



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TATIANA DE ANDRADE BORGES

**ANÁLISE DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR
EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO DO NORDESTE BRASILEIRO**

NATAL/RN
JUNHO DE 2013

TATIANA DE ANDRADE BORGES

**ANÁLISE DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR
EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO DO NORDESTE BRASILEIRO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

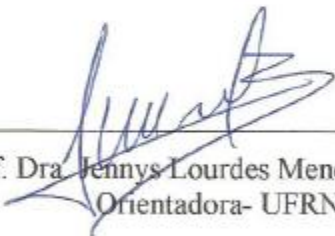
**NATAL/RN
JUNHO DE 2013**

TATIANA DE ANDRADE BORGES

**ANÁLISE DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR
EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO DO NORDESTE BRASILEIRO**

Esta monografia foi avaliada e considerada adequada como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 21 de junho de 2013.



Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora- UFRN



Prof. Dr. Tarcílio Viana Dutra Junior
Interno- UFRN



Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Interno - UFRN

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, sempre presente, grande inspirador e fortalecedor nos momentos de dúvida e tristeza;

Aos meus pais Jairo e Anacilde, e minha irmã Talitha, por me transmitirem força e exemplo de vida;

Ao meu namorado Gutembergue, pelo amor e compreensão, em todos os momentos dessa longa caminhada, sempre me incentivando a lutar pelos meus ideais;

Especialmente à Prof^ª Dra Jennys Barillas pela orientação, mais principalmente pela confiança e paciência;

Ao professor Marcos Allyson por ter me auxiliado com suas valiosas dicas, com prontidão, bom humor, e acima de tudo com grande respeito;

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia do Petróleo pela dedicação e excelência nos ensinamentos técnicos.

Aos meus amigos da graduação e pós-graduação que de forma direta ou indireta fizeram parte dessa caminhada. Muito obrigada pelo incentivo!!

“ ...

*Nunca deixe que lhe digam
Que não vale a pena
Acreditar no sonho que se tem
Ou que seus planos nunca vão dar certo
Ou que você nunca vai ser alguém
Tem gente que machuca os outros
Tem gente que não sabe amar
Mas eu sei que um dia a gente aprende
Se você quiser alguém em quem confiar
Confie em si mesmo
Quem acredita sempre alcança... “*

(Flávio Venturine / Renato Russo)

RESUMO

A estimativa mundial de recursos naturais nas formas de petróleo pesado e betume é de aproximadamente seis trilhões de barris de volume original *in place*. Este fato tem impulsionado inúmeras pesquisas a tornar viável, do ponto de vista operacional e econômico, a exploração de tais reservas. No Brasil, em especial na região Nordeste, existe uma grande quantidade de reservatórios de óleos pesados, onde a recuperação pelos métodos ditos convencionais – injeção de água e gases imiscíveis – mostram-se ineficientes. Neste cenário, a recuperação térmica, particularmente a injeção de vapor, tem sido largamente empregada, considerando que o calor reduz a viscosidade do óleo, facilitando o seu deslocamento de forma significativa. Nesse contexto, este trabalho apresenta um estudo da influência de estratégias operacionais em projetos de injeção contínua de vapor. O estudo foi conduzido através de simulação numérica, utilizando o programa STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) do grupo CMG (*Computer Modelling Group*) – versão 2012.2. Os parâmetros operacionais analisados compreenderam a distância entre poços, intervalo de completação e a vazão de injeção de vapor avaliados economicamente pelo critério do valor presente líquido (VPL). Ao final de 20 anos de recuperação suplementar, o esquema de injeção que se mostrou mais atrativo foi o *nine spot* invertido, onde a recuperação final foi de aproximadamente 48% e VPL máximo estimado em US\$2.413.706,23.

Palavras-chave: óleos pesados; injeção de vapor; simulação de reservatórios; VPL.

ABSTRACT

The estimated global natural resources in the forms of heavy oil and bitumen is about six trillion barrels of original volume in place. This fact has driven numerous studies to be feasible from the point of view of operational and economic exploitation of such reserves. In Brazil, especially in the Northeast, there is a large amount of heavy oil reservoirs where recovery by said conventional methods - injecting water and immiscible gases - have proven inefficient. In this scenario, thermal recovery, particularly steam injection has been widely used, considering the heat reduces the viscosity of the oil, facilitating its movement significantly. In this context, this paper presents a study of the influence of operating strategies in the project of steamflood. The study was conducted by numerical simulation using the program STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) group CMG (Computer Modelling Group) - version 2012.2. The operational parameters analyzed understood the distance between wells, completion interval and flow injection vapor economically evaluated by the criterion of net present value (NPV). After 20 years of recovery, a further injection scheme which was most attractive was the inverted nine spot where the final recovery was approximately 48% and maximum NPV estimated at U.S. \$ 2,413,706.23.

Keywords: heavy oil, steam injection, reservoir simulation, NPV.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1- Distribuição de fluidos no meio poroso. (A) rocha molhável a água; (B) rocha molhável ao óleo	21
Figura 3.2- Relação entre a tensão interfacial de um sistema rocha/fluidos e o ângulo de contato.....	22
Figura 3.3- Processos de recuperação do petróleo.....	23
Figura 3.4- Esquema da Injeção Cíclica de vapor.....	26
Figura 3.5- Mecanismo de injeção contínua de vapor.....	27
Figura 3.6- Exemplo de esquema de injeção de malha <i>five spot</i> . (A) convencional; (B) invertido.....	29
Figura 3.7- Exemplo de conversão de um esquema de injeção <i>five spot</i> para <i>nine spot</i> . (A) <i>five spot</i> invertido; (B) <i>Nine spot</i> invertido.....	29
Figura 4.1- Modelo base (saturação de óleo).....	32
Figura 4.2 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo.....	34
Figura 4.3 - Curvas de permeabilidades relativas líquido-gás.	34
Figura 4.4 - Sistema de completção utilizado para criação do modelo base.....	35
Figura 4.5- Malhas de injeção. (A) <i>Five spot</i> invertido; (B) <i>Five spot</i> invertido e (C) <i>Nine spot</i> invertido.....	36
Figura 4.6- Esquemas dos intervalos de completção.....	37
Figura 5.1- Viscosidade do óleo no período final de produção primária.....	45
Figura 5.2- Viscosidade do óleo no período final de produção com injeção de vapor.....	45
Figura 5.3- Produção acumulada de óleo <i>versus</i> tempo – modelos <i>five spot</i>	46
Figura 5.4- Saturação de gás no 3º ano de produção – Distância entre poços 75 m.....	47
Figura 5.5- Saturação de gás no 3º ano de produção – Distância entre poços 100 m.....	47
Figura 5.6 – Vazão de produção <i>versus</i> tempo – modelos <i>five spot</i>	48
Figura 5.7- Fator de recuperação <i>versus</i> Volume Poroso Injetado- todos os modelos de malhas.....	49
Figura 5.8- Influência dos intervalos de completções na produção acumulada de óleo para os modelos de malhas estudados.....	50
Figura 5.9- Produção acumulada de óleo <i>versus</i> tempo – intervalos de completção.....	51
Figura 5.10- Saturação de gás no 6º período de produção – intervalo (B-C).....	51
Figura 5.11- Saturação de gás no 6º período de produção – intervalo (T-C).....	52

Figura 5.12 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor-modelo <i>five spot</i> - 100 m.....	53
Figura 5.13 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor-modelo <i>five spot</i> - 75 m.....	53
Figura 5.14 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor- modelo <i>nine spot</i>	54
Figura 5.15 – Produção acumulada de água variando a vazão de injeção de vapor.....	55
Figura 5.16- Valor Presente Líquido <i>versus</i> tempo para o modelo <i>five spot</i> -100 m.....	56
Figura 5.17- Valor Presente Líquido <i>versus</i> tempo para o modelo <i>five spot</i> -75m.....	57
Figura 5.18- Valor Presente Líquido <i>versus</i> tempo para o modelo <i>nine spot</i>	58
Figura 5.19- Comparativo do Valor Presente Líquido <i>versus</i> tempo para os modelos estudados.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1- Composição do óleo.....	33
Tabela 4.2- Propriedades da rocha-reservatório.....	35
Tabela 4.3- Condições operacionais da injeção de vapor do modelo base.....	36
Tabela 4.4- Dados para análise econômica.....	42
Tabela 5.1- Relação entre modelo de injeção versus recuperação primária ao final da produção.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Bo – fator volume-formação do óleo	m ³ /m ³ std
Ca – Custo de Aquisição do gerador de vapor	US\$
Cagua – Custo de separação, tratamento e descarte da água	US\$
Cel – Custo de elevação dos fluidos	US\$
Cg – Capacidade do gerador de vapor	m ³ std
Coleo – Custo de separação e tratamento do óleo	US\$
Com – Custo de operação e manutenção do gerador de vapor	US\$
Cp – Custo de perfuração e completação do poço	US\$
FR - fator de recuperação	(%)
Iinj – Influência de poço injetor na malha considerada	Adimensional
Iprod - Influência de poço produtor na malha considerada	Adimensional
K – Permabilidade absoluta da formação	mD
Kh – Permeabilidade horizontal	mD
M - razão de mobilidades	Adimensional
Np - produção acumulada total de óleo	m ³ std
Pbbl – Preço do barril de petróleo	US\$/bbl
Pg – Preço do gerador de vapor	US\$
Pperf – Preço de perfuração e completação de um poço vertical <i>onshore</i> raso	US\$/poço
Q – Vazão	m ³ std/dia
Qv – Vazão de injeção de vapor	t/dia
R – Receita	US\$
Vagua-inj – Volume de água injetada	m ³ std
Vagua-pro – Volume de água produzida	m ³ std
Vinj – Volume de vapor injetado	ton
Voleo-pro – Volume de óleo produzido	m ³ std
Vp - Volume poroso	m ³

LISTA DE SÍMBOLOS

μ -Viscosidade	cP
μ_o -Viscosidade do óleo	cP
μ_w -Viscosidade da água	cP
λ_o -Mobilidade do óleo	mD/cP
λ_w -Mobilidade da água	mD/cP
σ_{os} - Tensão interfacial entre o sólido e a fase oleosa	mN/m
σ_{ws} -Tensão interfacial entre o sólido e a fase aquosa	mN/m
σ_{wo} - Tensão interfacial entre as fases aquosa e oleosa	mN/m
σ -Tensão interfacial	mN/m
$\emptyset$ -Porosidade	%
ρ - Massa específica	g/mL
η – Eficiência do gerador de vapor	Adimensional
ΔP - Diferencial de pressão	atm

SUMÁRIO

1-INTRODUÇÃO	15
2. OBJETIVOS	17
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
3.1- PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DAS ROCHAS	18
3.1.1- Porosidade	18
3.3.2- Permeabilidade	18
3.3.3- Saturação.....	19
3.3.4- Grau API.....	19
3.3.5- Mobilidade	20
3.3.6- Molhabilidade	20
3.2- MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DO PETRÓLEO	22
3.2.1-Métodos térmicos	24
3.2.1.1-Injeção de Vapor.....	25
3.2.1.1.1- Projetos de injeção de vapor	28
3.3- ANÁLISE ECONÔMICA DE PROJETOS	30
4- METODOLOGIA.....	32
4.1- ARTIFÍCIOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS	32
4.2-MODELAGEM PROPOSTA.....	32
4.2.1- Configuração das malhas.....	32
4.2.2- Modelo de fluido do reservatório.....	33
4.2.3- Propriedades da rocha-reservatório.....	34
4.2.4- Condições de operação.....	35
4.3- PARÂMETROS OPERACIONAIS ANALISADOS	37
4.3.1- Malhas de injeção.....	37
4.3.1.1-Espaçamento entre poços	37
4.3.1.1.- Intervalo de completação do injetor	38
4.3.1.2- Vazão de injeção.....	39
4.3.2-Análise de Viabilidade Técnica-Econômica	39
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	44
5.1-RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO DE VAPOR	44
5.2-ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO	45
5.2.1- Análise dos Modelos de injeção	46

5.2.2- Intervalo de completação	50
5.2.3- Vazão de Injeção de Vapor	52
5.3-ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA.....	55
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
REFERÊNCIAS.....	61

1-INTRODUÇÃO

As companhias petrolíferas realizam investimentos exorbitantes em tecnologias de exploração e produção para atender à ascendente demanda energética mundial. Curiosamente, o fator de recuperação de petróleo nos reservatórios assume, em média, baixos índices, especialmente quando a viscosidade do óleo é alta.

A estimativa mundial de recursos naturais nas formas de petróleo pesado e betume é de aproximadamente seis trilhões de barris de volume original *in place*, o que é cerca de seis vezes o total de petróleo das reservas convencionais. Essas estão localizadas, em sua maioria, nos Estados Unidos, Canadá, Venezuela e em menor escala em campos no nordeste brasileiro (KARMAKER, K; MAINI B. B., 2003).

Ao longo da vida produtiva desses campos geralmente são empregados métodos de recuperação, com o objetivo de melhorar sua produtividade, destacando-se com grande êxito os processos de recuperação térmica. Esses processos consistem, basicamente, no aumento da temperatura do reservatório através da utilização de uma fonte de calor, o que ocasiona a diminuição da viscosidade do óleo e consequentemente aumento de sua mobilidade facilitando assim sua produção.

Dentre os vários métodos térmicos existentes, a injeção de vapor tem sido uma das alternativas mais utilizadas e bem sucedida. Na concepção de um projeto de injeção de vapor, uma série de parâmetros deve ser avaliada, tais como pressão, temperatura, título do vapor, vazão de injeção, esquema de injeção, entre outros, no entanto, são de difícil determinação. Estudos sobre a importância e influência desses parâmetros na recuperação de óleo são fundamentais para melhorar o entendimento do fenômeno e, posteriormente, otimizar o método.

Nesse contexto, a simulação numérica de reservatórios de petróleo tem atraído grande interesse devido ao seu contínuo avanço tecnológico permitindo análises mais rápidas e confiáveis da interação entre o meio poroso e os fluidos nele existentes. Aliada a uma avaliação econômica, contribui para uma tomada de decisão acertada, refletindo em estratégias positivas de produção dos campos de petróleo.

Diante do exposto, o presente trabalho, com auxílio da simulação numérica, relaciona a influência de condições operacionais em um projeto de injeção contínua de vapor desenvolvido em um reservatório portador de petróleo com características similares aos encontrados no nordeste brasileiro.

2. OBJETIVOS

2.1-OBJETIVO GERAL

Visando realizar um estudo técnico e econômico de um projeto de injeção contínua de vapor, investigou-se a influência de parâmetros operacionais na otimização do mesmo, a partir de resultados obtidos pelo simulador comercial STARS (*Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*).

2.2-OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar o desempenho de estratégias de injeção, como a distância entre os poços, intervalos de completação e as vazões de injeção na recuperação do petróleo.
- Analisar a viabilidade técnico-econômica para cada modelo de injeção estudado através do valor presente líquido.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1- PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DAS ROCHAS

Para realização de um estudo de reservatórios de petróleo é fundamental que se conheça as propriedades básicas das rochas e dos fluidos nela contidos. Essas determinam a quantidade de fluidos existentes e o quanto pode ser extraído do meio poroso.

3.1.1- Porosidade

A porosidade (ϕ) é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela indica a capacidade de armazenamento de fluidos. Essa propriedade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, como mostra a Equação 3.1.

$$\phi = V_v / V_t \quad (3.1)$$

Onde: ϕ a porosidade, V_v o volume de vazios e V_t o volume total.

O volume total ocupado por uma rocha reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos e do volume dos espaços vazios existentes entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso e representado pelo símbolo V_p (ROSA *et al.*, 2011).

3.3.2- Permeabilidade

Permeabilidade é definida como a capacidade da rocha de permitir o escoamento de fluidos através da rede de poros interconectados. O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos no meio poroso, conhecida como a lei de Darcy. (ROSA *et al.*, 2011).

De acordo com a lei de Darcy (Equação 3.2), a velocidade de avanço de um fluido homogêneo num meio poroso é proporcional à permeabilidade e ao gradiente de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade do fluido.

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{K \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \quad (3.2)$$

Onde: K é a permeabilidade (D); Q é a vazão (cm³ / s); L é o comprimento do meio poroso (cm); A é área da seção transversal (cm²); ΔP a variação de pressão (atm) e μ a viscosidade do fluido (cP).

Nos estudos de reservatórios, utilizam-se, comumente, os valores de permeabilidade após submetê-lo a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base (THOMAS, 2001).

3.3.3- Saturação

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás. Ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio. Nesses casos, de grande importância é o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório (ROSA *et al.*, 2011).

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração ou porcentagem do volume de poros ocupada por um fluido. Assim, em termos de fração, a saturação é calculada utilizando a Equação 3.3:

$$S_f = V_f / V_p \quad (3.3)$$

Onde: S_f é a saturação do fluido, V_f o volume do fluido e V_p o volume poroso.

