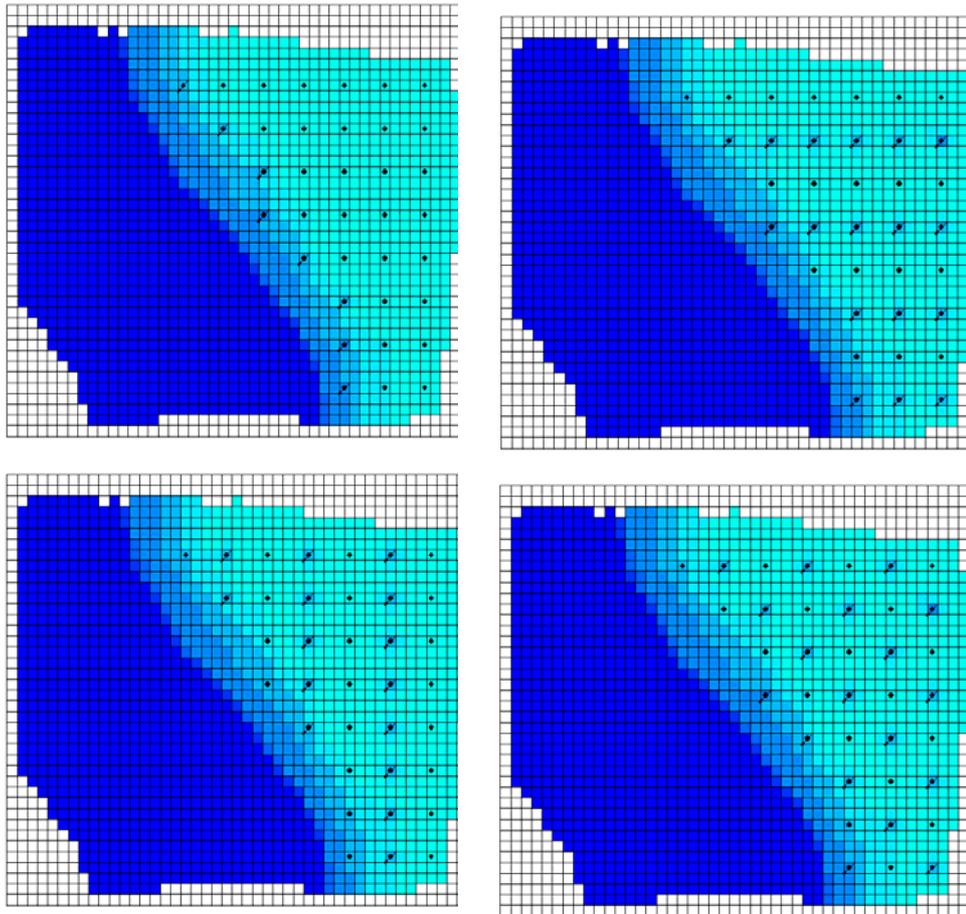


Figura 8 Esquemas de injeção: a) Injeção periférica; b) injeção em linha I; c) Injeção em linha II; d) “*five-spot*”.

### 3.3. Comparação dos Resultados

Os resultados das simulações em termos de produção de óleo e fator de recuperação do campo são mostrados na Figura 9. As injeções têm início no começo de 2009, onde é notável uma queda da produção de óleo em relação à curva de produção primária, devido à perda de produção dos poços que foram convertidos. A injeção periférica teve uma queda mais suave devido ao menor número de poços convertidos, mantendo uma produção de óleo estável ao longo de todo o período simulado (até 2045). Os dois casos de injeção periférica apresentaram resultados praticamente iguais em termos de produção de óleo e recuperação final. Os outros esquemas de injeção obtiveram incrementos notáveis na produção de óleo, mantendo-a acima do valor de 2008 por mais de vinte anos. Os maiores fatores de recuperação foram obtidos para o padrão “*five-spot*” e injeção em linha I, respectivamente. Observa-se ainda um

incremento considerável no fator de recuperação quando se comparam os casos acima com a produção sem injeção de água no reservatório.

A Figura 10 mostra as produções de água do campo. Os volumes produzidos de água estão diretamente associados ao número de poços de injeção e, portanto, à vazão total de água injetada. Assim, a diferença de dois poços injetores (ou 120m<sup>3</sup>/dia) entre os esquemas em linha I e II explica o diferencial de produção de água de 114 m<sup>3</sup>/dia em 2045. As quedas de produção de água no período final da simulação resultam do fechamento de poços devido à elevada RAO.

