

Dissertação de Mestrado

Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional do Óleo Assistido com Injeção de Vapor e Solvente

Rutinaldo Aguiar Nascimento

Natal, agosto de 2012

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL DO
ÓLEO ASSISTIDO COM INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE**

Natal / RN
Agosto / 2012

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / SISBI / Biblioteca Setorial
Especializada do Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET

Nascimento, Rutinaldo Aguiar.

Estudo do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente / Rutinaldo Aguiar Nascimento. – Natal, RN, 2012.

122 f. : il.

Orientadora : Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo.

1. Engenharia de petróleo – Dissertação. 2. Injeção de vapor e solvente por drenagem gravitacional (ES-SAGD) – Dissertação. 3. Modelagem de reservatórios - Simulação – Dissertação. 4. Fator de recuperação – Dissertação. 5. Óleo pesado - Dissertação. I. Barillas, Jennys Lourdes Meneses. II. Título.

RN/UF/BSE-CCET

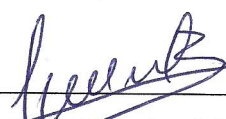
CDU 665.6

RUTINALDO AGUIAR NASCIMENTO

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL
ASSISTIDO COM INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE**

Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 28 de Agosto de 2012.



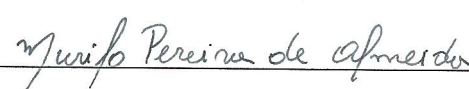
Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN



Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Jr
Membro Interno - UFRN



Prof. Dr. Wilson da Mata
Membro Interno – UFRN



Prof. Ph.D. Murilo Pereira de Almeida
Membro Externo – UFC

NASCIMENTO, Rutinaldo Aguiar – Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional Assistido com Injeção de Vapor e Solvente. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientadora: Prof.^a Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

Como os recursos de hidrocarbonetos convencionais estão se esgotando, a crescente demanda mundial por energia impulsiona a indústria do petróleo para desenvolver mais reservatórios não convencionais. Os recursos mundiais de betume e óleo pesado são estimados em 5,6 trilhões de barris, dos quais 80% estão localizados na Venezuela, Canadá e EUA. Um dos métodos para explorar estes hidrocarbonetos é o processo de drenagem gravitacional assistido com injeção de vapor e solvente (ES-SAGD – *Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage*). Neste processo são utilizados dois poços horizontais paralelos e situados verticalmente um acima do outro, um produtor na base do reservatório e um injetor de vapor e solvente no topo do reservatório. Este processo é composto por um método térmico (injeção de vapor) e um método miscível (injeção de solvente) com a finalidade de causar a redução das tensões interfaciais e da viscosidade do óleo ou betume. O objetivo deste estudo é analisar a sensibilidade de alguns parâmetros operacionais, tais como: tipo de solvente injetado, qualidade do vapor, distância vertical entre os poços, porcentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor sobre o fator de recuperação para 5, 10 e 15 anos. Os estudos foram realizados através de simulações concretizadas no módulo STARS (*Steam Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) do programa da CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2010.10, onde as interações entre os parâmetros operacionais, estudados em um modelo homogêneo com características de reservatórios semelhantes aos encontrados no Nordeste Brasileiro, foram observadas. Os resultados obtidos neste estudo mostraram que os melhores fatores de recuperação ocorreram para níveis máximos do percentual de solvente injetado e da distância vertical entre os poços. Observou-se também que o processo será rentável dependendo do tipo e do valor do solvente injetado.

Palavras-chave: ES-SAGD, óleo pesado, fator de recuperação, modelagem de reservatórios e simulação.

ABSTRACT

As conventional hydrocarbon resources are depleting, the increasing world demand for energy drives the oil industry to develop more unconventional reservoirs. The world's resources of bitumen and heavy oil are estimated at 5.6 trillion barrels, of which 80% are located in Venezuela, Canada and USA. One of the methods to explore these hydrocarbons is the process Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage (ES-SAGD). In this process two parallel horizontal wells are used, situated vertically one above the other, a producer at the base of the reservoir and a steam and solvent injector at the top of the reservoir. This process is composed of a thermal method (steam injection) and a miscible method (injection solvent) with the purpose of reducing the interfacial tension and viscosity of the oil or bitumen. The objective of this study is to analyze the sensitivity of some operational parameters such as: type of solvent injected, steam quality, vertical distance between the wells, percentage of solvent injected and rate of steam injection on the recovery factor to 5, 10 and 15 years. The studies were conducted through simulations implemented in the module STARS (Steam Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) program of the CMG (Computer Modelling Group), version 2010.10, in which allowed to observe the interactions between the operational parameters in a homogeneous model that had characteristics similar to the reservoirs found in Northeast of Brazil. The results of this study showed that the better recovery factors were obtained at the highest percentages of solvent injected and the longest vertical distances between the wells. It was also observed that the profitability of the process depends upon the type and amount of the injected solvent.

Keywords: ES-SAGD, heavy oil, recovery factor, reservoir modeling and simulation.

DEDICATÓRIA

A Deus meu criador e minha força, a Jesus Cristo meu Senhor e Salvador e ao Espírito Santo. Aos meus Pais, Ana Maria e Miguel, que me ensinaram, com seus exemplos, o caminho do bem e que sempre apoiaram em minhas decisões e atitudes. A minha Irmã Rosilene, ao meu Irmão Rutemberg e a toda minha Família, que torcem hoje e sempre pelo meu sucesso.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte e ao PPGCEP.

A CMG (*Computer Modeling Group*) pela disponibilidade do simulador computacional.

À Professora e Orientadora, Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, que confiou em meu potencial, me ajudou na realização deste trabalho e pela oportunidade concedida.

Aos professores do PPGCEP, pela transmissão de novos conhecimentos.

Ao PRH – ANP14, pela bolsa de estudos concedida.

Ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP) pela estrutura oferecida para a realização de todas as pesquisas e desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos e a todos que diretamente ou indiretamente contribuíram para a concretização deste trabalho.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução.....	2
---	-----------------	---

Capítulo II

2	Aspectos Teóricos	6
2.1	Métodos de recuperação de petróleo.....	6
2.1.1	Métodos convencionais de recuperação	8
2.1.1.1	Projetos de injeção	9
2.1.1.2	Fluidos injetados	11
2.1.1.3	Eficiência de recuperação.....	11
2.2	Métodos especiais de recuperação	14
2.2.1	Métodos químicos	15
2.2.1.1	Injeção de polímero.....	15
2.2.1.2	Injeção de solução micelar	16
2.2.1.3	Injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero).....	16
2.2.2	Métodos miscíveis	16
2.2.3	Métodos térmicos	17

2.2.3.1	Injeção de fluidos quentes	18
2.2.3.2	Combustão <i>in-situ</i>	20
2.2.3.3	Drenagem gravitacional de óleo assistida por vapor (SAGD)	21
2.2.3.4	Solvente expandido – SAGD (ES-SAGD).....	22
2.3	Planejamento e otimização de experimentos	23
2.3.1	Diagrama de Pareto	27
2.3.2	Superfície de resposta.....	27
2.4	Análise técnico-econômica simplificada	27
2.4.1	Cálculo do valor presente líquido (VPL).....	28

Capítulo III

3	Estado da Arte	33
---	----------------------	----

Capítulo IV

4	Materiais e Métodos	40
4.1	Ferramentas computacionais.....	40
4.1.1	Módulo <i>WINPROP</i>	40
4.1.2	Módulo <i>BUILDER</i>	40
4.1.3	Módulo <i>STARS</i>	41
4.1.4	<i>STATISTICA</i>	41

4.2	Modelagem do Reservatório	41
4.2.1	Modelo da malha	41
4.2.2	Propriedades do reservatório	43
4.2.3	Propriedades da rocha.....	43
4.2.4	Condições de operação	44
4.3	Modelo de Fluido.....	46
4.4	Curvas de Permeabilidade relativa.....	46
4.5	Localização, completação e tamanho dos poços produtor e injetor no modelo base	48
4.6	Descrição do estudo	48
4.7	Metodologia de trabalho	48

Capítulo V

5	Resultados e Discussões	51
5.1	Análise comparativa do modelo base ES-SAGD com o processo SAGD e com a recuperação primária	51
5.2	Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais	55
5.3	Análise técnico-econômica simplificada no processo ES-SAGD	73
5.3.1	Solvente Pentano	75
5.3.2	Solvente Heptano.....	83

5.3.3 VPL para o caso sem injeção de solvente (SAGD).....92

Capítulo VI

6 Conclusões e Recomendações98

6.1 Conclusões98

6.2 Recomendações99

Capítulo VII

7 Referências Bibliográficas..... 101

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2.1 - Métodos de recuperação.	7
Figura 2.2 - Exemplo de esquema de injeção na base (Rosa et al., 2006).....	9
Figura 2.3 - Exemplo de esquema de injeção no topo (Rosa et al., 2006).	10
Figura 2.4 - Exemplo de esquema de injeção em malha (Rosa et al., 2006).....	10
Figura 2.5 - Curvas de viscosidade para diferentes tipos de óleo (Barillas, 2005).	17
Figura 2.6 - Injeção de vapor d'água (Rosa et al., 2006).	18
Figura 2.7 - Ilustração esquemática do processo ES-SAGD, (a) seção vertical (Naveira, 2007) e (b) seção vertical transversal (Moreira, 2006).	23

Capítulo III

Figura 3.1 - Comparação entre as temperaturas de vaporização do solvente e do vapor para um pressão experimental (Li W. et al., 2010).	35
Figura 3.2 - Variação da taxa de drenagem do óleo em condições experimentais (Li W. et al., 2010).	35

Capítulo IV

Figura 4.1 - Refinamento do reservatório utilizado na simulação.....	43
Figura 4.2 - Mapa de saturação de óleo.....	45

Figura 4.3 - Mapa da pressão de referência.....	45
Figura 4.4 - Curvas de permeabilidade relativa no sistema água-óleo.....	47
Figura 4.5 - Curvas de permeabilidade relativa no sistema líquido-gás.....	47
Figura 4.6 - Vista lateral e frontal dos poços produtor e injetor no modelo base.	48
 Capítulo V	
Figura 5.1 - Vazão de injeção.....	52
Figura 5.2 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.	53
Figura 5.3 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.	54
Figura 5.4 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.	55
Figura 5.5 - Diagramas de Pareto – Fator de Recuperação para 5, 10 e 15 anos de produção.....	65
Figura 5.6 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado <i>versus</i> Distância vertical entre os poços.	67
Figura 5.7 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Vazão de injeção de vapor <i>versus</i> Percentual de solvente injetado.	68
Figura 5.8 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Vazão de injeção de vapor <i>versus</i> Distância vertical entre os poços.	69
Figura 5.9 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado <i>versus</i> Tipo de solvente injetado.	70
Figura 5.10 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Distância vertical entre os poços <i>versus</i> Qualidade do vapor.....	71

Figura 5.11 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado <i>versus</i> Qualidade do vapor.....	72
Figura 5.12 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção - Distância vertical entre os poços <i>versus</i> Tipo de solvente injetado.....	73
Figura 5.13 - Comparativo do VPL para C5_%S5_(Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).....	75
Figura 5.14 - Comparativo do VPL para C5_%S10_(Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).....	76
Figura 5.15 - Comparativo do VPL para C5_%S15_(Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).....	77
Figura 5.16 - Comparativo do VPL para C5_%S5_(Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl).....	78
Figura 5.17 - Comparativo do VPL para C5_%S10_(Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl)...	79
Figura 5.18 - Comparativo do VPL para C5_%S15_(Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl)...	80
Figura 5.19 - Comparativo do VPL para C5_%S5_(Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl).....	81
Figura 5.20 - Comparativo do VPL para C5_%S10_(Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl)...	82
Figura 5.21 - Comparativo do VPL para C5_%S15_(Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl)...	83
Figura 5.22 - Comparativo do VPL para C7_%S5_(Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl).	84
Figura 5.23 - Comparativo do VPL para C7_%S10_(Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl). ...	85
Figura 5.24 - Comparativo do VPL para C7_%S15_(Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl). ...	86
Figura 5.25 - Comparativo do VPL para C7_%S5_(Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl). ...	87
Figura 5.26 - Comparativo do VPL para C7_%S10_(Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl). .	88
Figura 5.27 - Comparativo do VPL para C7_%S15_(Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl). .	89

Figura 5.28 - Comparativo do VPL para C7_%S5_(Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl). ...	90
Figura 5.29 - Comparativo do VPL para C7_%S10_(Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl). .	91
Figura 5.30 - Comparativo do VPL para C7_%S15_(Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl). .	92
Figura 5.31 - VPL para o caso sem injeção de solvente.....	93
Figura 5.32 - Comparação da pressão entre o método ES-SAGD, que apresentou maior VPL em oito anos de produção, e o método SAGD.	95
Figura 5.33 - Comparação da temperatura entre o método ES-SAGD, que apresentou maior VPL em oito anos de produção, e o método SAGD.....	95