3.3.4- Grau API

O Grau API, do *American Petroleum Institute*, é a forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à

densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. De acordo com classificação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), os petróleos com °API superiores a 30° são considerados leves, com API entre 21° e 30° médios, abaixo de 21° são pesados e com °API igual ou inferior a 10 são petróleos extrapesados. O grau °API é representado pela Equação 3.4:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (3.4)$$

Onde: d é a densidade relativa do óleo nas condições normais de temperatura e pressão.

3.3.5- Mobilidade

Para um determinado fluido a mobilidade é a relação entre a permeabilidade efetiva deste fluido e sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo é dada por $M_o = k_o/\mu_o$ e a da água por $M_w = k_w/\mu_w$.

A razão de mobilidade é definida pela razão $M = \lambda_{\text{deslocante}} / \lambda_{\text{deslocado}}$. Na recuperação de reservatórios, quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento do óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores (THOMAS, 2001).

3.3.6- Molhabilidade

A molhabilidade do meio poroso é um parâmetro crítico, pois determina a eficácia do deslocamento de fluidos injetados e a recuperação final de hidrocarbonetos. Esta pode ser definida como a tendência que um fluido tem de se espalhar sobre um substrato sólido ou superfície, na presença de outro fluido imiscível (CRAIG, 1971). Na engenharia do petróleo, essa propriedade é a tendência da rocha reservatório, preferencialmente estar em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico (AGBALAKA *et al.*, 2008).

Em um sistema rocha-fluido essa propriedade pode variar de molhável a água ou molhável ao óleo. Conforme ilustrado na Figura 3.2, no caso da rocha ser molhável a água,

Figura 3.1 (A), o óleo permanece no centro dos poros. À condição inversa verifica-se que todas as superfícies são molháveis ao óleo, Figura 3.1 (B) (ABDALLAH *et al.*, 2007).

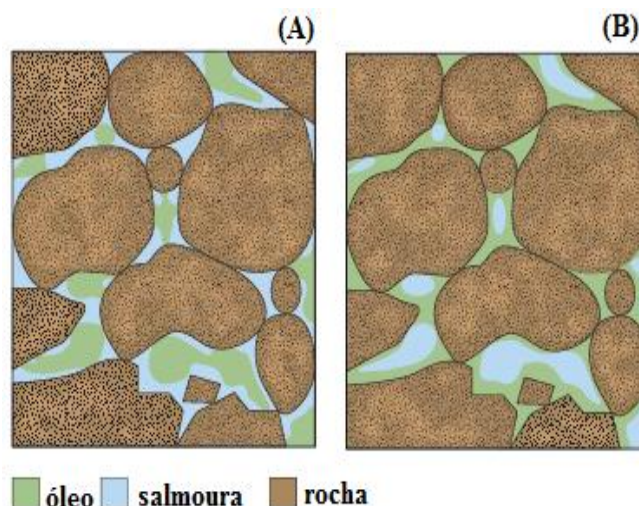


Figura 3.1- Distribuição de fluidos no meio poroso. **(A)** rocha molhável a água; **(B)** rocha molhável ao óleo.

Fonte: ABDALLAH *et al.*, 2007.

Quando a rocha não tem preferência por óleo ou água, o sistema é dito ser de molhabilidade neutra ou intermediária (ABDALLAH *et al.*, 2007).

No entanto, muitos estudos relativos à molhabilidade demonstram que, na maioria dos casos, essa é heterogênea. Assim, outras duas classificações foram criadas, tais como molhabilidade fracionada e molhabilidade mista (ANDERSON, 1986).

Na molhabilidade fracionada porções da rocha são fortemente molháveis ao óleo, enquanto outras porções são fortemente molháveis a água. Isto ocorre devido à variação nos minerais que possuem propriedades químicas diferentes. Em rochas, onde os poros menores são molháveis por água e os poros maiores são molháveis ao óleo, caracterizam-se por terem molhabilidade mista. Nestes casos, o deslocamento do óleo é mais favorável, resultando em saturações de óleo residual extraordinariamente baixa (ENGLER, 2010; SALATHIEL, 1973).

Um modo relativamente rápido para avaliar a capacidade de molhabilidade do sistema é através da medição do ângulo de contato (θ) entre um sólido e dois fluidos imiscíveis. O ângulo de contato é por convenção, medido através do fluido mais denso, o qual na Figura 3.2 é representado pela fase água.

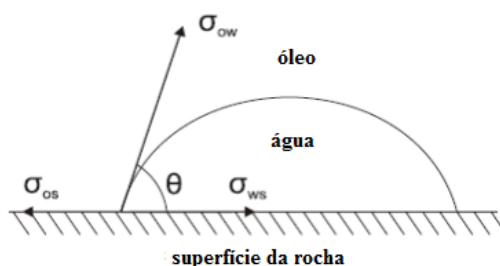


Figura 3.2- Relação entre a tensão interfacial de um sistema rocha/fluidos e o ângulo de contato. Fonte: adaptado de CRAIG, 1971.

No sistema mostrado na Figura 3.2 o ângulo de contato (θ) reflete o equilíbrio entre as tensões interfaciais das fases óleo-água-sólido estabelecido pela equação de Young (3.5):

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \times \cos \theta \quad (3.5)$$

Onde: σ_{os} é a tensão óleo/sólido em dina/cm; σ_{ws} é a tensão água/sólido em dina/cm; σ_{ow} é a tensão interfacial óleo/água em dina/cm, e θ é ângulo de contato água/óleo/sólido.

Outros métodos quantitativos para medição da molhabilidade têm sido propostos, eles incluem o método de Amott e o método do U.S. Bureau of Mines (USBM); e métodos qualitativos tais como: taxas de embebição, testes de flotação, utilização de lâminas de vidro, comportamento das curvas de permeabilidade relativa, comportamento das curvas de pressão capilar, perfis de resistividade e ressonância magnética (CHEN, 2011; TREIBER e OWENS, 1971).

3.2- MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DO PETRÓLEO

Historicamente, os processos de recuperação do petróleo eram categorizados em três estágios: primário, secundário e terciário de acordo com sua cronologia de aplicação. Muito embora, nas últimas décadas, esta classificação tornou-se inadequada à medida que muitas operações de desenvolvimento de campos de petróleo não são conduzidas nesta ordem específica. Por exemplo, a injeção de água tem sido implantada muitas vezes tão cedo quanto possível, antes mesmo que a sua energia natural se esgote (fase de produção primária).

Desta forma, os métodos de recuperação secundária e terciária perderam sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo, sendo denominados como métodos de recuperação avançada, classificados em convencionais e especiais (ROSA *et al.*, 2011). A Figura 3.3 mostra de forma geral os principais métodos de recuperação do petróleo.

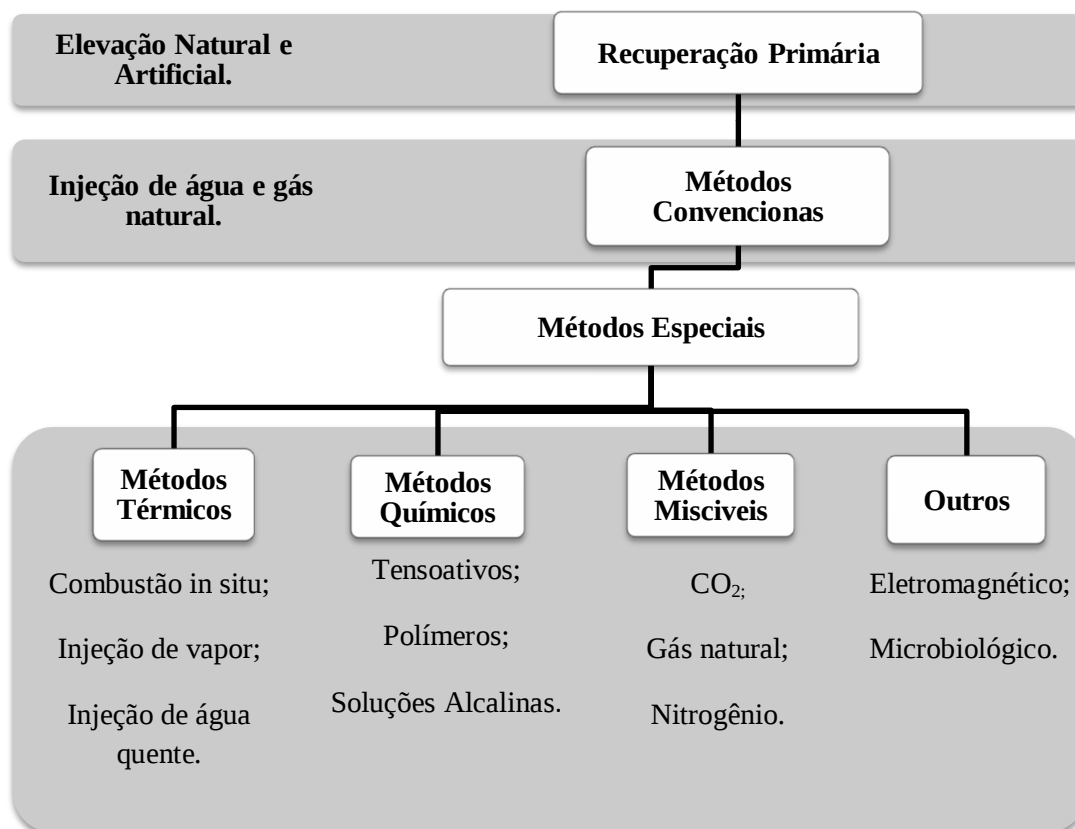


Figura 3.3-Processos de recuperação do petróleo.

Fonte: adaptado de Barillas, 2005.

Na recuperação primária o óleo é produzido pela energia natural do reservatório por diversos mecanismos como gás em solução, influxo de água, capa de gás ou os mesmos combinados. Nesse processo, para auxiliar a retirada dos fluidos, muitas vezes, são utilizados métodos artificiais de elevação, por meio de bombas ou injeção de gás, no entanto, as energias expulsivas do reservatório não são afetadas diretamente.

O fator de recuperação durante a fase primária é tipicamente de 5 a 20% a depender da estrutura geológica e geometria do reservatório e das propriedades dos fluidos e da rocha (THOMAS, 2001).

Ao longo da vida produtiva, a pressão diferencial disponível a partir das forças do reservatório cai e torna-se insuficiente para forçar o óleo a superfície, gerando vazões de produção antieconômicas. Com o objetivo de manter ou melhorar sua produtividade, são empregados os métodos de recuperação avançada que baseiam-se no fornecimento de energia externa para dentro do reservatório, sob a forma de injeção de fluidos.

Nos métodos de recuperação convencionais isto é conseguido através da injeção de água e o processo imiscível de injeção de gás, sem que ocorra nenhuma reação de natureza química ou termodinâmica que possa modificar o estado ou propriedades dos fluidos e da rocha (BARILLAS, 2005). Normalmente, baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

Os processos de recuperação especiais atuam nesses pontos e podem ser divididos em quatro categorias: químicos, térmicos, miscíveis e outros que não se enquadram em nenhum das anteriores, como é o caso da recuperação microbiana e da recuperação utilizando ondas eletromagnéticas. Alguns desses métodos são ainda realizados em escala de laboratório ou desenvolvidos em projetos piloto (CHEN, 2011).

No estudo realizado, a que se refere o presente trabalho, foi utilizado o método térmico como método especial de recuperação, com ênfase ao processo de injeção de vapor, os quais serão relatados a seguir.

3.2.1-Métodos térmicos

Reservatórios de óleos pesados são tecnicamente mais difíceis de serem produzidos, exigindo mais recursos e investimentos para a sua exploração, quando comparados aos campos de óleos convencionais. E como consequência direta, os métodos especiais de recuperação ganham força nestes tipos de campos, pois os métodos convencionais em geral não se mostram eficientes economicamente.

A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em baixas eficiências de varrido e por consequência uma recuperação normalmente muito baixa.

Dentre os métodos especiais de recuperação, grande destaque pode ser dado aos métodos térmicos. O principal objetivo destes métodos é aumentar a temperatura no reservatório para reduzir a viscosidade do óleo e com isso aumentar sua mobilidade e a sua recuperação.

Várias experiências foram estudadas no sentido de levar calor ao interior do reservatório de óleo pesado, dentre elas é possível citar a combustão *in situ* e a injeção de fluidos quentes (LAKE, 1989). Esses métodos diferem na maneira de como é realizado o aquecimento do fluido do reservatório. No primeiro, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. No outro grupo, o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação através da injeção de água quente ou vapor d'água (LATIL, 1980).

Em teoria, devido às características de geração da energia térmica, a combustão *in situ* mostra-se mais eficiente, evitando perdas de calor ao longo das linhas e do poço. Na prática, esses projetos são muito complexos, sendo relatados na literatura vários problemas, tais como: corrosão nos poços produtores devido a uma alta concentração de enxofre nos gases efluentes, produção de areia, formação de emulsão, periodicidade na manutenção dos compressores de ar e chegada de oxigênio nos poços de produção (MOORE *et al.*, 1995; SARATHI, 1999; SHECAIRA *et al.*, 2002).

3.2.1.1-Injeção de Vapor

A injeção de vapor vem sendo utilizada comercialmente há anos em campos da Califórnia (EUA), Venezuela e Canadá, e em menor escala no Brasil, obtendo-se uma elevada recuperação do petróleo (NASR, T.N. e AYODELE, O.R, 2005).

Essa técnica pode ser utilizada de maneira cíclica ou contínua. Frequentemente, por razões de economicidade, os dois métodos são combinados, e os poços produzem inicialmente por injeção cíclica. A estimulação antes da injeção contínua promove melhorias significativas nas taxas de recuperação do óleo, além de prover efeitos de limpeza ao redor do poço através da dissolução de depósitos parafínicos e naftênicos que podem restringir o fluxo de fluido entre os poços injetores e produtores (HONG, 1994).

O método de injeção cíclica, também conhecido como estimulação por vapor, *steam-soak* e *huff and puff* foi descoberto acidentalmente em 1959 pela Shell no Oeste da Venezuela (HONG, 1994; NASR, T.N. e AYODELE, O.R, 2005).

O processo cíclico consiste em três estágios, ilustrados na Figura 3.4. O primeiro corresponde a fase de injeção, na qual uma quantidade de vapor é injetada no poço por um período de tempo específico, seguida por uma fase de embebição (*soaking*), onde ocorre a distribuição de calor no reservatório que pode variar desde poucos dias a semanas, e por fim, a fase de produção, referente ao período de produção do poço (ROSA *et al.*, 2011).

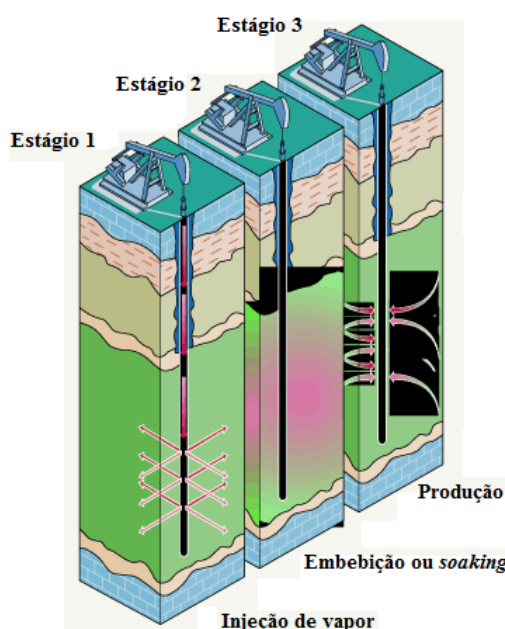


Figura 3.4 – Esquema da Injeção Cíclica de vapor.

Fonte: adaptado de Sefton Resources Inc

Independente do tipo de reservatório, a estimulação cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta, com uma queda de vazão a cada ciclo. Isso ocorre porque próximo ao poço, o reservatório, fica com saturação de óleo mais baixa, ocorre uma destilação parcial do petróleo e uma queda rápida da pressão com o decréscimo da temperatura (GUSHIKEN, T. M. e SIQUEIRA, J. B., 2008).

À proporção que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que façam com que a duração dos ciclos aumente, tornando viável o início da injeção contínua (QUEIROZ, 2006).

A injeção contínua de vapor tem as denominações de “Steamflood” e “Steam Drive”. O processo contínuo consiste na injeção de vapor em um poço injetor central, com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores. Quando o vapor se desloca através do reservatório entre os poços injetores e produtores, são criadas várias regiões de diferentes temperaturas e saturações de fluidos, como é mostrado na Figura 3.5.