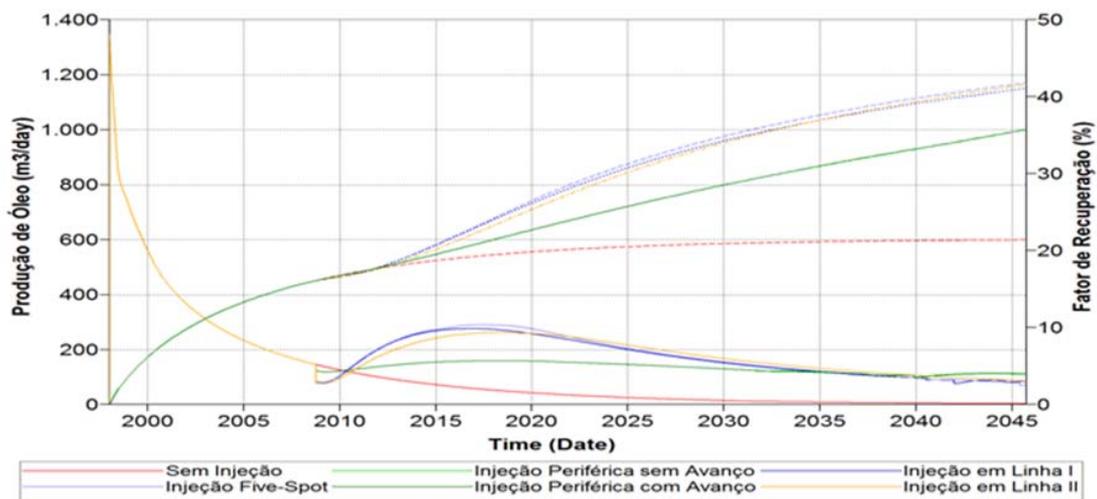


Figura 9: Produção de óleo e fator de recuperação do campo.

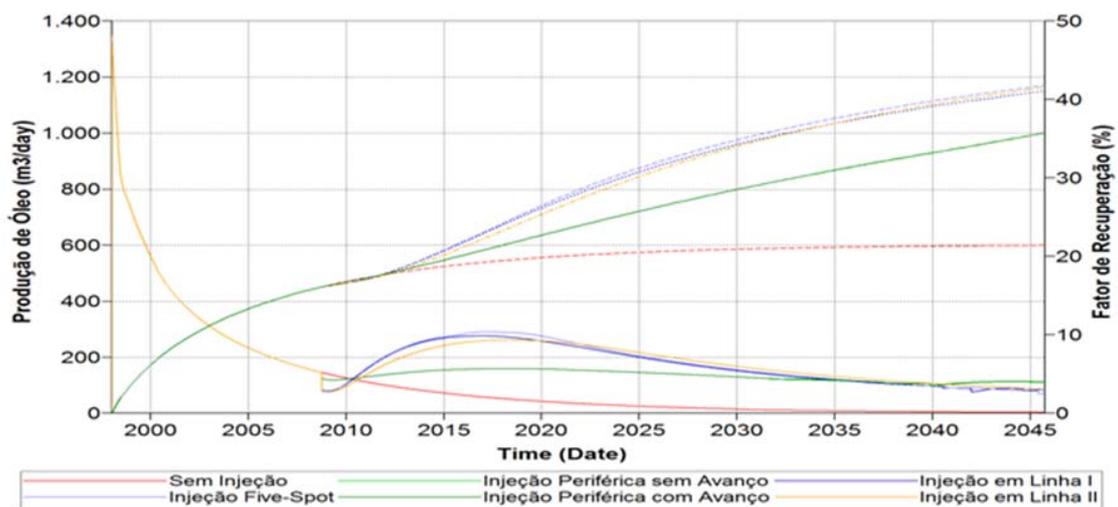


Figura 10: Produção de água do campo.

## **4. Resultados da Análise Econômica**

### **4.1. Considerações da análise Econômica, quanto a Tributações e Custos**

Primeiramente todas as curvas de produção dos projetos foram usadas para fazer os cálculos das vazões produzidas do campo anualmente. A partir desses dados, que foram retirados do simulador, foi possível medir não só o óleo produzido, como também a água que foi produzida e os volumes de água que foram injetados. Estes parâmetros são muito importantes a fim de calcular a receita final de cada projeto já que existem diferentes números de poços injetores e produtores para cada um deles o que implica em volumes de produção diferente e custos operacionais e de investimentos variados.

Para cada projeto foram considerados todos os tributos analisados neste estudo sendo que para o CAPEX e o OPEX os impostos indiretos já estão incluídos nos custos. Para as deduções e participações governamentais são considerados custos de 5% de pagamento de *royalties* e 1% para os proprietários da terra, incidindo sobre a receita bruta total e 9,25% referentes ao pagamento de PIS/COFINS sobre a receita bruta do gás. Os níveis de produção do campo estão isentos de pagamento de participação especial. Os impostos de renda e CSLL incidem em 34% sobre o lucro antes dos impostos.

O Bônus de assinatura não foi considerado na análise já que se trata de um projeto de revitalização de um campo que já havia sido adquirido, sendo este custo incluído em outra fase do projeto. Como só serão consideradas as receitas adicionais, assim como as vazões incrementais todos os custos relacionados com as fases anteriores aos projetos de revitalização não constam na análise.