Capítulo VI

Capítulo VII

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Tabela 2.1 - Resultados de um planejamento fatorial 2^2 do efeito da temperatura e do catalisador no rendimento de uma reação.....	25
--	----

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4.1 - Dados dimensionais do modelo de reservatório estudado.....	42
Tabela 4.2 - Refinamento do modelo base de reservatório.	42
Tabela 4.3 - Características do reservatório.	43
Tabela 4.4 - Características da rocha.....	44
Tabela 4.5 - Condições de operação.....	44
Tabela 4.6 - Composição do Fluido.....	46

Capítulo V

Tabela 5.1 - Características operacionais e de reservatórios do modelo base.....	51
Tabela 5.2 - Intervalo dos parâmetros operacionais estudados.	56
Tabela 5.3 - Simulações realizadas no estudo do processo ES-SAGD com seus respectivos fatores de recuperação de óleo após 5,10 e 15 anos de produção.	56

Tabela 5.4 - Descrição dos preços para a avaliação econômica. 74

Tabela 5.5 - Comparação do VPL máximo entre as porcentagens de solventes injetados..... 77

Tabela 5.6 - Comparação do VPL máximo entre os dois tipos de solventes. 94

Capítulo VI

Capítulo VII

NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
A – Área da seção transversal	cm ²
A _{inv} – Área invadida pelo fluido	m ²
A _{v_{inv}} – Área invadida pelo fluido	m ²
ASP – Álcali Surfactante Polímero	
A _t – Área total do meio poroso	m ²
A _{v_t} – Área vertical total da seção transversal	m ²
°C – Grau Celsius	
C ₁ – Razão entre os preços do vapor e do óleo (Y _{vapor} /X _{óleo})	
C ₅ – Solvente Pentano	
C ₄ – Butano	
C ₆ – Solvente Hexano	
C ₇ – Solvente Heptano	
C ₁₀ – Decano	
CMG – Computer Modelling Group	
D _v – Distância vertical entre os poços	m
D _{woc} – Contato água óleo	m
E _A – Eficiência de varrido horizontal	%
ES-SAGD – Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage	
E _v – Eficiência volumétrica	%
E _{vv} – Eficiência de varrido vertical	%
F ₁ – Relação entre o custo de produção e o preço de venda do óleo	
F _p – Denominador fator de produção de líquido (F _p = 1 - F ₁)	
FR – Fator de Recuperação	%
GLP – Gases liquefeitos de petróleo	
i – Direção do eixo “x”	
j – Direção do eixo “y”	
k – Direção do eixo “z”	
K – Permeabilidade do meio poroso	Darcy
Kh – Permeabilidade horizontal (i,j)	mD
Kv – Permeabilidade vertical	mD

L – Comprimento do meio poroso	cm
L – Efeito Linear	
MKv – Relação entre a permeabilidade vertical e a horizontal (Kv/Kh)	adimensional
n – Duração total do projeto	
$\Delta N_{is_{anual}}$ – Injeção anual de solvente	m ³ std
N_p – Produção acumulada de óleo ($N_{p_t} - N_{p_s}$)	m ³ std
N_{p_t} – Produção acumulada de óleo total	m ³ std
$\Delta N_{pt_{anual}}$ – Produção anual acumulada de óleo total	m ³ std
N_{p_s} – Produção acumulada de solvente	m ³ std
ΔP – Diferencial de pressão	atm
Q – Efeito Quadrático	
q – Vazão de fluido	cm ³ /s
Q_v – Vazão de injeção de vapor	m ³ /dia ou t/dia
RCFt – Fluxo de caixa anual	US\$
RVO – Razão anual entre o vapor injetado e o óleo produzido	t/m ³ ou m ³ /m ³
%S – Porcentagem de solvente injetado	%
SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage	
SPE – Society of Petroleum Engineers	
STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator	
std – Condição padrão	
STF – volume total de injeção	
S_T – Tipo de solvente injetado	
t – Tempo	
T_d – Taxa de desconto anual	%
$V_{inj_{anual}}$ – Quantidade de vapor injetado anualmente	m ³
VOIP – Volume original de óleo ou Volume de óleo “in place”	m ³
VPL – Valor presente líquido	US\$
$X_{\text{óleo}}$ – Preço de venda do petróleo	US\$/m ³ ou US\$/bbl
X_{solvente} – Preço de compra do solvente	US\$/m ³ ou US\$/bbl
X_v – Qualidade do vapor	adimensional
Y_{vapor} – Custo de geração do vapor	US\$/m ³ ou US\$/t

Capítulo I

Introdução

1 Introdução

A maior parte das reservas de petróleo no mundo, cerca de 5,6 trilhões de barris, corresponde a hidrocarbonetos pesados e a betume, dos quais 80% estão localizados na Venezuela, Canadá e EUA. Os recursos de hidrocarbonetos convencionais estão se esgotando, fazendo com que a indústria petrolífera recorra aos métodos especiais de recuperação avançada de óleo (IOR). Deste modo, tornam-se indispensáveis, a pesquisa e o desenvolvimento de métodos que possam ser executados contribuindo para o aumento da extração de óleo, ou seja, para o incremento do percentual de óleo recuperado.

As pesquisas e o desenvolvimento de métodos são de grande relevância para reservatórios terrestres localizados no Brasil. Regiões como o Espírito Santo, Bahia, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará possuem grandes volumes de óleo pesado de alta viscosidade e, nestes estados, as recuperações primárias e secundárias são ineficientes (Moreira, 2006).

Esse óleo de alta viscosidade restringe a produção necessitando de um método especial de recuperação que possa incrementar a produção através da redução da viscosidade. Como consequência, aumenta a mobilidade da fase óleo no meio poroso e melhora o escoamento do mesmo até o poço produtor. Os métodos de recuperação de petróleo sugeridos para reservatórios contendo óleo pesado, com maiores índices de sucesso, são os térmicos, em especial a injeção de vapor por contribuir de forma rápida com o incremento da produção.

Dentre os métodos térmicos existe o processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente (ES-SAGD, *Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage*) que consiste em injetar vapor combinado com solvente nos reservatórios de óleo pesado possibilitando um incremento do percentual de óleo recuperado em relação aos outros processos menos eficazes. Além disso, este método consome menos energia que o método convencional SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), pois necessita de uma quantidade menor de água a ser tratada, tanto para a produção de vapor como na etapa de produção do óleo, reduzindo assim o volume de vapor injetado por unidade de volume de óleo produzido. E, como resultado, diminui a combustão do gás natural implicando em menores quantidades de dióxido de carbono (CO₂) lançadas na atmosfera.