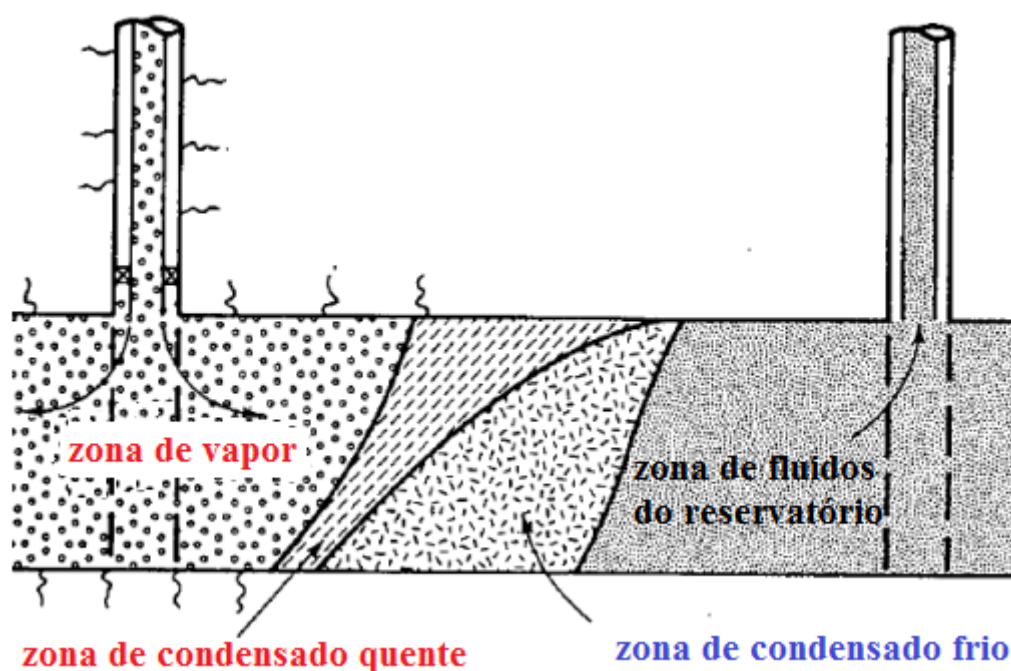


Figura 3.5- Mecanismo de injeção contínua de vapor.

Fonte: adaptado de HONG, 1994.

As regiões são a zona de vapor, a zona de condensado quente, a zona de condensado frio e a zona de fluido do reservatório. A zona de condensado quente pode ser subdividida em um banco de solvente e um banco de água quente. Embora as divisões entre as zonas não sejam claras, elas proveem uma maneira útil de descrever os vários processos que ocorrem durante a injeção contínua de vapor.

Quando o vapor penetra na formação, forma-se uma zona de vapor saturado em torno do poço. Essa zona, com temperatura aproximada da injeção, expande-se à medida que mais vapor é injetado. O óleo é movido da zona de vapor para a zona de condensado quente por destilação (vaporização de porção do óleo), criando um banco de solvente de frações leves destiladas exatamente à frente da frente de vapor.

Na zona de condensado quente, o banco de solvente gerado pela zona de vapor extrai óleo adicional da formação para formar uma fase óleo de deslocamento miscível.

O óleo mobilizado é empurrado à frente pelo avanço das frentes de vapor e da água quente. Ao tempo em que o vapor injetado se condensa e se resfria para a temperatura do reservatório (na zona de condensado frio), um banco de óleo se forma. Finalmente, na zona de fluido do reservatório, a temperatura e a saturação se aproximam das condições iniciais.

A injeção contínua pode fornecer recuperações em torno de 50% do óleo *in place*. No entanto, essa técnica não é adequado para os reservatórios muito profundos e pouco espessos, com aquífero no fundo e/ ou zona de gás sobrejacente, baixa condutividade térmica da rocha matriz, alta saturação de água, baixas porosidade e permeabilidade, fraturas verticais e/ou fissuras (KULADA, K. e BRIJ. M. B., 2003).

3.2.1.1.1- Projetos de injeção de vapor

Na concepção de um projeto de injeção de fluidos é de fundamental importância a escolha do esquema de injeção, isto é, da distribuição dos poços produtores e injetores mais adequada ao reservatório.

Os esquemas de injeção dividem-se em dois grupos principais: injeção no topo ou na base e injeção em malhas. Em projetos de injeção de vapor geralmente recorre-se ao segundo grupo. Nesse tipo de esquema, os poços de injeção e de produção são distribuídos de maneira homogênea em todo o reservatório, ocorrendo à repetição de um determinado padrão ou arranjo, razão pela qual é chamado de padrão repetido ou injeção em malhas (ROSA *et al.*, 2011; THOMAS, 2001).

As malhas podem ser convencionais ou invertidas. Nas convencionais um poço produtor localizado no centro é cercado por poços de injeção. Já nos modelos invertidos, o poço injetor que é centralizado. Além disso, uma extensa variedade de arranjos de poços produtores e injetores já foi testada, sendo que os normalmente utilizados, são os *five spot*, *seven spot* e o *nine spot*. Essa denominação dependendo do formato da malha base, do número e localização dos poços.

A Figura 3.6 ilustra o modelo de malha *five-spot* ou malha de cinco pontos, a malha base é um quadrado com cinco poços. No caso do modelo convencional, Figura 3.6 (A), os quatro poços injetores estão localizados, um em cada vértice e o produtor no centro. À condição inversa, os poços produtores estão nos vértices e o injetor no centro, conforme Figura 3.6 (B).

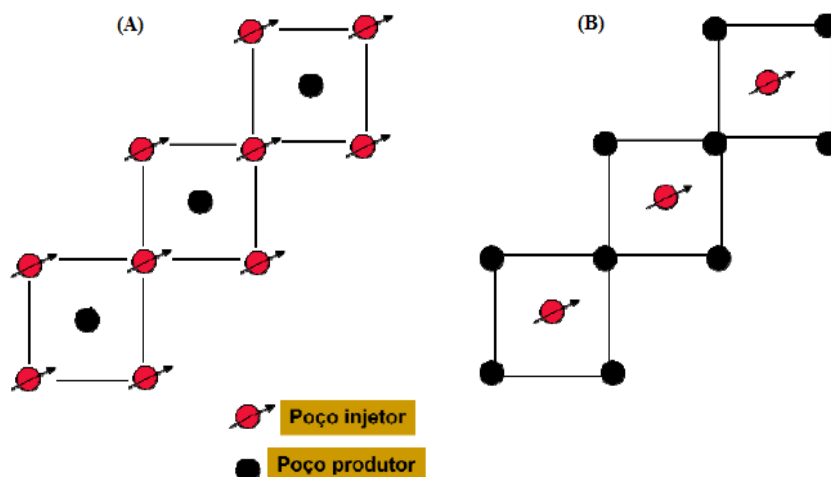


Figura 3.6- Exemplo de esquema de injeção de malha *five spot*. (A) convencional e (B) invertido.

Na prática, normalmente, a conversão de malhas ocorre do padrão *five-spot* para o *nine-spot*, como mostrado na figura 3.7.

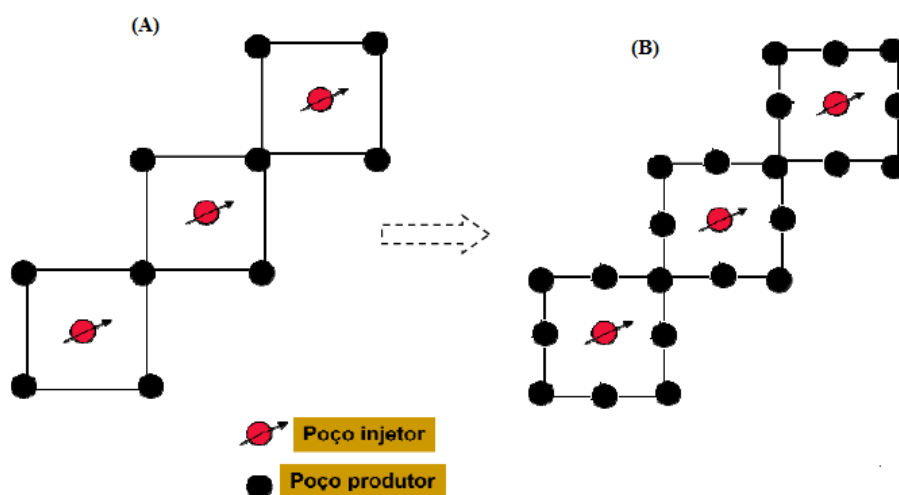


Figura 3.7- Exemplo de conversão de um esquema de injeção *five spot* para *nine spot*. (A) *five spot* invertido (B) *nine spot* invertido.

A escolha pelo sistema convencional ou invertido, a inserção de mais poços, assim como a distância entre eles, deve ser pautada por aspectos técnicos e econômicos. Além de tirar vantagem das características do reservatório, tais como imersão, falhas, fraturas e tendências de permeabilidade, o modelo escolhido deve proporcionar a maior produção

possível de óleo com o menor volume de vapor injetado, durante um intervalo de tempo econômico (HAWKINS M.F, 1990).

Além desses aspectos, os projetos devem especificar pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volume de fluidos a serem injetados e produzidos. Esses dados, além de serem necessários ao dimensionamento, são fundamentais a otimização do processo.

3.3- ANÁLISE ECONÔMICA DE PROJETOS

A decisão de implantação de um projeto é, sem dúvida, o momento mais crítico na estrutura de planejamento de uma empresa. Essa deve ser precedida de uma análise com base na engenharia econômica.

A análise econômica tem a função de indicar, por meio de técnicas específicas, os parâmetros de economicidade que permitam a escolha da melhor alternativa. Os enfoques mais usados na análise de investimento integram procedimentos de cálculo do valor do dinheiro no tempo, considerações de risco e retorno e conceitos de avaliação para selecionar gastos de capital compatíveis com o objetivo de maximização da riqueza.

O valor presente líquido (VPL), também conhecido como Valor Atual, Valor Presente ou O Método do Valor Atual Líquido (VAL), é um dos indicadores financeiros mais utilizados devido a fácil implementação e acompanhamento, principalmente, se utilizado em avaliação de projetos excludentes, devido a restrição orçamentária da maioria das empresas existentes. O VPL consiste em converter os fluxos de caixa de uma alternativa de empreendimento, distribuídos ao longo do tempo, em um valor equivalente no momento atual, ou seja, no tempo zero.

Pode-se determinar o VPL pela seguinte equação:

$$VPL = \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+i)^k}$$

onde: k é período total da vida econômica do projeto, normalmente em anos; i é a taxa de desconto e FC_k é o fluxo de caixa no período k.

Para cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como taxa de desconto. A Taxa Mínima de Atratividade é a taxa de juros equivalente à maior rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco.

Pode-se ter as seguintes possibilidades para o Valor Presente Líquido de um projeto de investimento:

- Maior do que zero: significa que o investimento é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa;

- Igual à zero: o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas de caixa;

- Menor do que zero: indica que o investimento não é economicamente atrativo porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Entre vários projetos de investimento, o mais atrativo é aquele que tem maior Valor Presente Líquido.

4- METODOLOGIA

4.1- PROGRAMAS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS

Neste trabalho foi utilizado o Builder para a formulação dos modelos de simulação do reservatório criando-se um arquivo de entrada (dat.). Esse foi utilizado no simulador comercial denominado, STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), com a finalidade de simular a recuperação térmica, através da injeção contínua de vapor, ambos os módulos pertencem ao grupo CMG (*Computer Modelling Group*) – versão 2012.2.

4.2-MODELAGEM PROPOSTA

4.2.1- Configuração das malhas

O modelo físico adotado consiste em um reservatório retangular, tridimensional de malha cartesiana com coordenadas nas direções “i”, “j” e “k” e sistema de injeção *five-spot* invertido, com um poço injetor central influenciando quatro poços produtores periféricos. A Figura 4.1 apresenta o reservatório em 3D, mostrando o refinamento utilizado e as dimensões do reservatório.

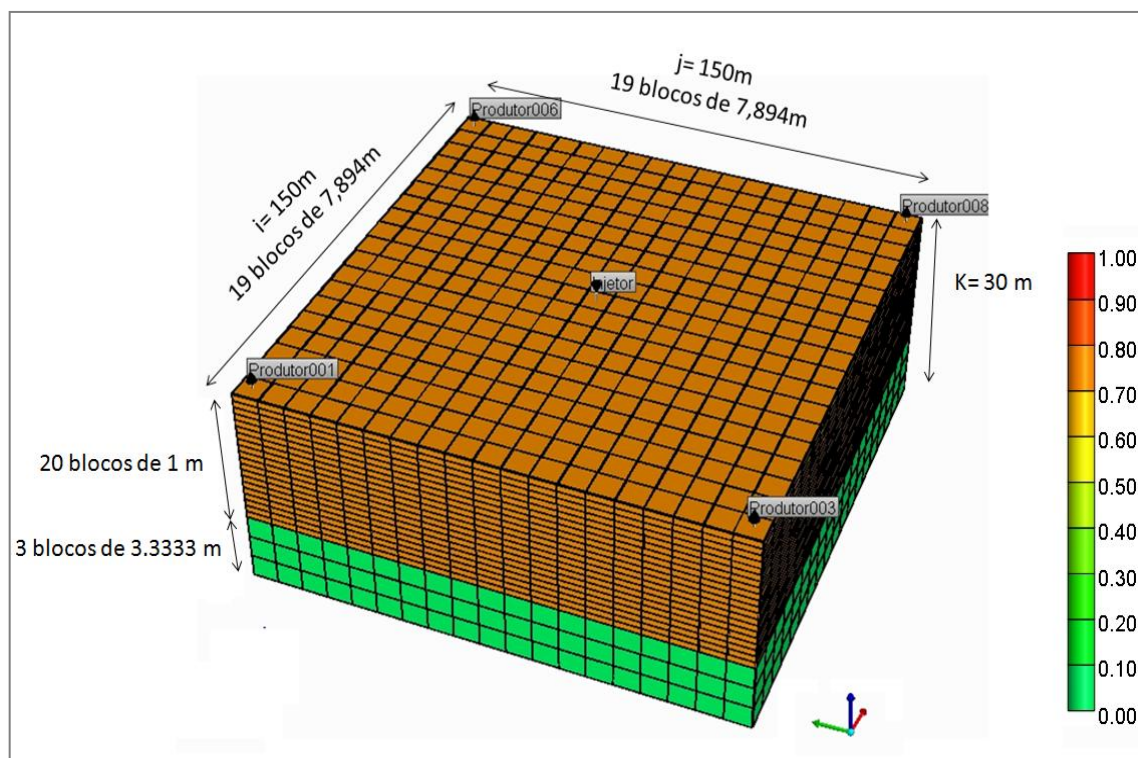


Figura 4.1: Modelo base (saturação de óleo).

O refinamento adotado foi obtido através de uma análise comparativa do comportamento da produção acumulada de óleo e do tempo gasto nas simulações para cada modelo refinado. Observou-se que os resultados apresentados pelo modelo ilustrado na Figura 4.1, com 8.303 blocos, representa boa concordância com modelos de maior refinamento, mantendo o nível de confiabilidade e um ganho considerável na otimização do trabalho.

Os limites do reservatório estão fechados ao fluxo de fluidos, e são realizadas as seguintes considerações:

- Só existem as fases água, óleo e gás;
- A fase óleo é composta pelos componentes óleo e gás;
- A fase água é composta só por água;
- A fase gás pode conter gás e água;
- Não existem reações químicas;
- Não existem sólidos nos fluidos a serem considerados;

4.2.2- Modelo de fluido do reservatório

4.2.2.1- Fração molar

O modelo do fluido do reservatório apresenta características similares aos encontrados na Bacia Potiguar. A Tabela 4.1 mostra a composição do óleo que contém oito pseudocomponentes.

Tabela 4.1- Composição do óleo.

Componente	Fração molar
N ₂	0,0005
CO ₂	0.0041
C ₁ -C ₂	0.05
C ₃	0.00271270
iC ₄ -C ₁₁	0,13559
C ₁₂	0.0074425
C ₁₃ -C ₃₉	0.62691
C ₄₀ +	0.25937

4.2.2.2- Viscosidade do óleo

A viscosidade do óleo pesado estudado para a temperatura de reservatório 100°F (38 °C), a viscosidade do óleo é de 1079 cP.

4.2.3- Propriedades da rocha-reservatório

As Figuras 4.2 e 4.2 ilustram, respectivamente os dados de permeabilidade relativa do sistema água-óleo e líquido gás.