A parcela de 5% de *royalties* foi escolhida por se tratar de um campo com alto grau de exploração cuja produção acumulada do campo tem uma média de 1.600 mil m<sup>3</sup>/dia. Acreditamos ser este o valor apropriado para considerar na análise de acordo com o artigo 47 da lei N° 9.478, DE 6.8.1997.

O pagamento de 1% da produção de petróleo ou gás produzido pelo campo foi considerado de acordo com o artigo 52° da lei 9.478/97 e é pago mensalmente ao

proprietário. Tanto os royalties como o proprietário de terra incidem sobre a receita bruta do projeto.

Os níveis de produção do campo estão isentos do pagamento de participação especial, pois de acordo com decreto 2.705/1998 onde a produção do campo está separada em quatro fases, em uma primeira fase descrita no primeiro artigo do decreto todo o campo que não alcançar produção de 450 milhares de m<sup>3</sup>/dia estará isenta do pagamento da participação especial. Para os quatro anos seguintes de produção este limite reduz de 100 milhares de produção, ou seja, no segundo ano o limite passa a ser de 350 milhares de m<sup>3</sup>/dia por trimestre, no terceiro ano de 250 milhares de m<sup>3</sup>/dia por trimestre e após o quarto ano de 150 milhares m<sup>3</sup>/dia por trimestre, para campos onde a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

De acordo com as curvas de produção que foram retiradas do simulador podemos concluir que o campo não chega a esses níveis de produção para nenhum dos quatro anos em nenhum dos projetos de revitalização, estando assim isento do pagamento da participação especial.

A ocupação ou retenção de áreas foi calculada de acordo com o artigo 28º do decreto 2.705/98. O decreto descreve que para o período de desenvolvimento da fase de produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração deve ser pago anualmente. De acordo com o decreto para o caso estudado foi considerada uma taxa de retenção de 70 (US\$/km<sup>2</sup>/ano) para uma área de 20 km<sup>2</sup> incidente sobre a receita bruta.

A parcela de PIS e CONFIS estabelecida incidem sobre a receita bruta do projeto e está baseada no artigo 1º da Lei 9.718/98. A receita bruta auferida com a venda de derivados de petróleo, pelas pessoas jurídicas que não optaram pelo regime especial de apuração e pagamento das contribuições, previsto no art. 23 da Lei 10.865, de 2004 (tributação por unidade de produto), está sujeita à incidência das alíquotas diferenciadas (Tributação Monofásica) da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins.

Assim sendo, as referidas contribuições devem ser calculadas da seguinte forma, para nosso caso específico: 1,65% e 7,6%, respectivamente, sobre a receita bruta decorrente das demais atividades, que não incluem a venda de gasolinas e suas correntes, para óleo diesel e suas correntes e para nafta petroquímica destinada a formulação de óleo diesel, para gás liquefeito de petróleo (GLP), derivado de petróleo e de gás natural e querosene de aviação, totalizando 9,25% incidente na receita bruta.

O imposto de renda e o CSLL incidem sobre a receita bruta do projeto com alíquota total de 34%. De acordo com o artigo 60 da Lei 9.430/96, a pessoa jurídica está sujeita ao pagamento de alíquota de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. Sendo que a parcela do lucro real que exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, se sujeita à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento). Totalizando 25% do pagamento do imposto de renda sobre a receita líquida.

De acordo com o artigo 57 da Lei nº 8.981, de 1995, a partir do Ano-Calendário 2000 a alíquota da CSLL é de 9%. Sendo dessa forma somando 9% do CSLL mais 25% das alíquotas do imposto de renda traduz-se em um total de 34% correspondente ao que foi utilizado na análise.

Primeiramente todas as curvas de produção anual foram retiradas do simulador a fim de calcular a receita bruta do projeto. Posterior ao cálculo da receita bruta com o preço do barril de petróleo a 70 dólares e o do m3 de gás a 0,2 dólares foram feitas todas as deduções incidentes da receita bruta: participações governamentais (Royalties, Ocupação ou retenção de área e participação especial), PIS/CONFIS e Proprietário de terra, com suas alíquotas correspondentes conforme discutido acima.

Posteriormente foram considerados todos os custos de investimento e operacionais do projeto que estão resumidos na tabela 8 abaixo:

Tabela 8 Custos CAPEX e OPEX

<b>CAPEX</b>	
Conversão de produtor para injetor (US\$/poço)	280.000,00
Aquisição da planta de injeção (US\$)	1.300.000,00
Construção do poço captador de água (US\$)	1.500.000,00
<b>OPEX</b>	
Tratamento da água produzida (US\$/barril)	3,00
Injeção de água (US\$/barril)	1,00

Ressaltando que cada projeto apresenta um número específico de poços produtores e injetores, sendo que os custos operacionais e de investimentos vão variar de projeto para projeto. Depois de calculada a depreciação de 10% foi calculada o lucro antes dos impostos. Sobre este lucro foram aplicados o IPRJ e o CSLL resultando no lucro líquido do projeto.