Neste processo são utilizados dois poços horizontais localizados paralelamente um acima do outro. Nesta configuração, usa-se um produtor na base do reservatório e um injetor de vapor e solvente no topo do reservatório, cuja finalidade é reduzir as tensões interfaciais e a viscosidade do óleo ou betume.

O poço horizontal possui a vantagem de abranger uma maior área de contato com a formação em toda sua extensão, proporcionando uma maior recuperação de petróleo em menor tempo em comparação com outros poços que não utilizam esta técnica.

O vapor injetado no topo do reservatório tende a subir devido à diferença de densidades. Enquanto que o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer devido ao efeito da gravidade gerando, deste modo, uma câmara de vapor.

O objetivo deste trabalho é analisar o processo ES-SAGD através da sensibilidade de alguns parâmetros operacionais, e assim, determinar quais destes tiveram maior influência significativa em relação ao incremento da produção no processo. Além disso, será realizada uma análise técnico-econômica simplificada para os diferentes tipos de solventes injetados, com a finalidade de escolher o solvente mais viável para o processo estudado.

Os modelos numéricos que representam adequadamente os efeitos da injeção de vapor e solvente foram analisados através de resultados gerados pelo simulador de recuperação térmica STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), versão 2010 do programa da CMG (*Computer Modelling Group*).

Esta dissertação é composta por oito capítulos, sendo este a introdução referente ao Capítulo I.

No Capítulo II, são apresentados os aspectos teóricos, com os conceitos que auxiliam na compreensão deste trabalho.

O Capítulo III apresenta o estado da arte, onde se encontram alguns trabalhos relacionados ao processo ES-SAGD.

O Capítulo IV mostra os materiais que foram usados para desenvolver este trabalho, relacionados à ferramenta computacional utilizada, à modelagem do reservatório, ao modelo de fluido e à metodologia de trabalho.

O Capítulo V apresenta os resultados e discussões do estudo de cinco parâmetros operacionais que afetam a produção de óleo: tipo de solvente injetado, qualidade do vapor, distância vertical entre os poços, porcentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor.

O Capítulo VI aborda as conclusões que foram obtidas neste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros. Finalizando, no Capítulo VII, são citadas as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

Capítulo II

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Neste capítulo, são descritos alguns conceitos fundamentais necessários para um bom entendimento do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente.

2.1 Métodos de recuperação de petróleo

A produção de um poço tende a diminuir com o passar do tempo, tornando os mecanismos de produção ineficientes e, em consequência, grandes quantidades de hidrocarbonetos ficam retidos nos poros da rocha, após a depleção da energia natural do reservatório em virtude da produção. Nestes casos são empregados processos que visam à obtenção de uma recuperação suplementar através da interferência nas características do reservatório. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação.

As acumulações de petróleo, no início da vida produtiva de um reservatório, apresentam uma determinada quantidade de energia, designada de energia primária. Com o passar do tempo há uma dissipação da energia primária no processo de produção, originada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências deparadas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Também há um decréscimo da pressão do reservatório devido ao consumo da energia primária e, em consequência, uma redução da produtividade dos poços, tornando a vazão insuficiente economicamente.

Os métodos de recuperação são classificados conforme esquema representado na Figura 2.1.

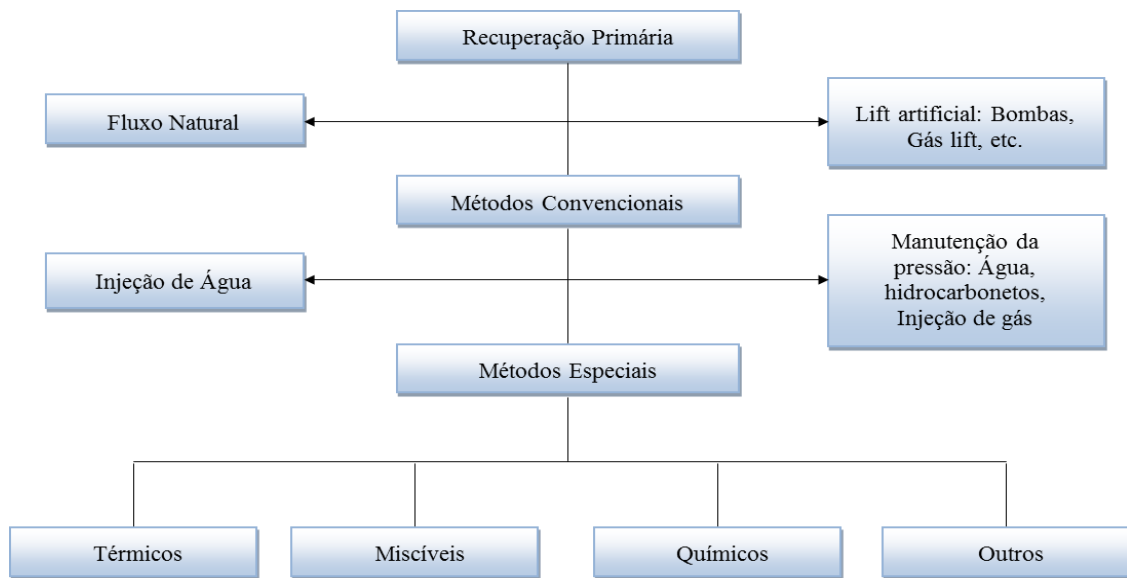


Figura 2.1 - Métodos de recuperação.

Para diminuir os efeitos maléficos da dissipação da energia primária dos reservatórios de petróleo existem duas linhas de ação:

- Suplementá-la com energia secundária, artificialmente através da injeção de determinados fluidos em poços selecionados;
- Reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, como por exemplo, aquecimento da jazida.

Os objetivos básicos dos métodos de recuperação secundária de petróleo são: o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção ou pelo menos a redução da velocidade do seu declínio natural.

A aplicação de métodos de recuperação secundária é incentivada por vários fatores como, por exemplo: o preço do petróleo, o custo de exploração, o custo de desenvolvimento de uma jazida, o custo de produção e os avanços tecnológicos (Rosa et al., 2006).

Para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de certeza na aplicação é bastante elevado, como é caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas

tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, dá-se o nome de Métodos Especiais de Recuperação (Thomas et al., 2001).

Para aumentar a energia do reservatório injeta-se, na maioria das vezes, água ou gás através de poços de injeção. No caso da injeção de gás, esta pode ser realizada na capa de gás para manter ou acrescentar a pressão do reservatório provocando desta maneira um deslocamento imiscível. O deslocamento pela injeção imiscível de gás é menos eficiente que a injeção de água. A injeção de água permite por sua vez, preencher o meio poroso ocupado pelos fluidos produzidos e fazer a varredura do petróleo até os poços de produção, continuando com a recuperação de hidrocarbonetos a vazões econômicas.