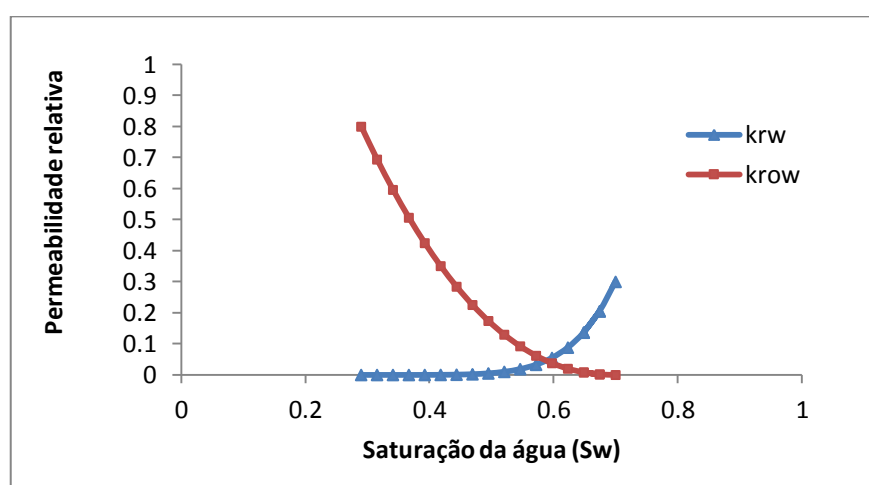


Figura 4.2- Curvas de permeabilidade relativa água-óleo.

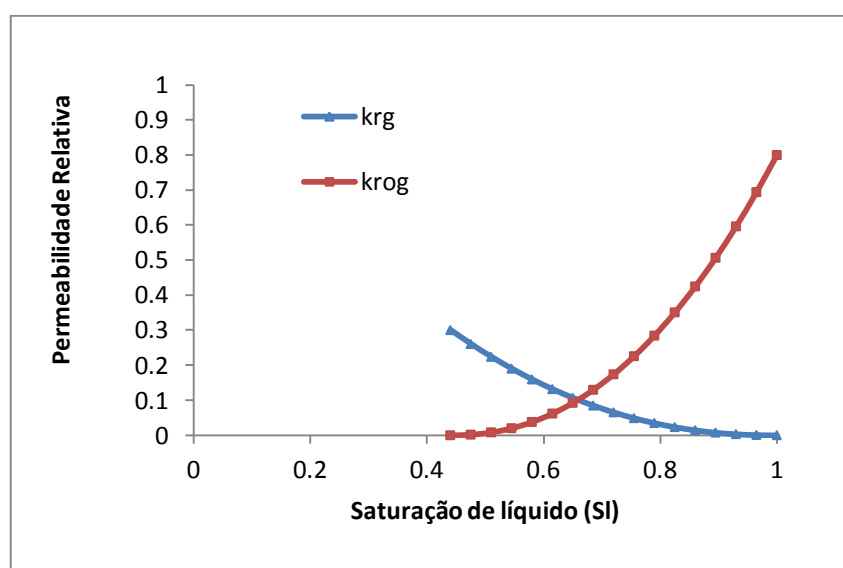


Figura 4.3- Curvas de permeabilidades relativas líquido-gás.

Os valores das propriedades da rocha- reservatório estão apresentados na Tabela 4.2

Tabela 4.2- Propriedades da rocha-reservatório.

Temperatura inicial (°C)	38
Pressão de referência à 200m(psi)	287
Profundidade do reservatório	200
Contato água-óleo (m)	220
Espessura da zona de óleo (m)	20
Saturação de água conata, Swc (%)	0,29
Área do reservatório (m ²)	22500
Área transversal do reservatório (m ²)	4500
Volume poroso (m ³)	168750
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	900
Permeabilidade Vertical (Kv, mD)	90
Porosidade (%)	25
Compressibilidade efetiva da rocha (psi ⁻¹)	30x10 ⁻⁶
Capacidade calorífica volumétrica das camadas sobre e subjacentes do reservatório - Btu/(ft ³ *F)	35
Condutividade térmicas das camadas sobre e subjacentes do reservatório Btu/(m*day*F)	78,74

4.2.4- Condições de operação

No modelo base, as completações dos poços, produtores e injetores, foram realizadas da 1^o a 16^o camada, em um intervalo entre 200-216 m a partir do topo do reservatório, até 4 metros acima da zona de contato óleo-água (220 m), como pode ser observado na Figura 4.4, visando, menores perdas de calor.

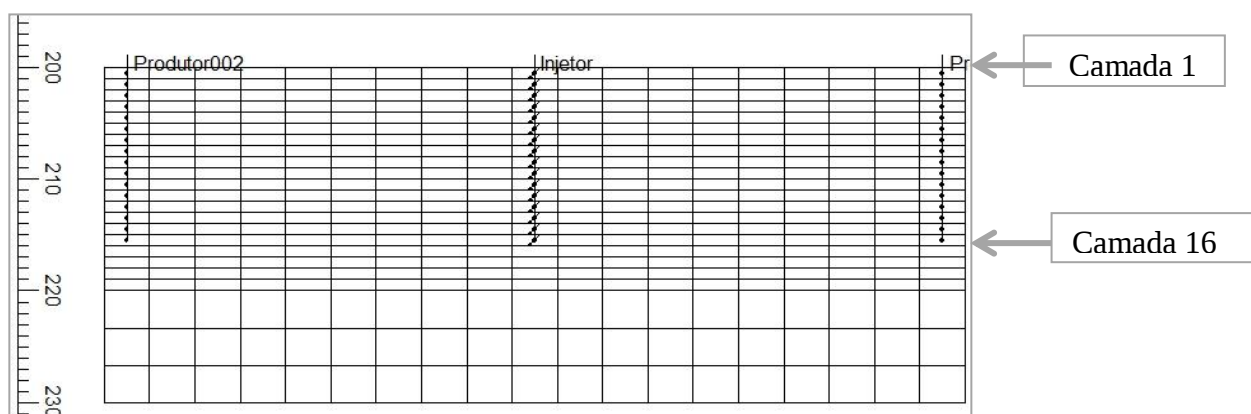


Figura 4.4- Sistema de completção utilizado para criação do modelo base.

A Tabela 4.3 apresenta outros parâmetros das condições operacionais utilizados no modelo base que foram considerados fixos em todos os casos com exceção da vazão de vapor.

Tabela 4.3- Condições operacionais da injeção de vapor do modelo base

Condições operacionais	
Distância entre os poços- injetor e produtor (m)	106
Vazão de injeção – STF (ton/dia)	75
Pressão máxima no poço injetor (psi)	1050
Pressão mínima no poço produtor (psi)	30
Temperatura do vapor (°F)	450
Tempo de projeto (anos)	20
Título de vapor (%)	50

4.3- PARÂMETROS OPERACIONAIS ANALISADOS

4.3.1- Malhas de injeção

4.3.1.1-Espaçamento entre poços

O espaçamento entre injetores e produtores é um fator importante em determinar a utilização do calor em um projeto de injeção contínua de vapor. Analisou-se a eficiência térmica em três diferentes arranjos de poços, mantendo as mesmas características da rocha-reservatório do modelo base. Os modelos estão representados na Figura 4.5.

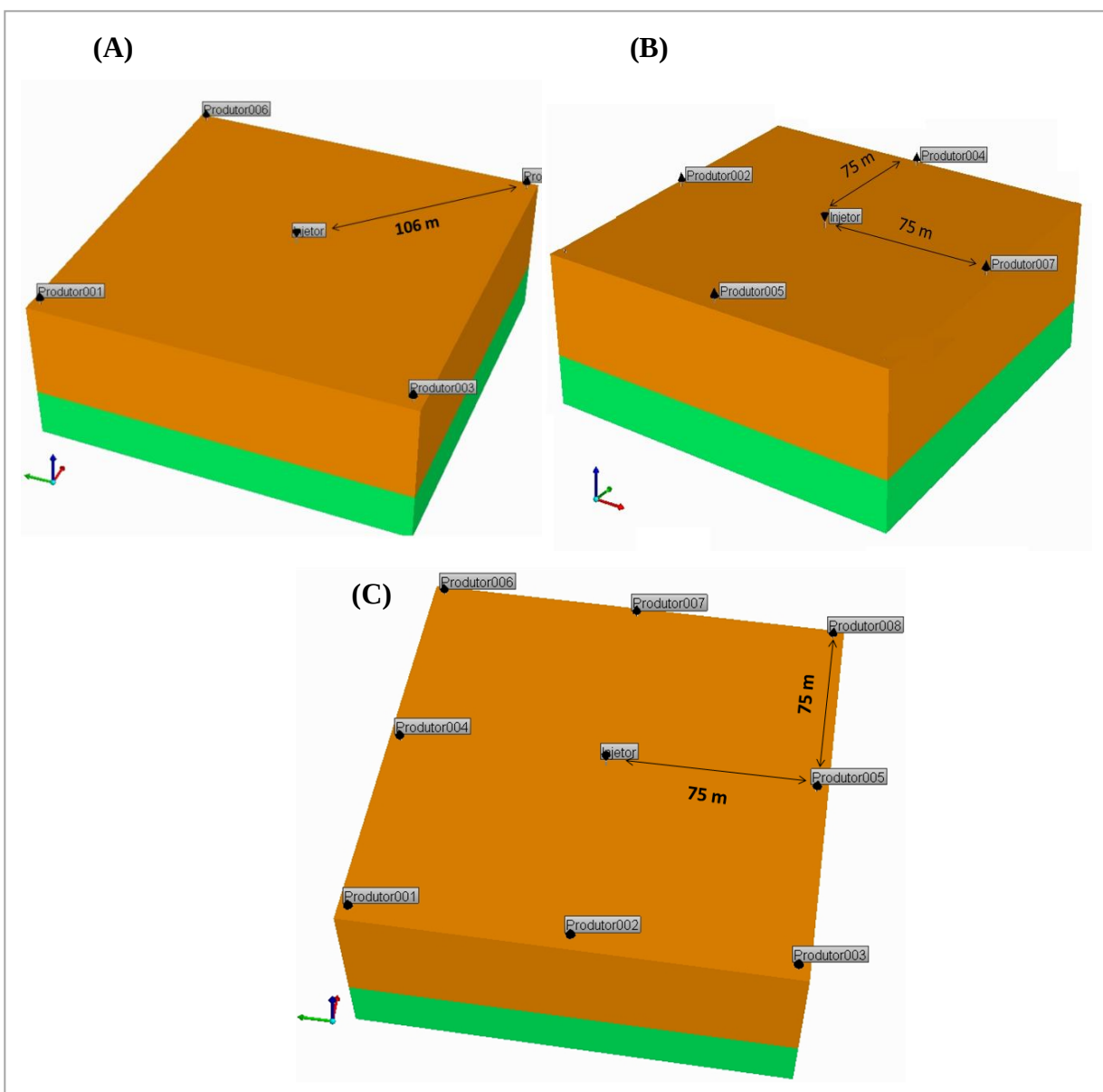


Figura 4.5- Malhas de injeção. (A) Modelo base - *Five spot* invertido (B) *Five spot* invertido e (C) *Nine spot* invertido.

Esses modelos foram utilizados para analisar a influência sobre a produção acumulada de óleo e o Fator de Recuperação de outros parâmetros operacionais como o intervalo de completção do poço injetor e a vazão de injeção de vapor

4.3.1.1.- Intervalo de completção do injetor

Foram realizadas simulações com três possibilidades de completção para o injetor, no topo, na base e no centro da zona de óleo. A nomenclatura abaixo exhibe o significado das definições:

- Base (B-C) – Injetar na base da zona de óleo;
- Topo (T-C) – Injetar no topo da zona de óleo;
- Centro (I-C)- Injetar no centro da zona de óleo;

A Figura 4.6 apresenta os esquemas de injeção utilizados.

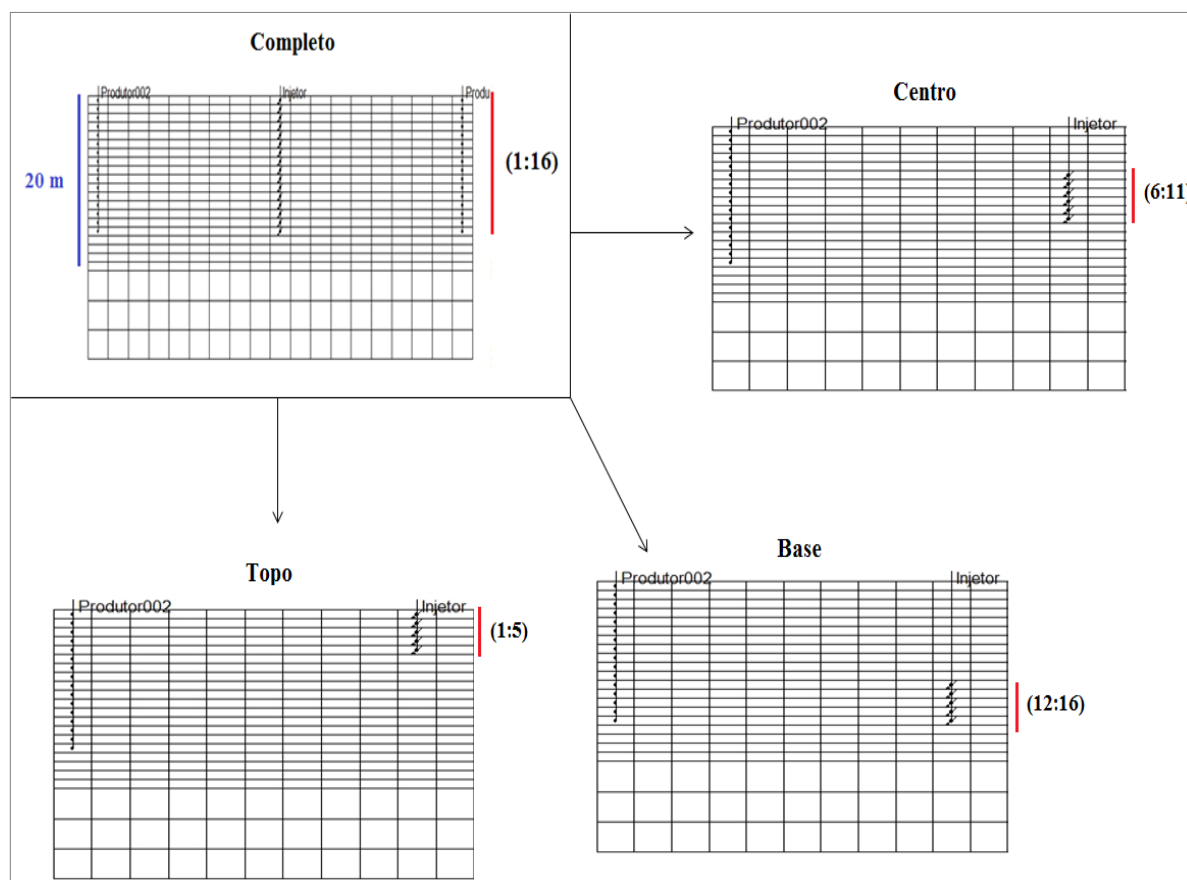


Figura 4.6- Esquemas dos intervalos de completção.

4.3.1.2- Vazão de injeção

O estudo da vazão de injeção foi realizado fixando os parâmetros de reservatório. Foi analisada a vazão de injeção de vapor considerando o óleo recuperado e o valor presente líquido. Esse parâmetro foi variado de 0 a 200 ton/dia com um intervalo de 25 ton/dia.

4.3.2-Análise de Viabilidade Técnica-Econômica

A análise econômica realizada foi simplificada, pois considera alguns dados fixos durante todo tempo de projeto como o preço do óleo e alguns custos, principalmente do fluido injetado. A metodologia e os dados utilizados para a análise técnica-econômica foram obtidos através do trabalho realizado por Rodrigues (2012) *apud* Farouq Ali (2005).

As etapas para o estudo da viabilidade econômica são descritas a seguir:

4.3.2.1-Etapa 1: Levantamento do CAPEX (Capital Expenditures):

O CAPEX representa os investimentos realizados durante a fase de desenvolvimento do campo, incluindo os custos em perfuração de poços, instalações de superfícies e vias de escoamento de produção. Para o projeto de injeção de vapor, os custos de investimentos considerados foram: custo de aquisição do gerador de vapor (C_a) e custo de perfuração dos poços.

- Custo de Aquisição do gerador de vapor (C_a):

$$C_a = \frac{P_g x V_{inj}}{C_g x \eta} \quad (4.1)$$

Onde:

P_g = Preço do gerador de vapor (US\$);

V_{inj} = Volume de vapor injetado (ton/dia);

C_g = capacidade do gerador em (ton/dia);

η = Eficiência do gerador.

- Custo de perfuração dos poços (C_p):

$$C_p = P_{\text{perf}} \times l_{\text{inj}} + P_{\text{perf}} \times l_{\text{pro}} \quad (4.2)$$

Onde:

P_{perf} = Preço de perfuração de um poço em terra “onshore” (US\$/poço);

l_{inj} = Influência do poço injetor na malha considerada;

l_{pro} = Influência do poço produtor na malha considerada.

Considerou-se a influência do poço na malha como um critério de rateio utilizado para não supercustear a perfuração dos poços. Por exemplo, para um modelo *five spot*, tanto no poço injetor quanto no produtor, a influência é de 0,25 pois o custo é dividido por quatro.