Utilizando-se a taxa de juros de 12% foi calculado o fluxo de caixa descontado e o VPL de cada projeto. O gráfico abaixo apresenta os valores de fluxo de caixa descontado de cada configuração testada, podemos observar pela figura 11 que todos os projetos, nos primeiros anos de produção, apresentam um fluxo de caixa negativo devido aos investimentos iniciais em conversão dos poços injetores para produtores. Também devemos analisar que devido à conversão dos poços e a diferença das vazões produzidas com relação ao projeto sem malhas de injeção resultaram negativas, pois no início os poços que foram convertidos a injetores deixaram de produzir óleo diminuindo a receita.

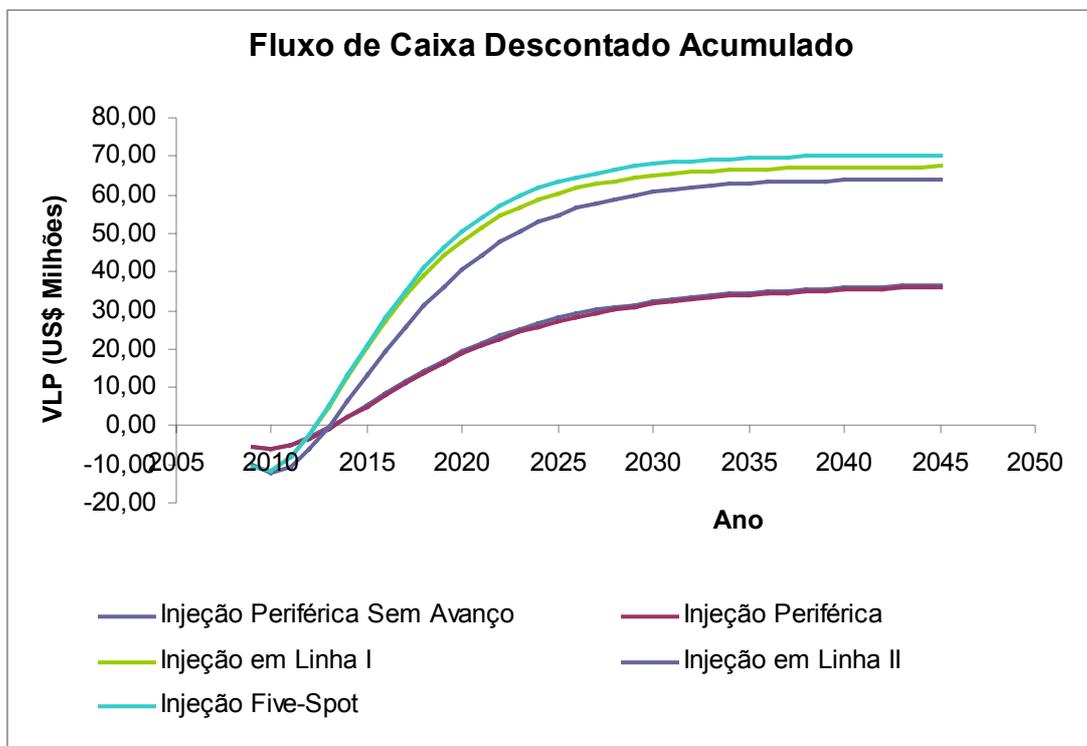


Figura 11: fluxo de Caixa Descontado Acumulado

## 4.2. Análise de Sensibilidade dos Parâmetros

Neste momento estaremos descrevendo os resultados obtidos em torno do VPL final e a partir dos resultados obtidos vamos fazer uma análise de sensibilidade em relação aos custos envolvidos a partir do projeto base. Também vamos expor os resultados finais obtidos mostrando qual dos projetos obteve os melhores resultados a partir das premissas iniciais.

#### 4.2.1. VPL e TIR

Observa-se que todos as malhas de injeção avaliadas apresentam retorno financeiro positivo, com destaque para a injeção “*five-spot*” que oferece a maior atratividade econômica segundo o critério do VPL, seguida pela injeção em linha I. Observa-se ainda, segundo este critério, que a injeção periférica com avanço da linha de injeção não é interessante se comparada à injeção periférica fixa. As razões para isto são: (1) não há ganho incremental de produção; e (2) existência de custos adicionais associados à conversão de poços produtores.

Todos os projetos foram testados para preço do barril de petróleo a 70 dólares.

A injeção “*five-spot*” comparada à injeção em linha I apresenta um fator de recuperação ligeiramente menor, investimentos iniciais maiores e custos adicionais com o tratamento e descarte da água produzida. Mesmo assim, o valor presente líquido deste projeto ainda é superior em cerca de 3 milhões de dólares. A razão para isto decorre das vazões de produção mais elevadas nos primeiros anos de produção que contribuíram para uma antecipação do seu fluxo de caixa. Os resultados da análise econômica estão resumidos na tabela 9, abaixo.