Os métodos de recuperação secundária apresentam uma eficiência limitada, na maioria das vezes, devido a dois aspectos fundamentais: a grande diferença de viscosidade que há entre o óleo e o fluido injetado e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o deslocado.

2.1.1 Métodos convencionais de recuperação

Nos métodos convencionais de recuperação, a injeção de fluidos em um reservatório é fundamentada em mecanismos puramente mecânicos. Tem como finalidade fornecer pressões suficientes para desalojar o óleo para fora dos poros da rocha-reservatório e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado pelo fluido produzido. No entanto, uma parcela de óleo chamada de óleo residual fica retida nos poros da zona invadida pelos fluidos devido ao efeito da capilaridade.

O principal objetivo é aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção em relação à produção primária e/ou secundária. Deve-se, portanto, tentar produzir um volume adicional por meio de métodos que contribuam para que os volumes de fluidos injetados sejam os menores possíveis. A maior quantidade de fluidos deve permanecer no interior do reservatório, isto é, a produção do fluido injetado deve ser a mínima possível.

2.1.1.1 Projetos de injeção

Os esquemas de injeção empregados dividem-se em três tipos: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas.

Se o reservatório apresentar uma inclinação, a injeção da água pode ser feita através de poços completados na parte baixa da estrutura, geralmente em uma zona de água, e os poços de produção são completados na parte alta da formação, conforme mostra a Figura 2.2.

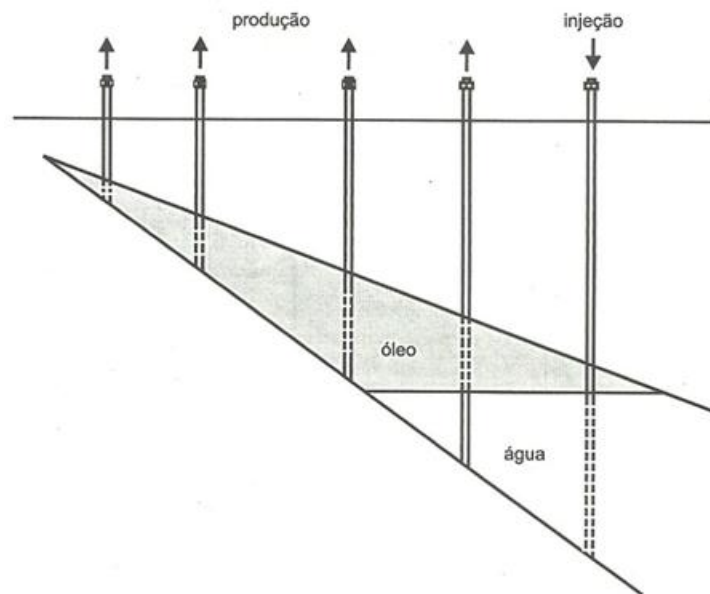


Figura 2.2 - Exemplo de esquema de injeção na base (Rosa et al., 2006).

Se o fluido injetado for gás, a injeção pode ser feita no topo da estrutura. Enquanto a produção de óleo acontece por meio de poços situados na parte mais baixa. Desta forma, a diferença de densidade entre os fluidos injetados e deslocados beneficia a recuperação, pois o gás tem tendência de permanecer na parte superior da estrutura, adiando o seu surgimento nos poços produtores (Figura 2.3).

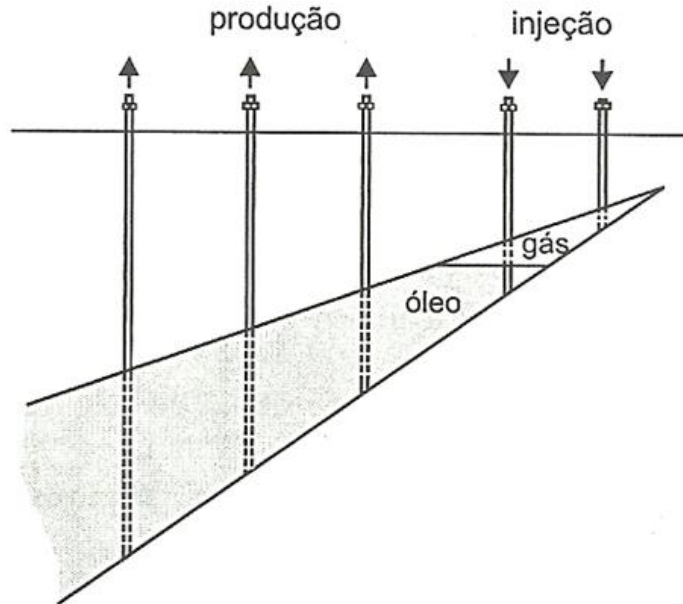


Figura 2.3 - Exemplo de esquema de injeção no topo (Rosa et al., 2006).

Para reservatórios com grandes áreas e pequenas inclinações e espessuras emprega-se a injeção em malhas, pois não existem pontos preferenciais para a injeção de fluidos e por isso os poços de injeção e de produção são distribuídos de maneira uniforme em toda a área do reservatório. Cada modelo apresenta um arranjo ou malha básica que se repete por todo o reservatório, conforme Figura 2.4.

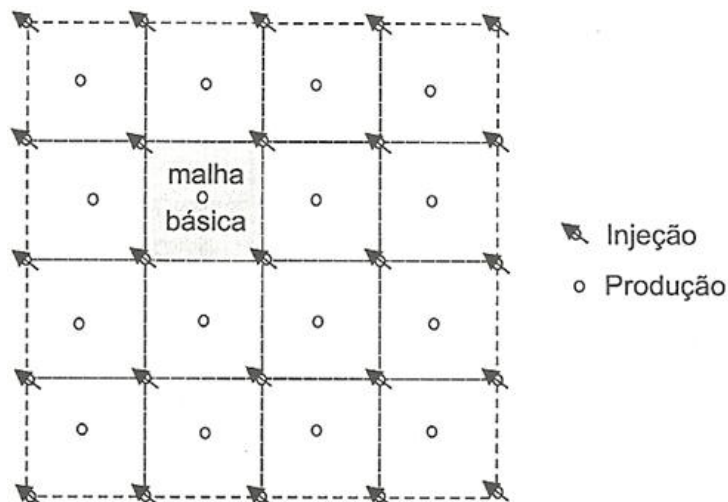


Figura 2.4 - Exemplo de esquema de injeção em malha (Rosa et al., 2006).