Sendo o custo inicial (CAPEX):

$$\text{CAPEX} = C_a + C_p \quad (4.3)$$

4.3.2.2- Etapa 2: Levantamento do OPEX (Operational Expenditures)

O OPEX engloba os custos incorridos para manter a produção tais como o de elevação dos fluidos, tratamento e separação dos fluidos entre outros. Para o projeto de injeção de vapor, os custos considerados foram: elevação dos fluidos (C_{el}); separação, transporte e tratamento do óleo ($C_{\text{óleo}}$), e tratamento e descarte da água produzida ($C_{\text{água}}$).

- Custo de elevação dos fluidos (C_{el}).

O custo de elevação dos fluidos está relacionado com as despesas para o deslocamento dos fluidos do fundo do poço para a superfície.

$$C_{el} = C_{el/m^3} \times V_f \quad (4.4)$$

Onde:

C_{el} = Custo de elevação dos fluidos (US\$).

C_{el/m^3} = Custo de elevação de fluidos por m^3 de fluido produzido (US\$/ m^3).

V_f = Volume de fluido produzido em m^3 .

- Custo de separação, transporte e tratamento do óleo (Cóleo)

O custo de separação, transporte e tratamento do óleo consiste nas despesas relacionadas ao processamento e tratamento dos fluidos, para obter o óleo em condições aceitáveis para o refino.

$$\text{Coleo} = \text{Cóle}/\text{m}^3 \times \text{Vóleo-pro} \quad (4.5)$$

Onde:

Cóleo = Custo de separação, transporte e tratamento do óleo (US\$);

Cóle/ m^3 = Custo de separação, tratamento e transporte do óleo por bbl de óleo produzido (US\$/ m^3 std);

Vóleo-pro = Volume de óleo produzido em m^3 .

- Custo de tratamento e descarte da água produzida (Cagua).

O custo de tratamento e descarte da água produzida consiste nas despesas relacionadas a deixar a água em condições de ser descartada sem prejuízos ambientais.

$$\text{Cagua} = \text{Cagua}/\text{m}^3 \times \text{Vagua-pro} \quad (4.6)$$

Onde:

Cagua = custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$);

Cagua/ m^3 = Custo de tratamento e descarte da água por m^3 de água produzida (US\$/ m^3);

Vagua-pro = Volume de água produzida em m^3 .

- Custo do vapor

$$\text{Cv} = \text{Vinj} \times \text{Yvapor} \quad (4.7)$$

Vinj: quantidade de vapor injetado (ton)

Yvapor: custo do vapor por tonelada (US\$/ton).

Sendo o custo operacional (OPEX):

$$\text{OPEX} = \text{Cel} + \text{Cóle} + \text{Cagua} + \text{Cv} \quad (4.8)$$

4.4.2.3- Etapa 3: Levantamento da receita

Os recursos em virtude da produção de óleo são contabilizados na receita conforme mostra a Equação 4.9.

$$R = \text{Voleo-pro} \times \text{Pbbl} \quad (4.9)$$

Onde:

Voleo-pro = Volume de óleo produzido na condição padrão por ano (bbl *std/ano*);

Pbbl = Preço do barril (US\$/bblstd)

4.4.2.4 – Etapa 4: Cálculo do VPL

A partir do fluxo dos custos e receitas obtidos, o VPL é então calculado pela Equação 4.10.

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^n \left[\frac{R - \text{OPEX}}{(i+1)^n} \right] - \text{CAPEX} \quad (4.10)$$

A Tabela 4.4 apresenta um quadro resumo dos valores considerados para a análise técnico-econômica.

Tabela 4.4- Dados para análise econômica.

Dados	Valor
Preço de gerador (US\$)	1.200.000,00
Custo de Perfuração e completação de um poço vertical <i>onshore</i> (US\$/poço)	400.000,00
Custo de elevação de fluidos (US\$/bblóleo)	5,00
Custo de separação, tratamento e descarte da água produzida (US\$/m ³)	3,00
Custo de transporte, separação e tratamento do óleo (US\$/bblóleo)	1,00
Custo do vapor (US\$/ton)	10,00
Capacidade do gerador de vapor (t/dia)	500
Eficiência do gerador (%)	90
Preço do petróleo (US\$/bbl)	50
Tempo de projeto (anos)	20
TMA (% a.a.)	15

O custo de perfuração adotado para um poço em terra foi de R\$400.000,00, valor estimado para poços de até 200 m de profundidade característicos da Bacia Potiguar.

Para a análise do Valor Presente Líquido (VPL), foi considerado o preço de mercado do petróleo US\$50,00/bblstd, visto que é um parâmetro de mercado que varia diariamente. Este valor foi considerado em função do tipo de óleo contido no reservatório, onde é composto em sua maioria por frações pesadas.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1-RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO DE VAPOR

Inicialmente foi realizada a simulação apenas do processo de recuperação primária, servindo de base para comparar a efetividade da injeção contínua de vapor. Foram mantidos a configuração dos poços e o tempo de projeto do modelo base.

A Tabela 5.1 mostra a relação entre a produção acumulada de óleo e produção acumulada de água para a produção primária e para o processo de injeção de vapor. Pode ser observado que com a injeção de vapor é possível obter aproximadamente 39.000 std m³ do volume de óleo original, incremento muito superior quando comparado aos 2.000 std m³ produzidos de forma primária.

Tabela 5.1 – Relação entre modelo de injeção versus recuperação primária ao final da produção.

Método	Produção acumulada de óleo - Np (std m ³)	Produção acumulada de água - Wp (std m ³)	Fator de recuperação - FR (%)
Recuperação Primária	2.168	1.133	2.7
Injeção contínua de vapor	39.125	55.4281	49

No entanto, paralelo ao incremento da produção de óleo, também ocorre o aumento da produção acumulada de água (Wp), o que representa custos adicionais à operação. A rentabilidade do processo foi verificada através do valor presente líquido e é apresentada na seção 5.3.

O decréscimo na viscosidade do óleo com o incremento da temperatura é o mecanismo mais importante para a recuperação de óleos pesados. Analogamente, esse efeito pode ser visualizado com o auxílio das Figuras 5.1 e 5.2. Ao final do período de produção, para o método de injeção de vapor a viscosidade do óleo no reservatório é reduzida o que não ocorre para o método de recuperação primária o que evidencia que as frações mais pesadas do óleo foram produzidas.

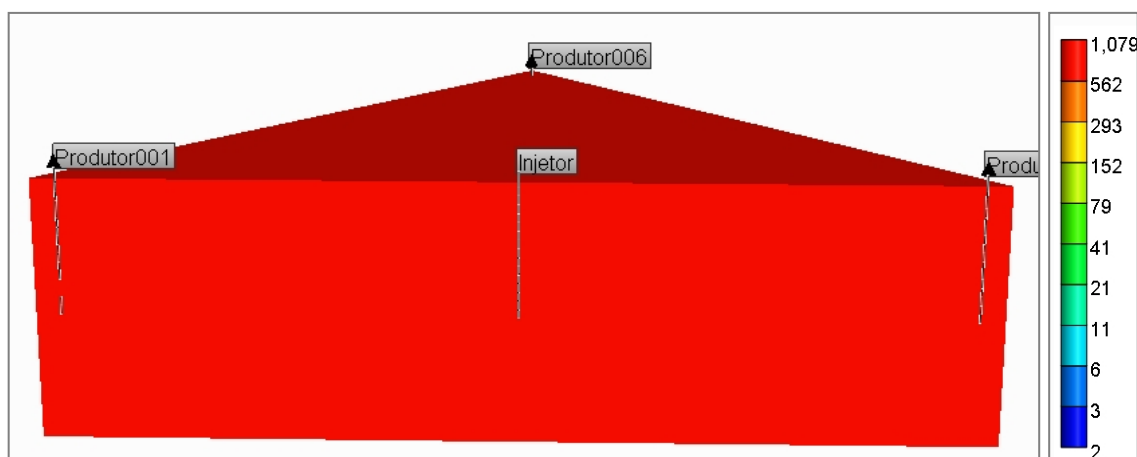


Figura 5.1- Viscosidade do óleo no período final de produção primária.

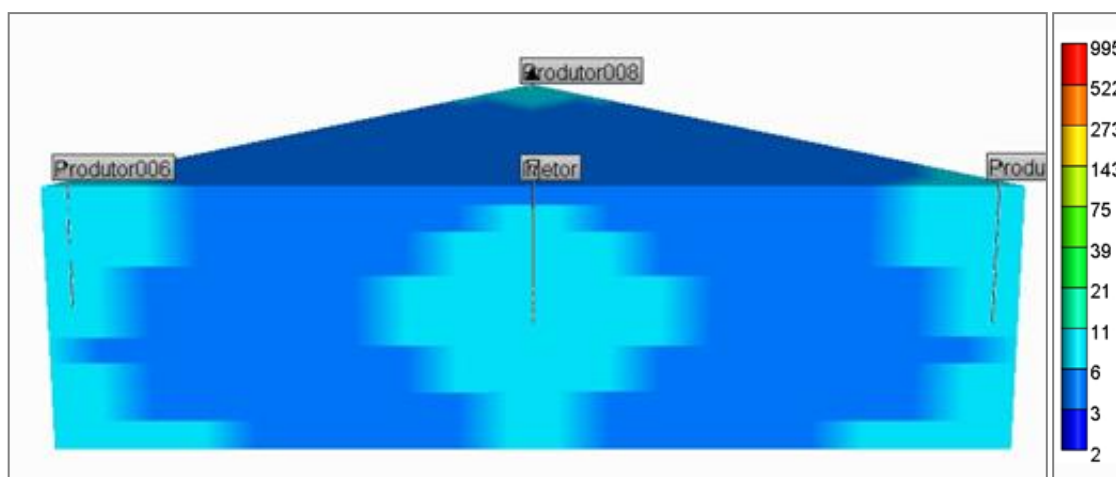


Figura 5.2- Viscosidade do óleo no período final de produção com injeção de vapor.

5.2-ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO

Muito embora, a utilização do vapor possibilite um incremento significativo no percentual do óleo recuperado, esse possui custos adicionais. Estratégias operacionais visando maximização da produção de hidrocarbonetos com o menor custo possível foram estudadas e serão relatadas nas seções a seguir.

5.2.1- Análise dos Modelos de injeção

5.2.1.1- Espaçamento entre os poços

O espaçamento entre injetores e produtores é um fator importante em determinar a utilização do calor. Para isso fez-se um estudo prévio do comportamento da produção acumulada de óleo para a variação da distância entre os poços injetores e produtores para os modelos de malha *five spot*. A influência desse parâmetro está representada na Figura 5.3.

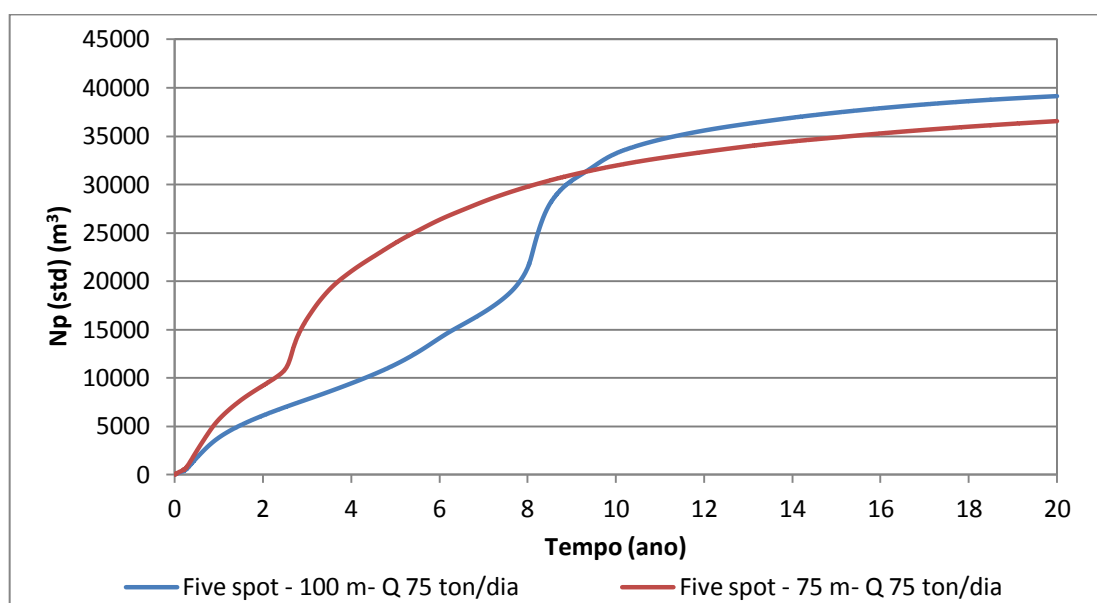


Figura 5.3- Produção acumulada de óleo versus tempo – modelos *five spot*.

Observa-se que até o oitavo ano do projeto, o menor espaçamento (75 m) entre os poços, injetor e produtores, proporcionou melhores resultados com valores muito superiores de produção acumulada. A partir do ano seguinte, os resultados indicam que o modelo *five spot* com maior distância (100 m), apresenta um acréscimo na produção acumulada de óleo.

Isso deve estar associado ao fato de que maiores espaçamentos entre poços resultam em grandes áreas de camadas sub e sobrejacentes, havendo maiores perdas de calor do vapor injetado, o que torna mais demorado drenar o óleo do injetor para o produtor, sendo necessário manter o aquecimento por um período de tempo maior.

As Figuras 5.4 e 5.5 mostram a saturação de gás no 3º ano de produção para as duas distâncias adotadas. Nota-se que o modelo de menor distância entre poços tem a ocorrência da irrupção do vapor no poço produtor primeiro.

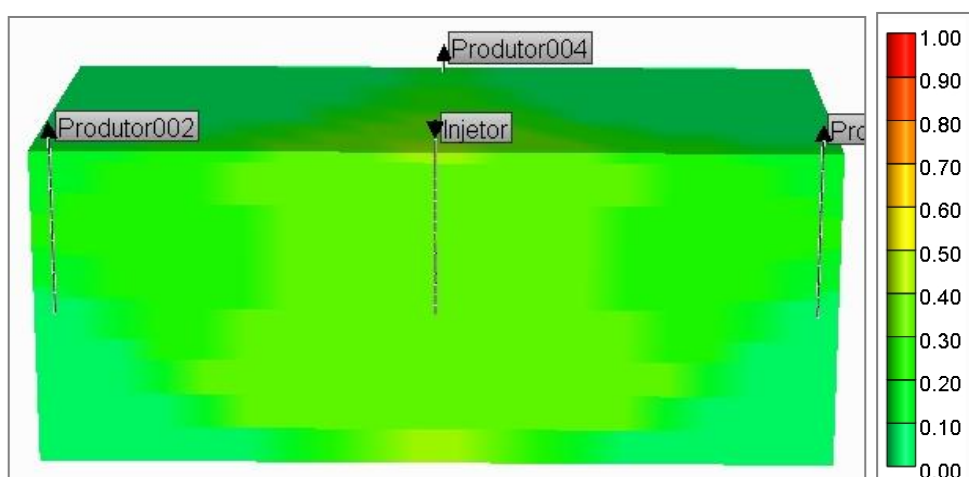


Figura 5.4- Saturação de gás no 3º ano de produção – Distância entre poços 75 m.

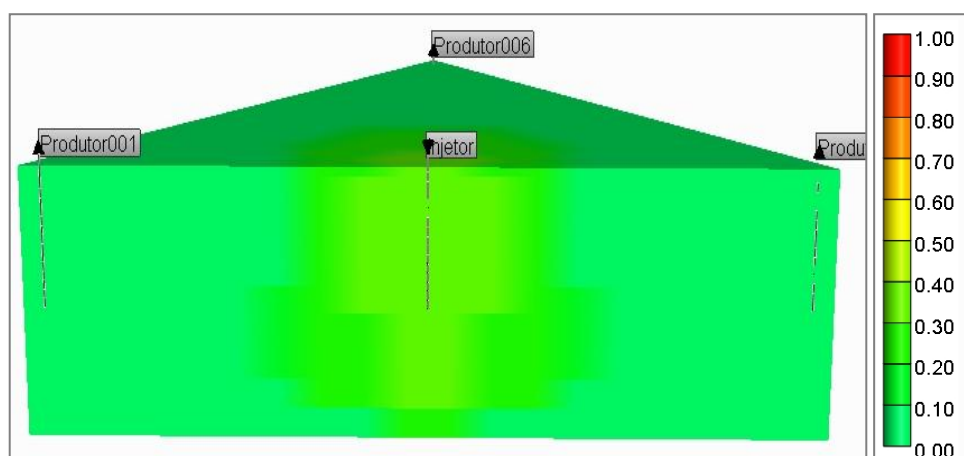


Figura 5.5- Saturação de gás no 3º ano de produção – Distância entre poços de 100 m.