Tabela 9: Resultados da Análise Econômica

<b>Padrão de Injeção</b>	<b>VPL (US\$ Milhões)</b>	<b>TIR</b>
Injeção Periférica Sem Avanço	36,53	44,4%
Injeção periférica com Avanço	36,00	42,9%
Injeção em Linha I	67,32	52,8%
Injeção em Linha II	64,08	45,2%
Injeção em Linhas Esconsas - Five-Spot	70,19	53,1%

O resultado da análise da TIR também se mostrou favorável à injeção em five-spot seguido da injeção em linha I. E apresenta-se coerência quando comparada a análise de VPL.

## 4.2.2. Preços de óleo e Gás

Nesta parte foi feita uma análise de sensibilidade do projeto ao preço do barril do óleo e posteriormente qual foi o preço do barril que tornaria o projeto inviável, ou seja, reproduziria um VPL negativo.

Evidentemente que com a diminuição do preço do barril de petróleo as receitas também diminuiriam nos projetos e isso pode ser observado pela figura 12 abaixo:

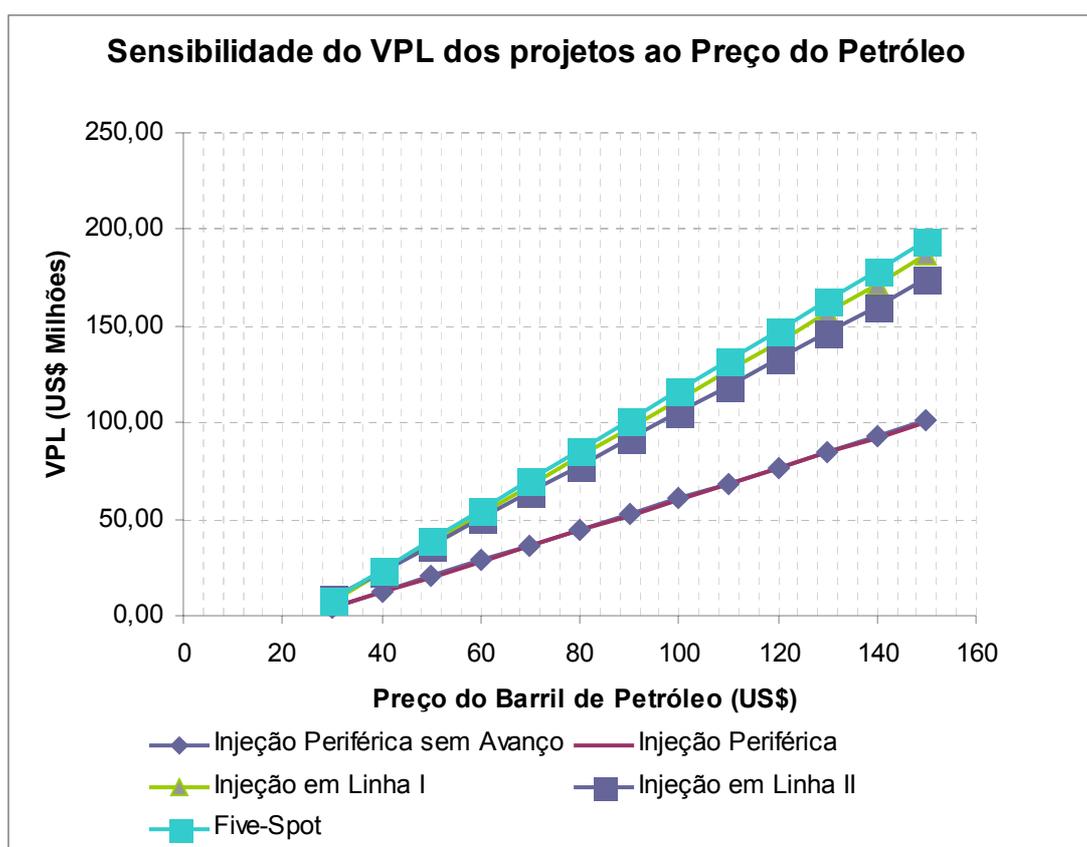


Figura 12: Sensibilidade do VPL dos projetos ao Preço do Petróleo

Na tabela 10 estão listados os preços de barril que tornariam o VPL dos projetos negativos inviabilizando-os. Esta análise é importante, pois na década de 90 o preço do barril girava em torno de 20 dólares, sendo o aumento do preço do barril uma das motivações na busca de projetos de recuperação suplementar. O preço do barril mais caro torna viáveis economicamente novas alternativas de recuperação antes desprezadas devido ao dispêndio com o aprendizado das novas técnicas.