2.1.1.2 Fluidos injetados

Nos métodos convencionais de recuperação empregam-se a água e o gás natural como fluidos de injeção. A água injetada pode ser originada da seguinte maneira:

- Água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície através de poços perfurados para esta finalidade;
- Água de superfície, coletada em lagos, rios e etc.;
- Água do mar;
- Água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

A água antes de ser injetada é submetida a um tratamento com a finalidade de torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes.

Para os projetos de injeção de gás natural, o gás pode ser injetado com a mesma composição com a qual é produzido ou após ser processado. O gás é injetado no meio poroso através de compressores que fornecem as pressões e as vazões indispensáveis para o processo.

A denominação mais adequada para o método é processo não miscível de injeção de gás, isto é, o processo não necessita que o gás injetado se misture com o óleo do reservatório para deslocá-lo para fora do meio poroso (Thomas et al., 2001).

2.1.1.3 Eficiência de recuperação

Por meio de parâmetros designados: Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento, a produção de hidrocarbonetos obtida de um projeto de injeção de fluidos pode ser avaliada numericamente.

Chama-se eficiência de varrido horizontal a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. A Equação (2-1) apresenta esta relação:

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad (2-1)$$

Onde:

E_A : Eficiência de varrido horizontal

A_{inv} : Área invadida pelo fluido

A_t : Área total do meio poroso

A eficiência de varrido horizontal e a dimensão da área invadida dependem da geometria de injeção (posição relativa dos poços), do volume de fluido injetado e da razão de mobilidades existentes entre os fluidos injetado e deslocado.

A eficiência de varrido vertical é a relação entre a área vertical invadida pelo fluido e a área vertical total da seção transversal. A Equação (2-2) mostra esta relação:

$$E_{vv} = \frac{Av_{inv}}{Av_t} \quad (2-2)$$

Onde:

E_{vv} : Eficiência de varrido vertical

Av_{inv} : Área vertical invadida pelo fluido

Av_t : Área vertical total da seção transversal

A eficiência de varrido vertical depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado.

A eficiência volumétrica, E_v , é definida como o produto entre as eficiências de varrido horizontal e vertical representada pela Equação (2-3).

$$E_v = E_A E_{vv} \quad (2-3)$$

Porém, esta não é suficiente para determinar a quantidade de óleo deslocado. A capacidade do fluido de retirar o óleo do interior dos poros é pequena, mesmo que este penetre numa extensão muito grande do reservatório. O parâmetro que mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha chama-se eficiência de deslocamento.

A eficiência de deslocamento é uma medida da redução da saturação de óleo na região invadida pelo fluido deslocante. É função dos volumes injetados, da viscosidade dos fluidos e da permeabilidade relativa e dependem das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, e do volume injetado.

No caso de altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e deslocado, a capacidade do fluido injetado de retirar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões molhadas pelo fluido injetado.

Portanto, a eficiência volumétrica expressa quanto do reservatório foi alcançado pelo fluido injetado. Já a eficiência de deslocamento expressa que percentual do óleo que existia inicialmente dentro dos poros dessa região foi expulso por ele.

Quando as eficiências de varrido são baixas, o fluido injetado encontra caminhos preferenciais e se dirige rapidamente para os poços de produção, deixando uma ampla área do reservatório intacta. Quando a eficiência de deslocamento é baixa, ainda que as eficiências de varrido sejam altas, o fluido injetado não desloca adequadamente o óleo para fora da região invadida. Logo, para se alcançar boas recuperações são imprescindíveis que todas as eficiências sejam altas (Thomas et al., 2001).

2.2 Métodos especiais de recuperação

O emprego dos métodos especiais de recuperação é utilizado para operar nos pontos onde o processo convencional não alcançou as taxas de recuperação almejadas.

A alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo presente no reservatório implica em baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que o óleo a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente através dos canais porosos, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. Portanto, o óleo fica retido devido à ineficiência da propagação do fluido injetado no reservatório, e como consequência, grandes volumes de rocha ficam com óleo, pois o deslocamento não se processou.

Para o caso de elevadas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo para fora dos poros da rocha é muito reduzida, deixando saturações residuais de óleo bastante altas nas regiões que já tiveram contato com o fluido deslocante.

Para melhorar a eficiência de recuperação do óleo e recuperar uma parte adicional de óleo remanescente utilizam-se os métodos especiais de recuperação:

I. Métodos químicos

- Injeção de polímero
- Injeção de solução micelar
- Injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero)

II. Métodos miscíveis

- Injeção de hidrocarbonetos

- Injeção de banco miscível de GLP
 - Injeção de gás enriquecido
 - Injeção de gás pobre a alta pressão
 - Injeção de CO₂
- III. Métodos térmicos
- Injeção de fluidos quentes
 - Injeção de água quente
 - Injeção de vapor d'água
 - Combustão “*in-situ*”
- IV. Outros métodos.

2.2.1 Métodos químicos

São procedimentos cujo objetivo é ocasionar uma determinada interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Alguns destes métodos são: injeção de polímeros, injeção de solução micelar e a injeção de solução ASP.

2.2.1.1 Injeção de polímero

Polímeros são produtos químicos que quando adicionado à água ampliam a sua viscosidade e em alguns casos reduz a permeabilidade efetiva à água.

Quando o óleo do reservatório possui viscosidade um pouco elevada pode-se adicionar polímeros à água de injeção com a finalidade de transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Portanto, ao invés do fluido injetado escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, ele se difunde mais no meio poroso ampliando desta maneira as eficiências de varrido.

O custo de um projeto de injeção de polímero é alto. É necessária uma avaliação em laboratório para que seja determinado o polímero adequado ao reservatório em estudo.

2.2.1.2 Injeção de solução micelar

A injeção de solução micelar é um processo de recuperação que proporciona uma boa eficiência de varrido da injeção de água, além do deslocamento de todo o óleo contatado do reservatório. Uma das desvantagens é que demanda uma grande quantidade de produtos químicos de alto custo.

2.2.1.3 Injeção de solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero)

A injeção de solução ASP consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero.

O método ASP possui algumas características dos métodos miscíveis, devido à presença de substâncias alcalinas e de surfactantes na sua composição, com característica da injeção de polímeros. O objetivo das substâncias alcalinas e dos surfactantes é reduzir a tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado, aumentando desta maneira a eficiência de deslocamento e diminuindo a saturação residual de óleo após a injeção. O polímero, por sua vez, reduz a razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado, ampliando a eficiência de varrido.

Em termos técnicos, este método apresenta as mesmas desvantagens da injeção de solução micelar.