O efeito da variação do espaçamento entre os poços na vazão de produção de óleo com o passar do tempo pode ser observado claramente na Figura 5.6

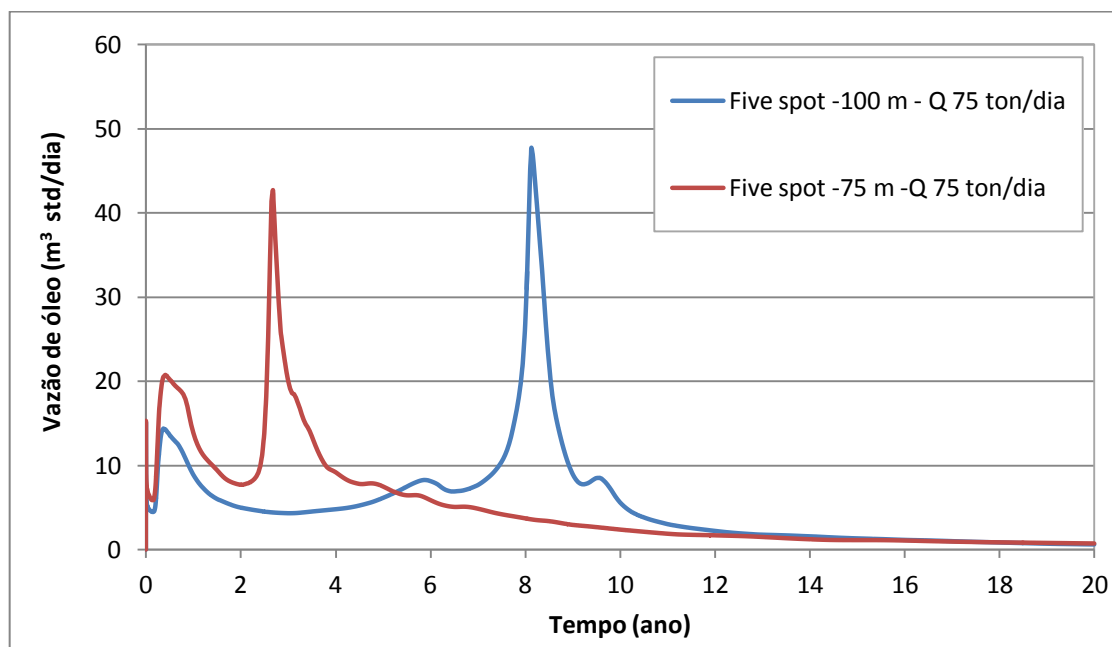


Figura 5.6 – Vazão de produção versus tempo – modelos *five spot*.

Apesar do modelo *five spot* com distância de 100 metros entre poços apresentar um maior pico de vazão, o menor espaçamento antecipa em, aproximadamente, 5 anos a chegada do banco de óleo. Tal efeito pode ter um impacto significativo na economicidade do projeto, pois a antecipação da produção sugere que a injeção de vapor no reservatório possa ser interrompida mais cedo.

Nesse contexto, quando se deseja uma rápida produção deve-se colocar o poço injetor o mais próximo possível tecnicamente do poço produtor, porém se o interesse é ter uma produção mais prolongada pode se considerar a possibilidade de manter os poços mais afastados. Todavia, um projeto de injeção contínua de vapor envolve um balanço econômico entre a eficiência térmica de espaçamentos menores entre poços e os menores investimentos requeridos para malhas com espaçamento maiores.

Para efeito de comparação, além dos modelos *five spot* foi simulado um caso com um modelo de malha *nine spot*, com as mesmas configurações operacionais e de reservatório. Esse modelo implicaria em maior densidade de poços na área, o que acarretaria maiores custos.

A Figura 5.7 correlaciona o fator de recuperação com o volume poroso injetado para as diferentes configurações de malhas estudadas.

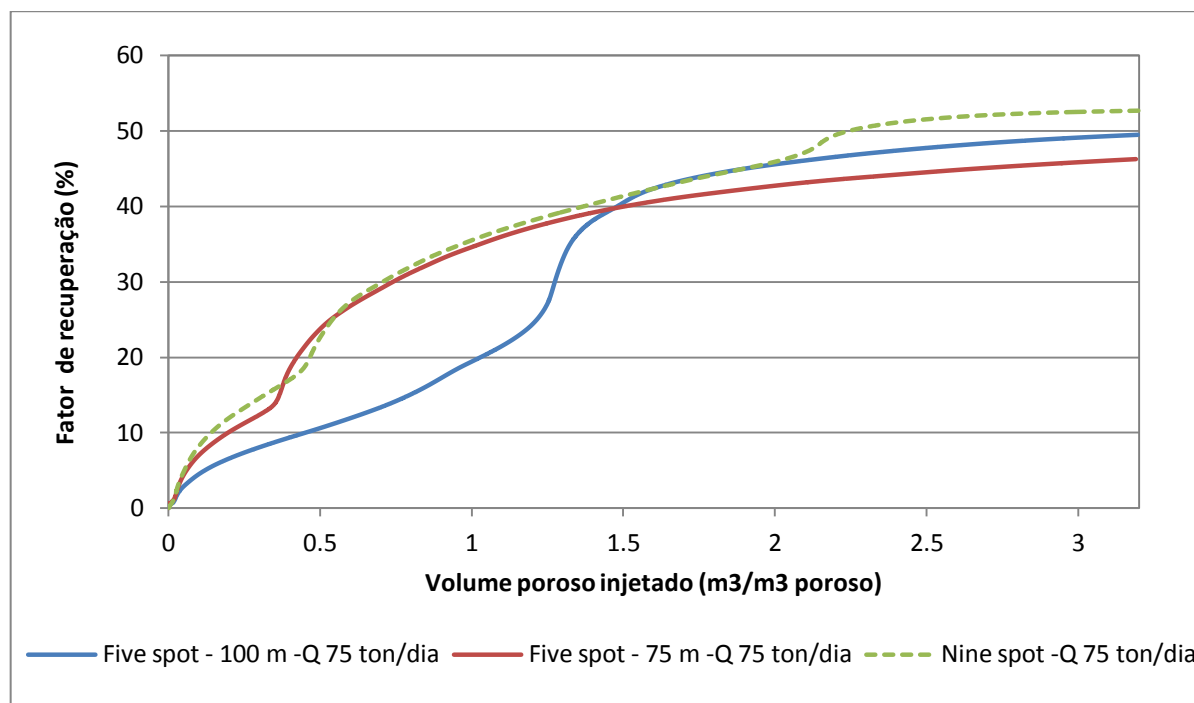


Figura 5.7- Fator de recuperação versus Volume Poroso Injetado- todos os modelos de malhas.

Analisando-se as curvas da Figura 5.7, observa-se que para valores de VPI até 1,3, o modelo *five spot* com menor espaçamentos entre poços e o modelo de injeção *nine spot* representam maior recuperação de óleo comparados ao modelos *five spot* com maior espaçamento entre poços, com fatores de recuperação próximos a 38 %. Para valores intermediários de volume poroso injetado, entre 1,5 e 2 os modelos *five spot* com maior distância entre poços apresentam recuperação similar ao *nine spot*. Esse incremento está associado a tardia produção do banco de óleo, como discutido anteriormente.

Um posterior ganho da produção pelo malha *nine spot* pode ser devido a possibilidade de se poder produzir o óleo que se encontra nas regiões de fronteiras do reservatório em que o vapor atinge de forma mais lenta.

5.2.2- Intervalo de completção

A diferença na densidade entre o vapor e os líquidos no reservatório causa a segregação gravitacional do vapor, isto é, o vapor tende a fluir pelo topo do reservatório. Com a finalidade de minimizar esse fenômeno e melhorar a produtividade, foram estudados 4 intervalos de completção para o poço injetor: na base (B-C), no topo (T-C), intermediário (I-C) e em toda a zona de óleo (C-C).

A Figura 5.8 apresenta os resultados de produção acumulada ao final do projeto para os intervalos de completções adotados.

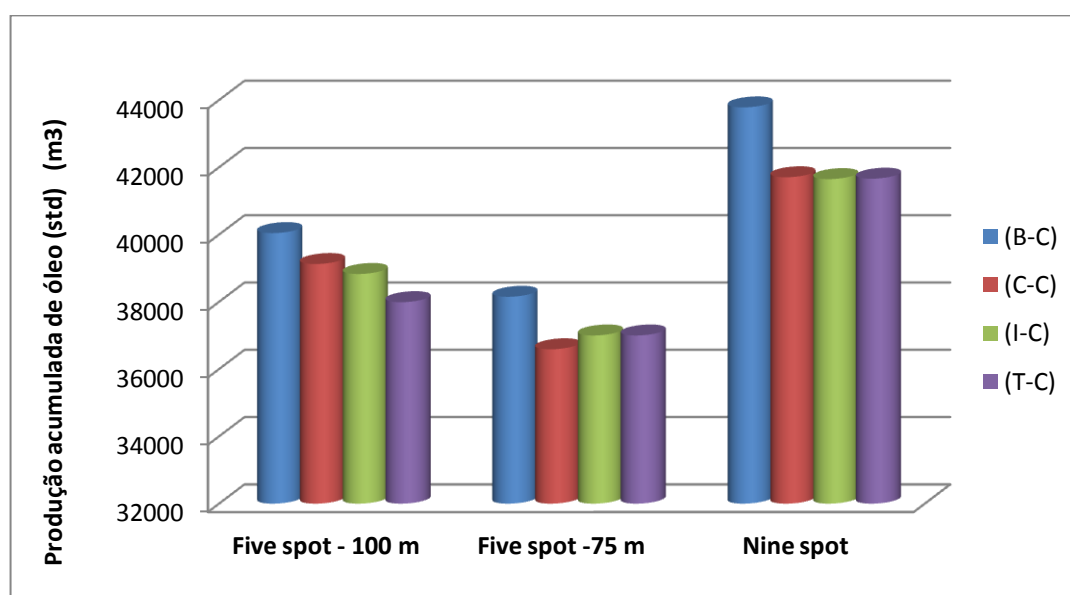


Figura 5.8- Influência dos intervalos de completções na produção acumulada de óleo para os modelos de malhas estudados.

De acordo com a Figura 5.8 observa-se que o intervalo de completção que apresenta maior produção de óleo acumulada para todos os modelos é injetando-se na base e produzindo em toda a zona de óleo.

Ao analisar-se a evolução da produção acumulada durante o projeto, verificou-se uma irregularidade para todos os arranjos de malhas, ou seja, a influência dos intervalos de canhoneados variou para tempos do diferentes. Esta variação está ilustrada na Figura 5.9 para o modelo *five spot* com distancia entre poços de 100 m.

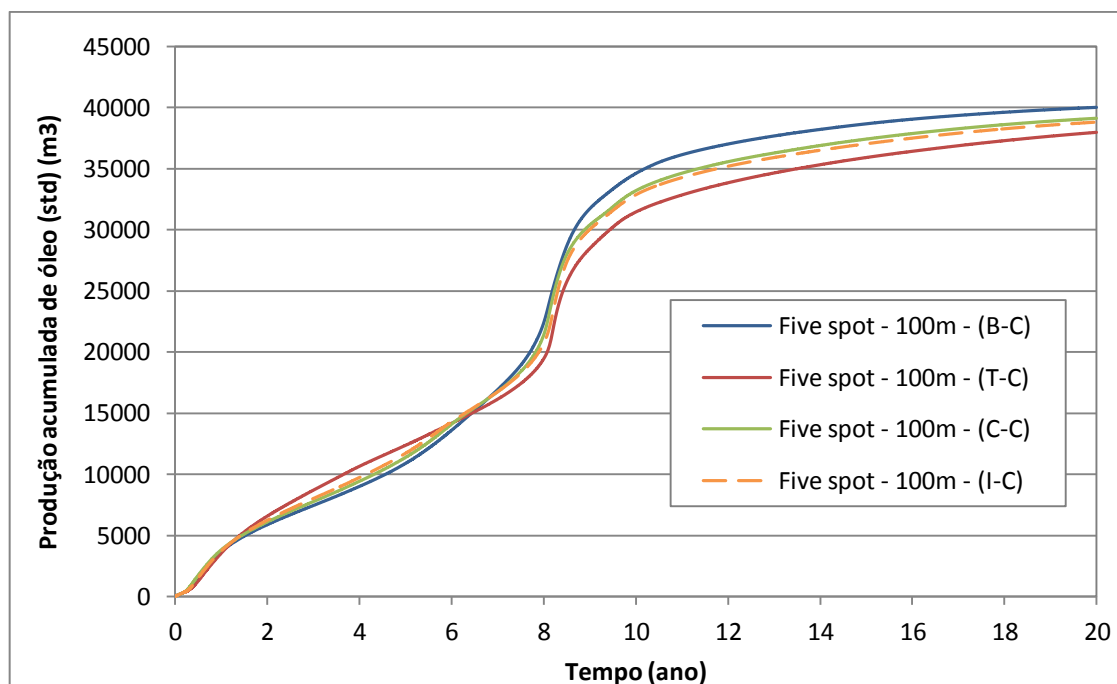


Figura 5.9- Produção acumulada de óleo versus tempo – intervalos de completção.

Considerando o grupo de curvas de produção acumulada de óleo para os canhoneados estudados, observa-se que até o 6º ano do projeto, injetar-se vapor no topo do reservatório (T-C) representa um ganho de óleo pouco significativo, em torno de 10 m^3 std, comparado aos 2.000 m^3 std de óleo adicionais produzidos, ao final do projeto, ao injetar-se na base do reservatório (B-C).

Esse comportamento relaciona-se ao diferente desempenho do gás no reservatório para os intervalos de completção. As Figuras 5.10 e 5.11 mostram os perfis de saturação de gás ao final do 6º ano do projeto ao injetar-se na base e topo do reservatório.

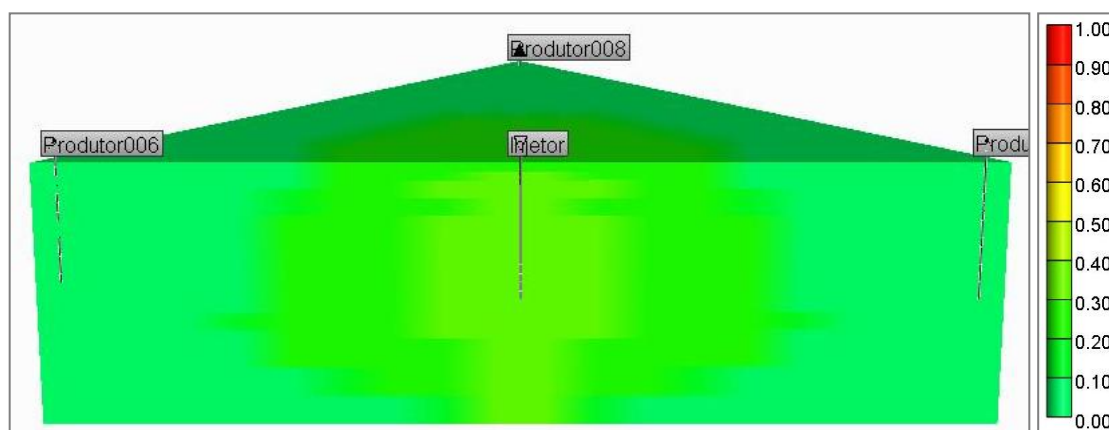


Figura 5.10- Saturação de gás no 6º ano de produção – intervalo (B-C).

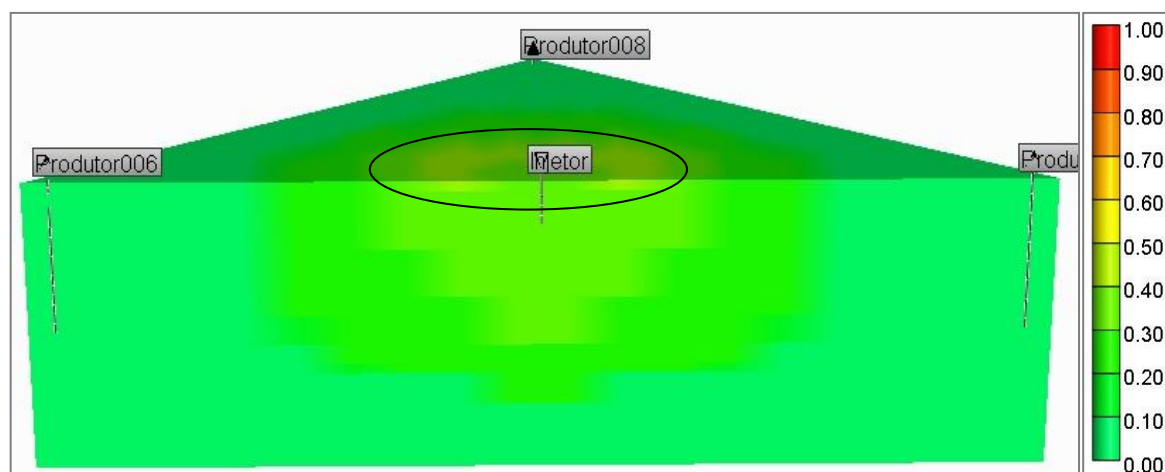


Figura 5.11-Saturação de gás no 6º ano de produção – intervalo (T-C).