Tabela 10: Preço do Corte do Barril

<b>Padrão de Injeção</b>	<b>Preço de Corte</b>
Injeção Periférica Sem Avanço	25,3
Injeção periférica com Avanço	25,9
Injeção em Linha I	24,4
Injeção em Linha II	20,9
Injeção Five-Spot	21,8

### 4.2.3. Custo de Conversão dos Poços

Os custos de investimentos iniciais são muito importantes tendo em vista que os primeiros representam menores descontos apurados o que no final pode tornar o VPL maior ou menor dependendo dos valores. Tendo isto como parâmetro e sabendo que cada malha de injeção testada apresenta diferentes números de poços injetores (o número de poços produtores e injetores de cada padrão de injeção estão descrito na tabela 11) e que o custo de investimento está na conversão dos poços produtores em injetores, podemos analisar a mudança dos VPLs conforme a variação desse custo de investimento.

Tabela 11: Número de Poços Produtores e Injetores

<b>Padrão de Injeção</b>	<b>Número de Poços</b>	
	<b>Injetores</b>	<b>Produtores</b>
Produção Primária (sem injeção)	0	36
Injeção Periférica Sem Avanço	8	28
Injeção periférica	11	25
Injeção em Linha I	17	19
Injeção em Linha II	15	21
Injeção em Five-Spot	18	18

Uma análise de VPL dos projetos foi feita com aumento gradual dos custos de investimento inicial e os resultados estão representados na figura 13.

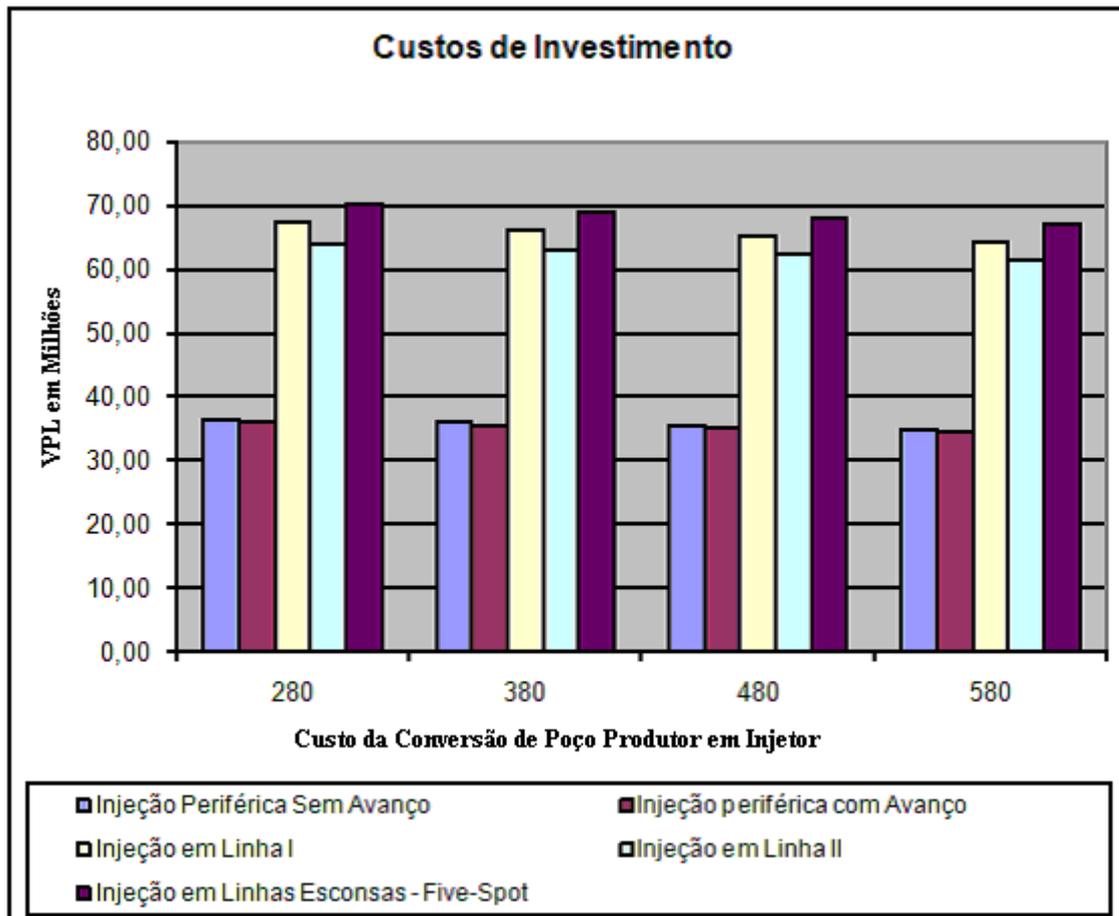


Figura 13: Análise do Custos de Investimento Inicial

Podemos observar pelo gráfico acima, que o aumento dos investimentos dos custos iniciais não apresentam grandes impactos nos VPLs finais, visto que os valores de investimento inicial são muito baixos em relação a receita total do projeto.