2.2.2 Métodos miscíveis

O deslocamento miscível pode ser definido como um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado. Este processo permite reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, acarretariam a retenção do óleo no reservatório. Quando dois ou mais fluidos se misturam, formando um sistema homogêneo composto por uma única fase, são chamados de miscíveis.

Os métodos miscíveis são aconselhados quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, isto é, o fluido injetado não consegue extrair o óleo para fora dos poros da rocha por motivo de altas tensões interfaciais.

2.2.3 Métodos térmicos

Os métodos térmicos visam fornecer calor ao óleo com o intuito de reduzir a sua viscosidade, resultando no aumento da sua mobilidade e, conseqüentemente, da sua recuperação.

Na Figura 2.5 (Barillas, 2005), observa-se que a redução da viscosidade é maior no início do aumento de temperatura. Após atingir uma determinada temperatura, a redução é menos acentuada. Além disso, nota-se que as maiores reduções são experimentadas em óleos mais viscosos.

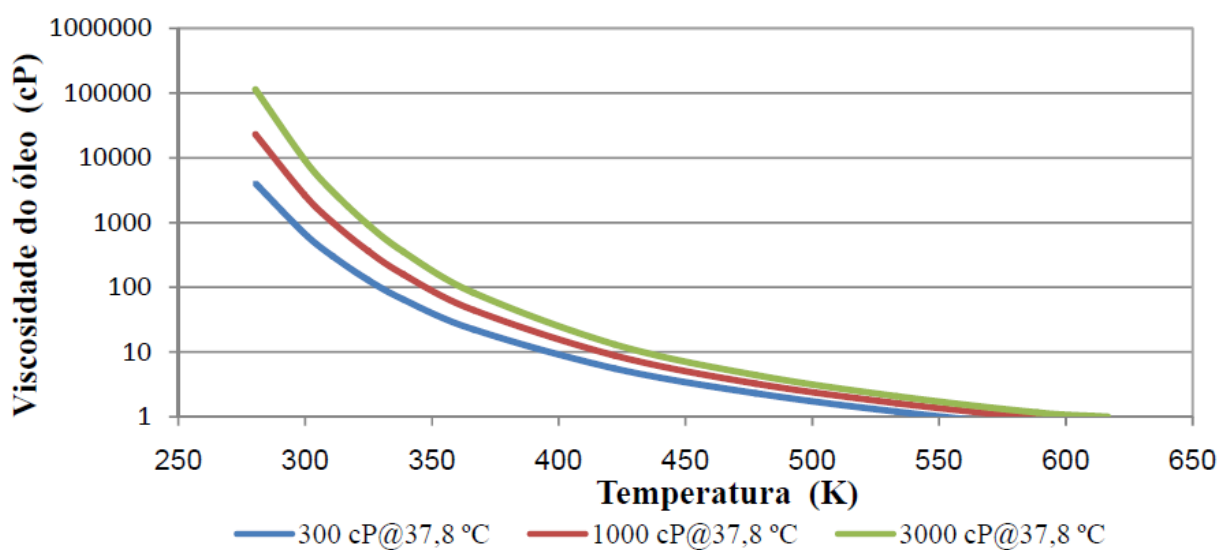


Figura 2.5 - Curvas de viscosidade para diferentes tipos de óleo (Barillas, 2005).

Os métodos térmicos podem ser classificados em duas categorias: injeção de fluidos quentes e combustão *in-situ*.

2.2.3.1 Injeção de fluidos quentes

Na injeção de fluidos aquecidos, o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para o interior da formação através do fluido injetado. Normalmente, este fluido é água na forma de vapor, mas pode ser injetada no estado líquido a uma temperatura elevada, implicando em um projeto de injeção de vapor ou de água quente, conforme ilustrado na Figura 2.6.

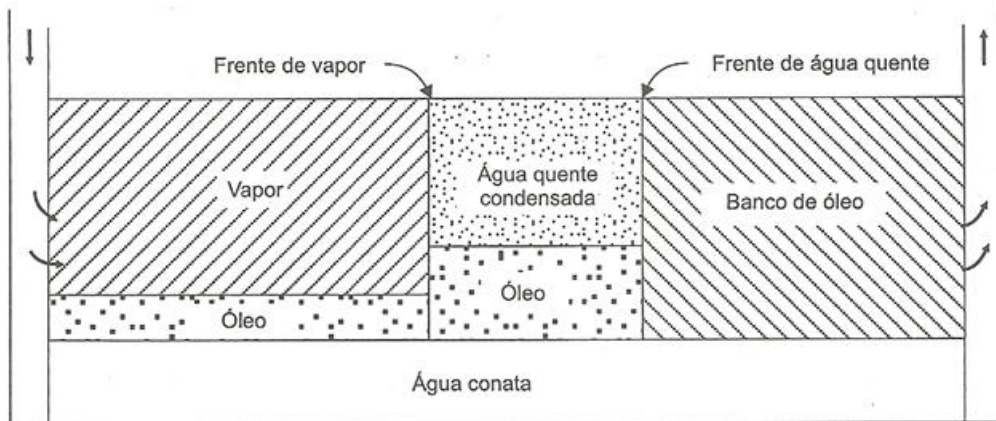


Figura 2.6 - Injeção de vapor d'água (Rosa et al., 2006).

O princípio da recuperação térmica pode ser explicado através da lei de Darcy, a qual mostra segundo a Equação (2-4), que a vazão através do meio poroso é inversamente proporcional à viscosidade.

$$q = \frac{kA}{\mu L} \Delta P \quad (2-4)$$

Onde:

q : Vazão de fluido (cm^3/s)

k : Permeabilidade do meio poroso (Darcy)

A : Área da seção transversal (cm^2)

μ :	Viscosidade do fluido (cp)
L :	Comprimento do meio poroso (cm)
ΔP :	Diferencial de pressão (atm)

a) Injeção de água quente

A estimulação cíclica do reservatório, por meio da injeção de água quente, é muito similar à injeção cíclica de vapor. Esta consiste em injetar água, no poço, a uma temperatura elevada por um determinado período de tempo. Após esta fase, o poço é fechado para permitir que ocorra uma maior transferência de calor da água para o reservatório e finaliza com o retorno do poço à operação tendo como resultado um acréscimo na capacidade produtiva. Isto ocorre devido à redução da viscosidade e a limpeza da região próxima ao poço.

A injeção de água quente fornece uma temperatura inferior à temperatura alcançada pelo vapor, sendo preciso um maior volume de água para elevar a temperatura do reservatório. Isto se deve ao fato da água quente possuir baixa quantidade de calor, fazendo com que a água esfrie quando em contato com o reservatório. Por outro lado, o vapor começa perder temperatura somente quando a última bolha de vapor se condensa (Naveira, 2007).