Na Figura 5.10 observa-se que ao injetar-se na base obteve-se uma maior uniformidade de varrido do vapor, comparado ao topo, o que tem efeito na redução da segregação gravitacional e, conseqüentemente, uma melhor eficiência de varrido do óleo. Isso mostra a importância da escolha adequada do intervalo de comunicação entre o reservatório e o poço.

5.2.3- Vazão de Injeção de Vapor

A economicidade de um projeto de injeção contínua de vapor é grandemente dependente das vazões nas quais o vapor é injetado e o óleo é recuperado.

O grande desafio é encontrar uma vazão adequada que acelere a produção de óleo, obtendo um retorno financeiro mais rápido, mas que apresente menor perda de calor possível, significando que maior quantidade do mesmo está sendo utilizado para o aquecimento do reservatório e não perdido para a formação.

Nesse estudo, com a finalidade de analisar a influência da vazão de injeção de vapor no desempenho do projeto, a mesma foi incrementada desde 0 ton/dia a 200 ton/dia.

As Figuras 5.12, 5.13 e 5.14 mostram o comportamento da produção acumulada durante a produção do projeto em função das variações de vazões para todos os arranjos de malhas estudados.

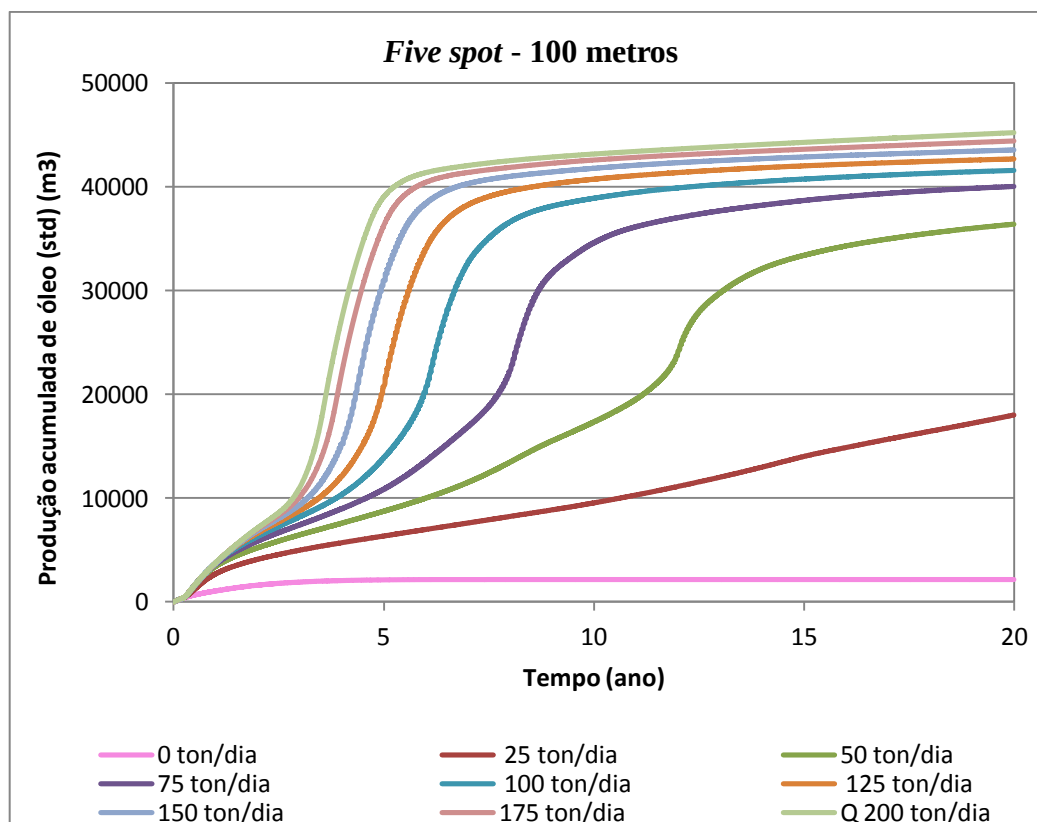


Figura 5.12 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor-modelo *five spot* - 100 m.

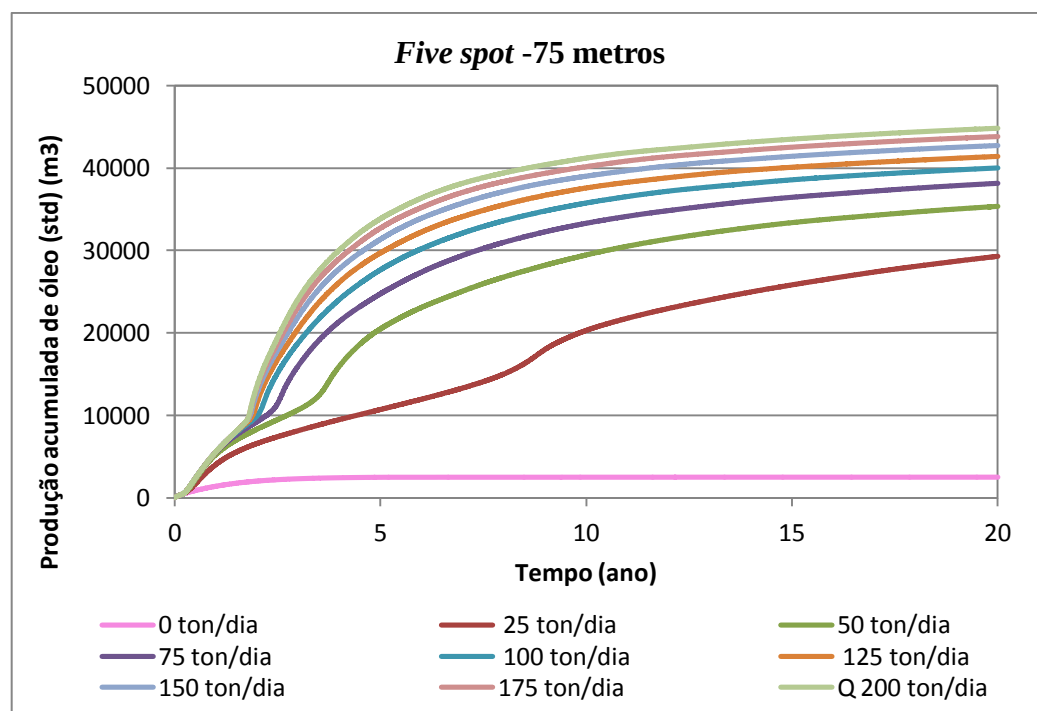


Figura 5.13 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor-modelo *five spot* 75 m.

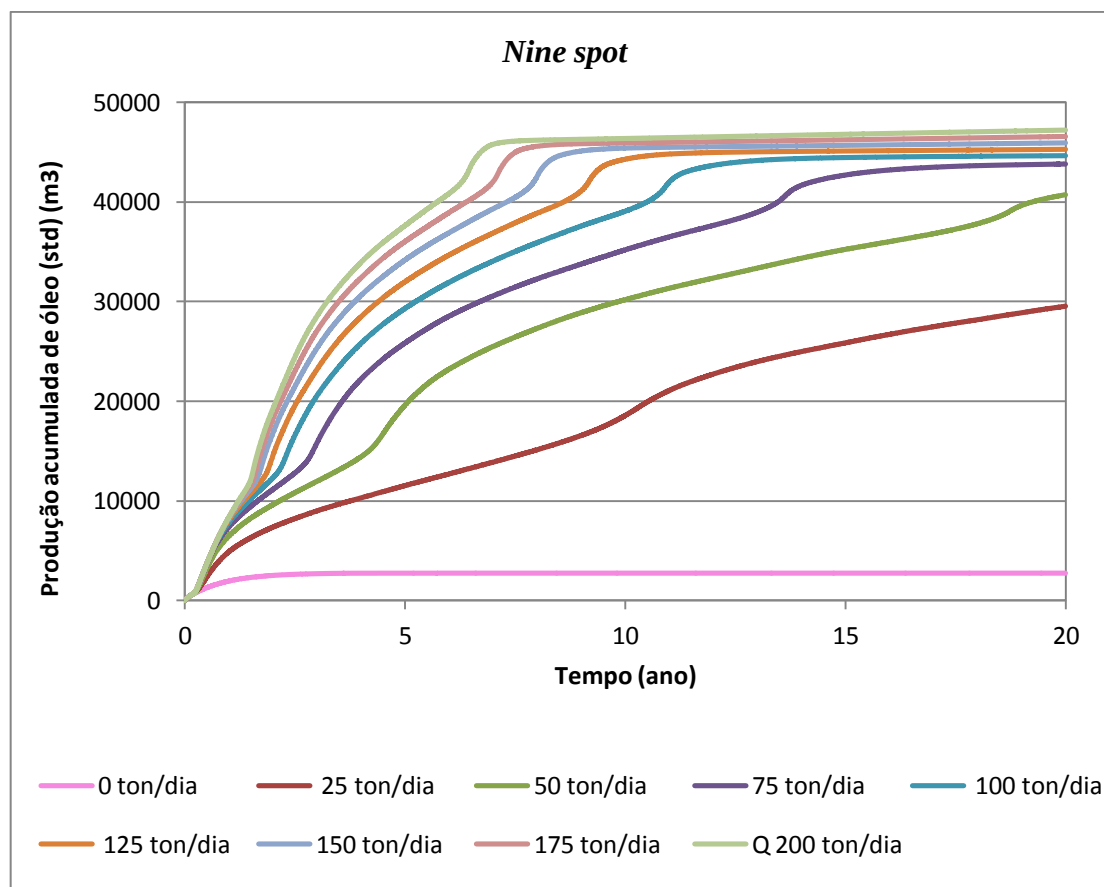


Figura 5.14 – Produção acumulada de óleo versus tempo variando a vazão de injeção de vapor- modelo *nine spot*

Como esperado o incremento da vazão de injeção representou um acréscimo na produção acumulada de óleo, para todos os casos. No entanto, chega-se a um limite máximo em que as curvas começam a ficar estáveis, ou seja, sem grandes mudanças. Esse efeito deve estar associado ao fato de que maiores vazões antecipam a produção do banco de óleo, o que reflete na depleção mais rápida do reservatório.

A produção de água também aumenta a proporção que maiores vazões estão sendo injetadas no reservatório, conforme mostra a Figura 5.15.

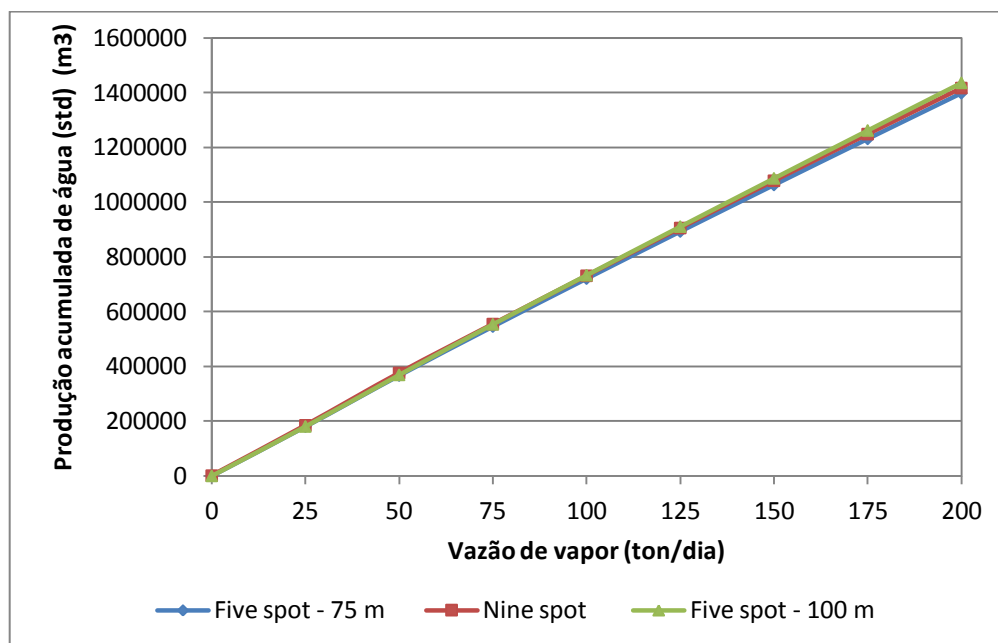


Figura 5.15 – Produção acumulada de água variando a vazão de injeção de vapor.

Nesse caso, a produção máxima de óleo não pode ser considerado um parâmetro isolado para otimizar o vapor, já que aumentar a demanda de vapor inclui custos adicionais relativos a injeção, ao tratamento e descarte de um maior volume de água produzida. Por isso, é de fundamental importância um Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para avaliar se o ganho em óleo é rentável aos custos quanto à geração de vapor.

5.3-ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA

A avaliação da viabilidade técnica e econômica de um projeto de recuperação avançada de petróleo é fundamental para a maximização de lucros e a minimização de riscos do projeto. De fato, após a realização de uma seleção de métodos de recuperação avançada candidatos para um reservatório específico, do ponto de vista da engenharia, deve-se proceder uma análise econômica para indicar o melhor método entre aqueles previamente escolhidos. A decisão por uma alternativa errada pode levar a lucros menores do que se estivesse escolhido outro método e em caso de uma má opção, conduzir a grandes prejuízos financeiros (RODRIGUES, 2012).

Nesse estudo, as análises foram realizadas levando em consideração os modelos de injeção em função da variação das vazões de injeção de vapor, o que acarreta em diferentes tempos de produção do óleo aquecido. O tempo de retorno do investimento é de vital importância na análise econômica de um projeto e o VPL é a ferramenta adequada para esta análise.

5.3.1- Five spot -100 m

A Figura 5.16 apresenta as curvas de Valor Presente Líquido *versus* tempo para o modelo *five spot* com espaçamento de 100 metros entre os poços injetor e produtor.

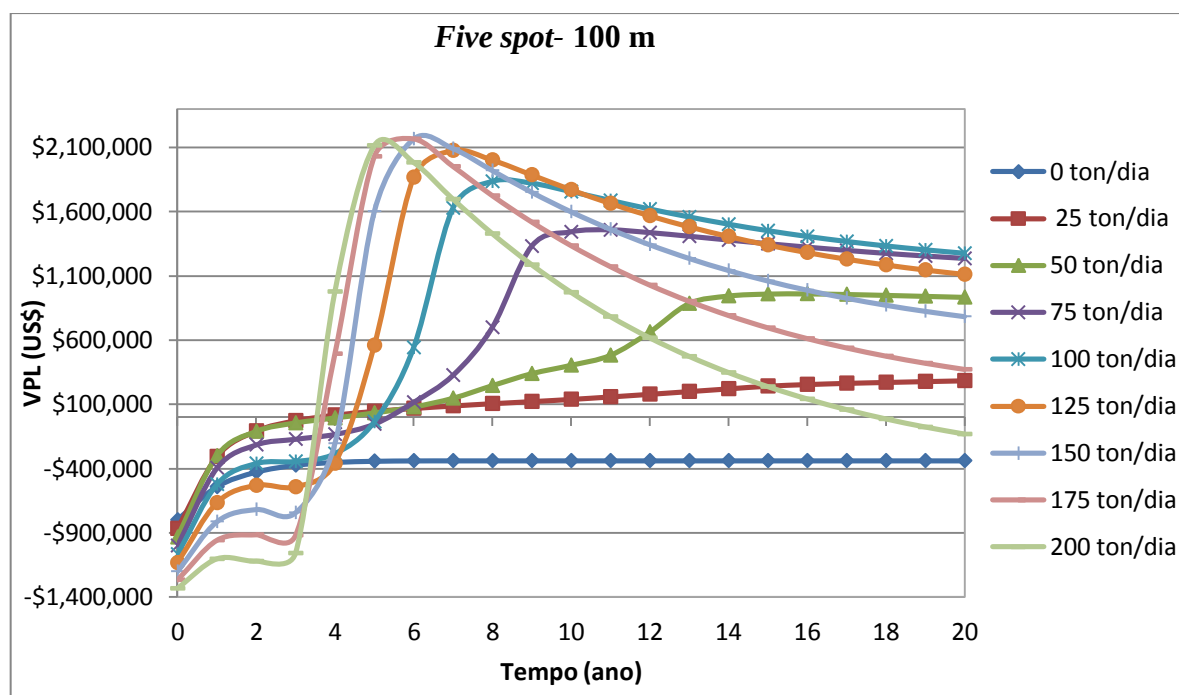


Figura 5.16-Valor Presente Líquido *versus* tempo para o modelo *five spot*-100m.