#### 4.2.4. Custo de Injeção de água

Os custos de injeção de água correspondem ao custo do tratamento da água injetada e esse valor também irá variar para cada projeto visto que os volumes injetados são diferentes para cada um devido ao número de poços injetores. No caso base o *five-spot* foi o que obteve o maior VPL, tendo em vista que o custo de injeção de água utilizado foi de 1 dólar por barril. Esta análise consiste em variar esse custo de injeção com o objetivo de observar o comportamento dos projetos a partir dos novos custos.

Os resultados podem ser avaliados na figura 14 abaixo. Podemos concluir que a partir do incremento no valor de 3 dólares por barril tanto o projeto *five-spot* quanto

injeção em Linhas I perde o lugar para injeção em Linhas II isso pode ser explicado pois os dois projetos apresentam o maior número de poços injetores aumentando os volumes injetados e conseqüentemente o custo total do tratamento da água injetada.

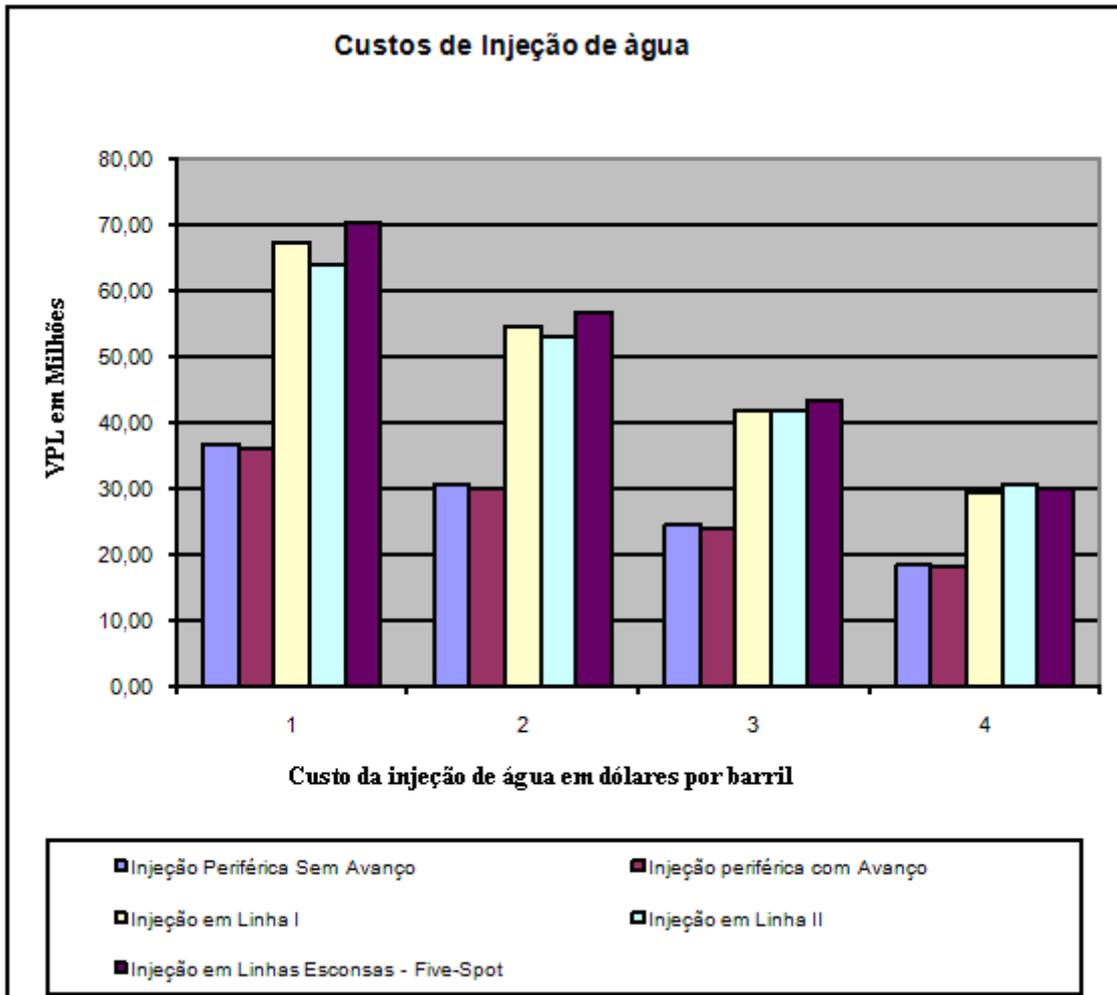


Figura 14: Análise dos Custos de Injeção

#### 4.2.5. Custo de Tratamento de Água Produzida

A mesma análise pode ser utilizada para os volumes de água produzida considerando o preço do custo da injeção de água o mesmo padrão de comportamento pode ser observado, pois as configurações com maior número de poços injetores também são as configurações que produzem mais água, com isso, conforme o custo de produção de água vai aumentando podemos observar que a configuração *five-spot* vai perdendo a posição de maior rentabilidade. De qualquer forma aumentos substanciais

dos custos não são capazes de reduzir a arrecadação dos projetos de maneira a interferir em sua viabilidade econômica.

## 5. Conclusão

Observa-se que todas as malhas de injeção avaliadas apresentam retorno financeiro positivo, com destaque para a injeção “*five-spot*” que oferece a maior atratividade econômica segundo o critério do VPL, seguida pela injeção em linha I. Observa-se ainda, segundo este critério, que a injeção periférica com avanço da linha de injeção não é interessante se comparada à injeção periférica fixa. As razões para isto são: (1) não há ganho incremental de produção; e (2) existência de custos adicionais associados à conversão de poços produtores.

Ficou claro que a análise econômica é uma ferramenta de extrema importância, pois a maior parte dos custos do projeto ocorre das tributações e obrigações que uma operadora de petróleo tem de cumprir. O estudo de todas as tributações nos possibilitou identificar de maneira precisa quais as taxas seriam aplicadas para um campo maduro localizado em terra.

A simulação dos esquemas de injeção de água para a revitalização de um campo hipotético com alto grau de exploração atingiu os objetivos esperados. Houve estabilização e recuperação da pressão no reservatório e conseqüente aumento da produção de óleo por um período prolongado. Os fatores de recuperação finais obtidos para o reservatório estudado neste trabalho encontram-se entre 35% e 40%, enquanto que a produção primária do campo, se extrapolada para o mesmo período de tempo, não chega a uma recuperação de 22%. A análise econômica provou a viabilidade de todos os cenários de injeção.

A análise econômica aliada à simulação numérica de reservatórios tornou-se uma ferramenta extremamente eficiente, pois diminui os graus de incerteza quanto às recuperações finais e provou a eficiência das configurações testadas.

Uma continuação deste projeto abrangeria o uso do conceito de opções reais para utilização em comparação ao método do VPL, este método já é utilizado na indústria e apresenta bons resultados.

## 6. Referências Bibliográficas

- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**, 2.ed., Gulf Publishing Company, p. 857-1024, 2001.
- CÂMARA ,R.J.B. Campos Maduros e Campos Marginais - Definições para efeito Regulatório, Tese M.Sc., Universidade Salvador, UNIFACS, Salvador, BA, Brasil, 2004.
- CAMPOS, N. T., SARTORI, V. Modelo de Valoração de Blocos Exploratórios. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil, set., 2008.
- ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J. H., KING, G. R. **Basic Applied Reservoir Simulation**, SPE Textbook Series, v. 7, 2001.
- GUIMARÃES, S. M., MASCHIO, C., SCHIOZER, J. D. Aplicação de simulação por linhas de fluxo no gerenciamento de campos maduros, Proceedings of the 10<sup>o</sup> Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering ENCIT 2004 Brasil.
- GUTMAN, J. **Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo**, Editora Freitas Bastos, 2008.
- HAZZAN, S., POMPEO, N. J. **Matemática Financeira**, Editora Atlas S.A, p. 2-39, 1993.
- MARSILI, D.M. Estudo de Simulação Numérica para Recuperação Suplementar de um Campo com Alto Grau de Exploração Através da Injeção de Água no Reservatório, Projeto de Fim de Curso de Graduação,UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- MATTAX, C. C., DALTON, R. L. **Reservoir Simulation**, SPE Monograph Series, v. 13, 1990.

- MEZZOMO,C.C. Otimização de Estratégias de Recuperação para campos de Petróleo, Tese de M.Sc.,UNICAMP,Campinas, SP, Brasil, 2001.
- MIMBELA, R. R. F., PIRES, A. P. *Análise do Efeito da Injeção de água com Polímeros no Início da Produção de um Campo Via Simulação Numérica de Reservatórios*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil, set., 2006.
- MORSE,L.L. Análise do Crescimento do Volume Recuperado Provado de Campos de Petróleo, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.
- NAVEIRA,P.L. Simulação de Reservatórios Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais, Tese de M.Sc.,UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.
- NETO, A. A. **Matemática Financeira e suas Aplicações**, 8.ed., Editora Atlas S.A, p. 15-294, 2003.
- PHADE, A., GUPTA, Y. *Reservoir Pressure Management Using Waterflooding: A Case Study*. In: SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, U.S.A., mar., 2008.
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Editora Interciência, p. 561-593, 2006.
- ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFFE, J. F. **Administração Financeira**, 2.ed., Editora Atlas S.A, p. 126-140, 2002.
- SOUZA, L. P. Estudo sobre tomada de decisão em projetos de rejuvenescimento de campos petrolíferos maduros, Tese de Msc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2002.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2.ed., Editora Interciência, p. 200-201, 2001.

WILLHITE, G. P. **Waterflooding**, SPE Textbook Series, v. 3, p. 1-4, 1986.