Quando se analisa o Valor Presente Líquido (VPL) neste sistema pode ser observado que a resposta é favorecida quando a vazão de vapor está em torno de 150 ton/dia, ocorrendo o *payback* no quinto ano, devido à antecipação do banco de óleo, obtendo-se um VPL máximo de US\$ 2.167.742,40.

Para o grupo de curvas de vazões menores que 100 ton/dia, nota-se que os valores de VPL são positivos até o final do projeto, no entanto o melhor resultado foi de US\$ 1.835.292,08 no sétimo ano para a vazão citada.

5.3.2- Five spot – 75 m

A Figura 5.17 exibe os resultados obtidos em termos de Valor Presente Líquido para o estudo da injeção de vapor no modelo *five spot* com espaçamento de 75 metros entre os poços injetor e produtor.

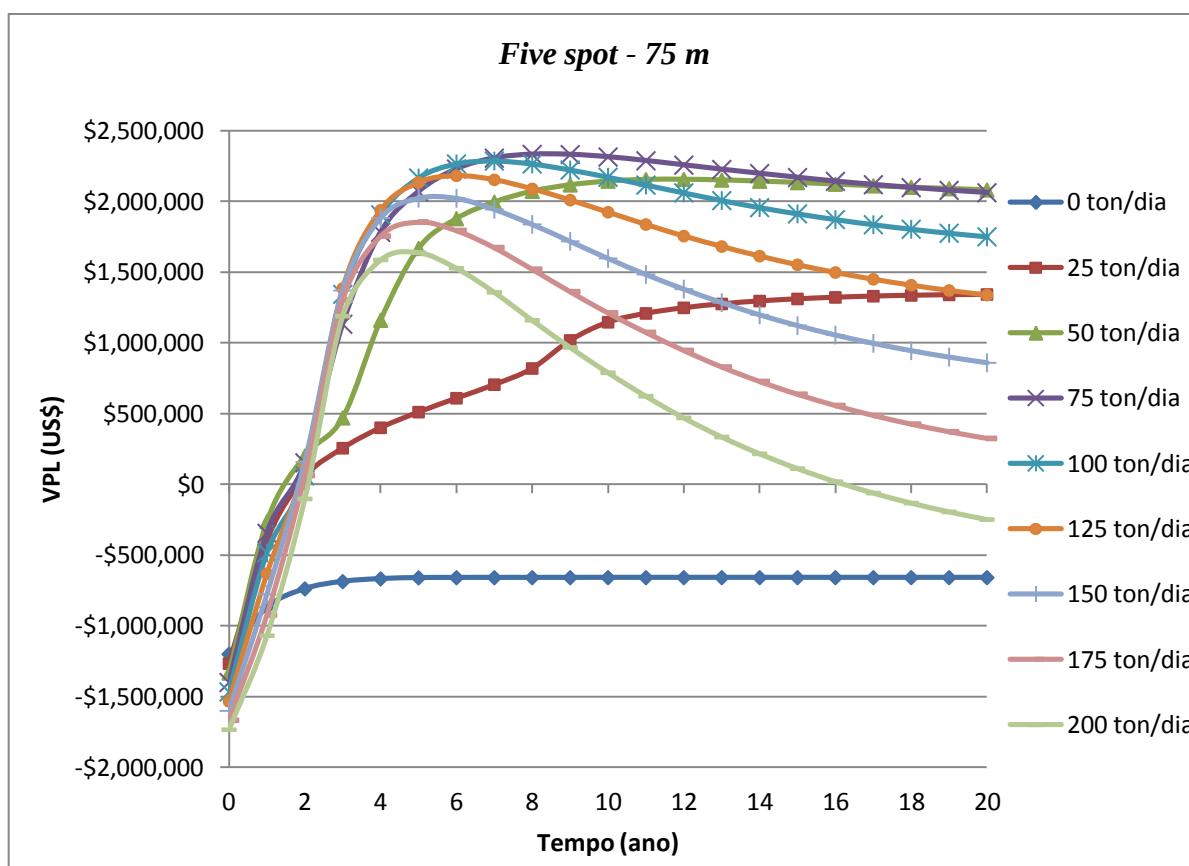


Figura 5.17- Valor Presente Líquido *versus* tempo para o modelo *five spot*-75m.

Analisando as curvas da Figura 5.17 nota-se que o melhor resultado do VPL foi apresentado para a vazão de 75 ton/dia, com valor máximo de US\$ 2.332.656,47 no sétimo ano, muito embora, vazões de injeção maiores antecipem o retorno do óleo.

5.3.3- Nine spot

A Figura 5.18 apresenta os resultados obtidos para o modelo nine spot para o VPL em função da variação da vazão de vapor.

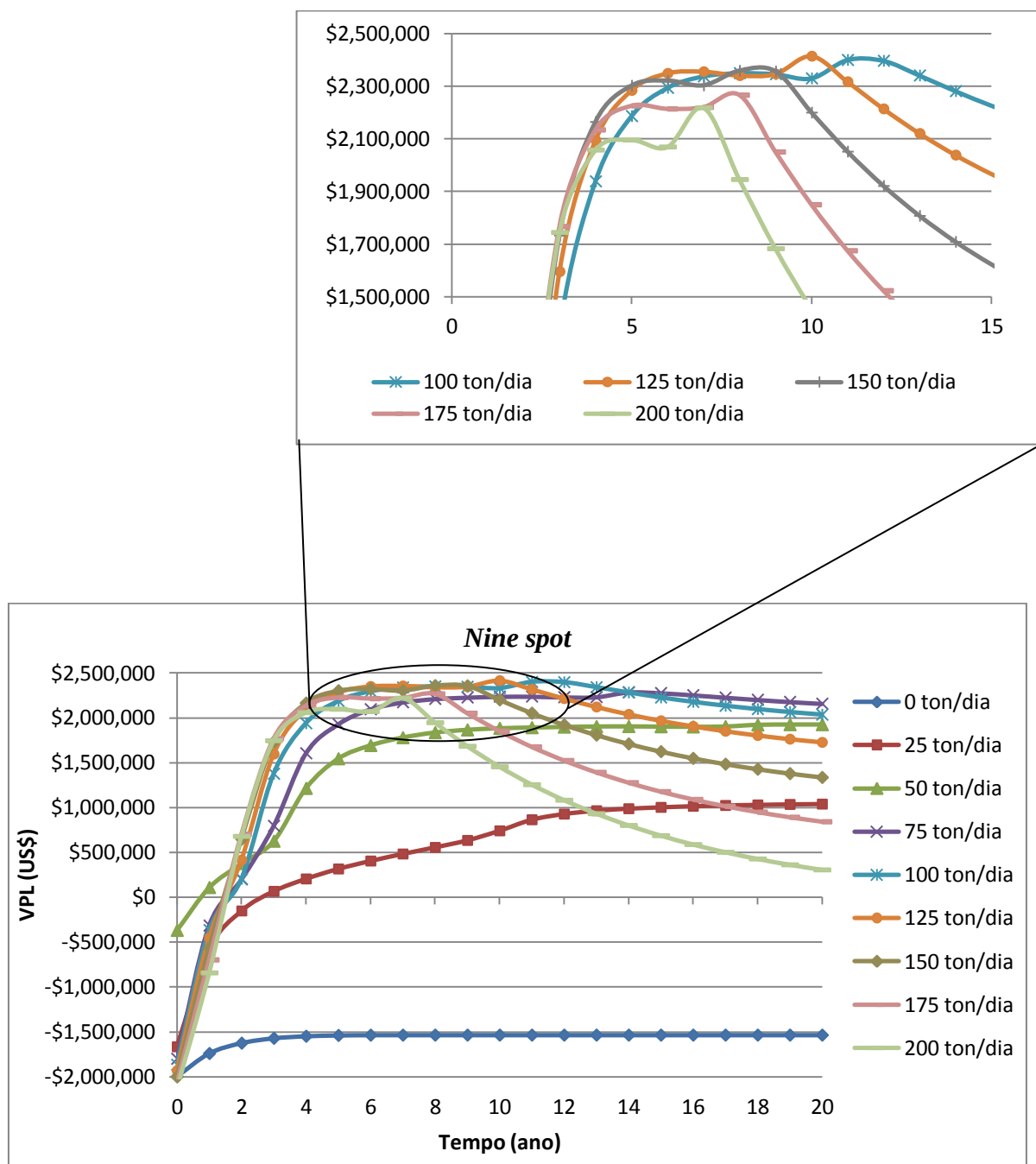


Figura 5.18- Valor Presente Líquido versus tempo para o modelo *nine spot*.

Na Figura 5.18 nota-se que para as vazões entre 100 a 150 toneladas apresentam comportamento semelhantes. No entanto a vazão de 125 ton/dia proporcionou um VPL

máximo igual a US\$2.413.706,23 no décimo ano quando comparado à vazão de 100 ton/dia em que o VPL máximo ocorre no 12º ano.

Comparando os melhores resultados de VPL para os modelos analisados, representados na Figura 5.19, comprova-se que o maior retorno financeiro foi obtido pelo modelo de malha de injeção *nine spot*, injetando-se na base 125 ton/dia de vazão de vapor.

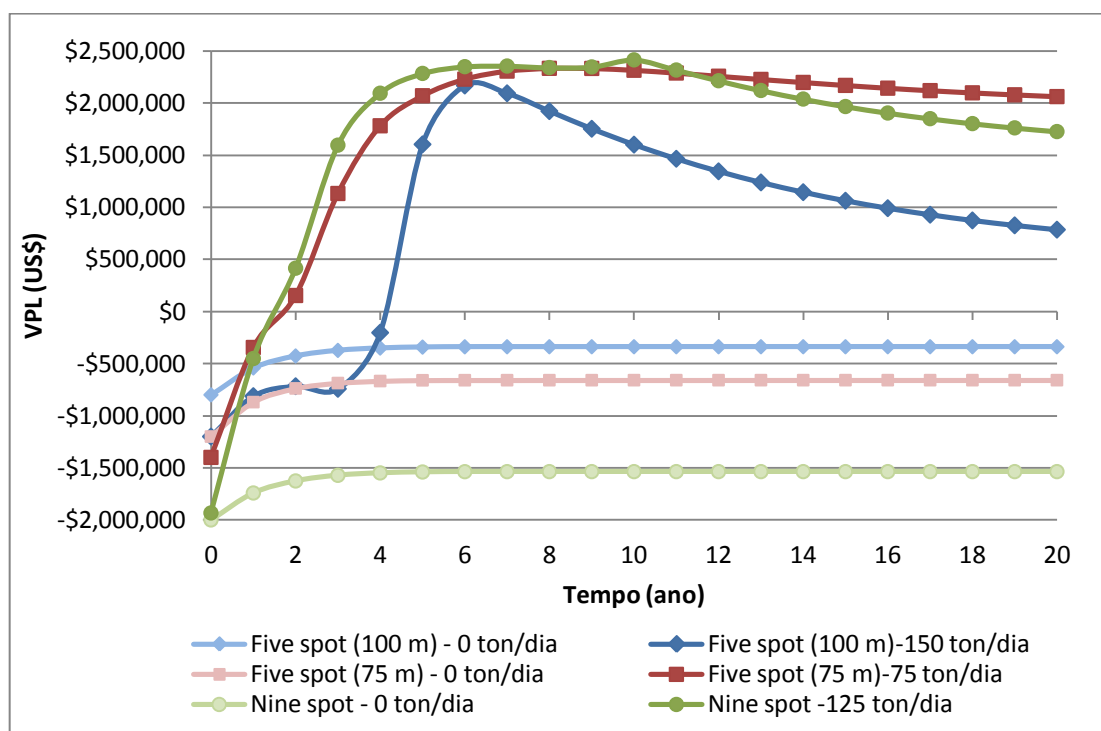


Figura 5.19- Comparativo do Valor Presente Líquido *versus* tempo para os modelos estudados.

Nota-se também que quando a produção ocorre apenas de forma primária, os três projetos são inviáveis economicamente apresentando, um valor presente líquido negativo.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

- O trabalho proporcionou entender a complexidade de se analisar o comportamento do reservatório, desde a construção do modelo, até a avaliação dos parâmetros rocha-reservatório e operacionais.

- Com o processo de injeção de vapor foi possível incrementar a produção com um fator de recuperação em torno de 49%.

- A redução nas distâncias entre os poços injetores e produtores antecipam a chegada do banco de óleo, porém após um período de projeto não apresentam incremento no fator de recuperação.

- Entre os intervalos canhoneados estudados, o canhoneio na base do reservatório apresentou melhores resultados em termos de produção acumulada, devido a maior eficiência térmica.

- A vazão de injeção é um parâmetro que influencia de forma direta na produção acumulada de óleo. Nos casos estudados constatou-se que maiores vazões de injeção representam um incremento na produção do óleo.

- Quando a produção ocorre apenas de forma primária, observou-se que o projeto é inviável economicamente apresentando um Valor Presente Líquido negativo.

- O modelo *nine spot* foi o que mostrou-se mais viável, com VPL estimado em US\$2.413.706,23 e recuperação final de aproximadamente 48%.

REFERÊNCIAS

ABDALLAH, W. *et al.* Fundamentals of Wettability. **Oilfield Review**, Jan. 2007, Disponível em: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors07/sum07/p44_61.pdf> Acesso em: 02 jun. 2011.

AGBALAKA, C; DANDEKAR, A. Y.; PATIL, S.L.; KHATANIAR, S.; HEMSATH, J. R. The Effect of Wettability on Oil Recovery: a review. **Society of Petroleum Engineers**, out. 2008.

ANDERSON, W.G. Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability, **Journal of Petroleum Technology**, v. 38, n.10, p. 1125–1144, out.1986.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**. 2005. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio grande do Norte, 2005.

CHEN, P. **Surfactant-Enhanced Spontaneous Imbibition Process in Highly Fractured Carbonate Reservoirs**. 2011. 98 f. Tese (Doutorado em Engenharia do Petróleo). Universidade do Texas, Austin, 2011.

CRAIG, F.F. The **Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**, Monograph series, Society of Petroleum Engineers, v. 3, Richardson, Texas, 1971. 134p.

ENGLER, T. W. Multiphase Phenomena. In: **Fluid Flow in Porous Media**. México: New Mexico Tech, 2010. cap. 5. p. 5.1-5.55.

GUSHIKEN, T. M.; SIQUEIRA, J. B. Características gerais dos projetos de injeção de vapor nos reservatórios produtores de petróleo da formação Açú na bacia potiguar. In: Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas. 15., 2008, Natal. **Anais ...** Natal: Águas subterrâneas, 2008. p. 1-13.

HAWKINS M.F.. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**, 1990.

HONG, K. C.,**Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery** Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994.

KARMAKER, K; MAINI B. B.. Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers**, vol. 5, n. 2 p.199-207, jun. 2003.

KULADA, K. e BRIJ. M. B.. Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION., 2003, Denver, **Anais...**, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 5-8.

LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**. New Jersey: Prentice Hall, 1989.

LATIL, M. **Enhanced Oil Recovery**, Paris: Technip, 1980.

MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., BELGRAVE, J. D. M., URSENBACH, M. G., MEHTA, S. A.. In Situ Combustion in Canadian Heavy Oil Reservoirs, **Fuel**, v.74, n.8, p.1169-1175, 1995.

NASR, T. N.; AYODELE, O. R.: Thermal techniques for the recovery of heavy oil bitumen. In: SPE INTERNATIONAL IMPROVED OIL CONFERENCE IN ASIA PACIFIC HELD IN KUALA LUMPUR., 2005, Kuala Lumpur. **Anais...**, Malaysia: Society of Petroleum Engineers, 2005. p. 5-6.

ROSA, J. A., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. 2011.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**. 2012. 207 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo). Curso de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio grande do Norte, 2012.

SEFTON RESOURCES. **Cyclic Steam Stimulation**. 1 fotografia, color, Disponível em: <<http://www.seftonresources.com/assets/ThermalOilRecovery.aspx#cyclic>>. Acesso em: 22 abr. 2013.

QUEIROZ, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor na recuperação de reservatórios de óleo pesado. 2006. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio grande do Norte, 2006.

SALATHIEL, R. A. Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks. **Journal of Petroleum Technology**, v.25, n.10, p.1216–1224, out. 1973.

SHECAIRA, F. S., BRANCO, C. C. M., SOUZA, A. L. S., PINTO, A. C. C., HOLLEBEN, C. R. C., JOHANN, P. R. S.. IOR: The Brazilian Perspective, **Society of Petroleum Engineers**, 2002.

SARATHI, P. S. **In Situ Combustion Handbook-Principles and Practices**. Oklahoma: DM Petroleum Technologies, 1999.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TREIBER, L.E.; OWENS, W.W. Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers**, v.12, n.6, p.531-40, dez. 1971.