A injeção de água quente pode ser usada em reservatórios que possui altas pressões, onde a temperatura de vapor seria excessiva, e em formações sensíveis à água doce (Rosa et al., 2006).

b) Injeção cíclica de vapor

A injeção cíclica de vapor é empregada para melhorar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. Trata-se de uma técnica de estimulação que ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo, por meio da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço.

A injeção cíclica de vapor consiste de períodos de injeção, de espera e de produção. Ou seja, a injeção de um determinado volume de vapor dentro do poço produtor é seguida por

um período de espera para que o calor injetado se distribua a uma maior parte do reservatório e, por fim, o poço retorna a produção até que o ciclo seja repetido. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo (Rosa et al., 2006).

O calor injetado provoca um aumento na temperatura do reservatório implicando na redução da viscosidade e no aumento da mobilidade do óleo.

O volume de óleo produzido diminui à proporção que o número de ciclos aumenta. Quando a injeção cíclica é seguida da injeção contínua é importante determinar o número de ciclos que irá elevar ao máximo a recuperação de óleo, para um dado volume da injeção de vapor (Queiroz, 2006).

c) Injeção contínua de vapor

A injeção contínua de vapor consiste em injetar o vapor em um poço central com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores. O calor proveniente do vapor injetado reduz a viscosidade do óleo, que é drenado do poço injetor para o poço produtor.

Na injeção contínua uma zona de vapor com temperatura aproximadamente igual à do vapor injetado se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Na frente da zona de vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura vai diminuindo em direção ao interior do reservatório. Na zona invadida pelo vapor a redução da saturação de óleo é máxima devido à diminuição da viscosidade, à dilatação do óleo e à contração do volume poroso. A quantidade de calor recebida e retida pela formação determina a reposta ao processo de injeção de vapor (Rosa et al., 2006).

2.2.3.2 Combustão *in-situ*

A combustão *in-situ* é um método de recuperação onde o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente.

No processo *in-situ* uma pequena porção do óleo da jazida entra em ignição. Neste momento, o oxigênio se combina com o óleo formando dióxido de carbono e água, e consequentemente liberando calor. Durante a queima do óleo, sua viscosidade é reduzida, as

frações mais leves do óleo vaporizam formando um banco de gás e água na forma de vapor (Rosa et al., 2006).

2.2.3.3 Drenagem gravitacional de óleo assistida por vapor (SAGD)

O processo SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) trata-se de um método térmico aplicado em reservatórios de óleo pesado ou betume.

O processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) é similar à injeção de vapor convencional, porém utiliza poços horizontais tanto para injetar como para produzir. Este método envolve dois poços horizontais paralelos, um acima do outro e distantes alguns metros entre si; um produtor na base do reservatório e um injetor de vapor no topo do reservatório. O vapor injetado de forma contínua no poço superior tende a subir formando a câmara de vapor e conseqüentemente entrando em contato com uma grande área do reservatório devido à extensão dos poços horizontais, enquanto que o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer, isto é, escoar na interface vapor-óleo da câmara sendo direcionados para o poço produtor devido à força gravitacional.

A câmara de vapor formada pela injeção contínua cresce para cima e para os arredores. A temperatura dentro da câmara torna-se igual à temperatura do vapor injetado. Após a condensação do vapor com o óleo frio na interface da câmara, o calor é transferido ao óleo. Então, o óleo aquecido e a água condensada drenam por gravidade até o poço produtor localizado abaixo do injetor. Estudos apresentados na literatura indicam que esse método pode proporcionar um fator de recuperação de até 70 % na área de influência dos poços (Barillas, 2005).

O processo de drenagem gravitacional assistido com injeção de vapor é eficaz na recuperação de óleo pesado e betume em reservatórios não muito espessos, porém as perdas de calor da câmara de vapor são elevadas. Uma vez que uma grande quantidade de vapor é utilizada, por unidade de volume de óleo produzido, implicando assim em uma combustão elevada do gás natural e também em grandes quantidades de dióxido de carbono emitido por volume de óleo produzido. Portanto, aditivo como o solvente pode ser injetado junto com o

vapor com o intuito de melhorar as taxas de produção de petróleo ou pelo menos manter o fator de recuperação do SAGD, além de reduzir o impacto ambiental (Gates I. D., 2010).

2.2.3.4 Solvente expandido – SAGD (ES-SAGD)

Estudos mostraram que a adição de solvente ao processo de drenagem gravitacional de óleo assistida por vapor (SAGD) pode reduzir a quantidade de vapor injetado e, conseqüentemente, promover uma melhor recuperação de óleo. Tal processo que utiliza vapor combinado com solvente chama-se drenagem gravitacional de óleo assistido com injeção de vapor e solvente (ES-SAGD, *Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage*).

O processo ES-SAGD é composto por um método térmico (injeção de vapor) e um método miscível (injeção de solvente), ou seja, o vapor é injetado junto com o solvente no poço superior, com a finalidade de reduzir as tensões interfaciais, além da viscosidade do óleo ou betume de modo que ocorra um aumento da mobilidade da fase óleo. Este processo foi criado por Nars et. al (2003), com a finalidade de melhorar a eficiência energética e com isto obter altas produções de óleo e baixas vazões de vapor/óleo.

A combinação de solvente e vapor no processo tem como finalidade reduzir a quantidade de vapor e conseqüentemente minimizar a quantidade de gases lançados na atmosfera (CO₂) e a quantidade de água a ser tratada, tanto para a produção de vapor como na etapa de produção do óleo. Além destas vantagens, haverá também uma redução do volume de vapor injetado por unidade de volume de óleo produzido.

O solvente combinado com o vapor entra no reservatório, flui através das correntes de convecção que mantêm o fluido injetado em circulação, a partir do poço injetor para as bordas da câmara onde tende a se acumular e condensar e, em seguida, dissolve-se no óleo pesado ou betume sendo assim transportado para o óleo tanto pela difusão quanto pela dispersão.

O ES-SAGD possui uma temperatura menor que a do SAGD devido à concentração de solvente nas bordas da câmara de vapor que conseqüentemente aumenta a eficiência térmica do processo. As perdas de calor são reduzidas no processo ES-SAGD em comparação com o SAGD. O impacto da redução da temperatura sobre a redução da viscosidade da fase óleo é

compensada pela adição de solventes (Gates I. A., 2010). O conceito básico do processo ES-SAGD é apresentado na Figura 2.7.

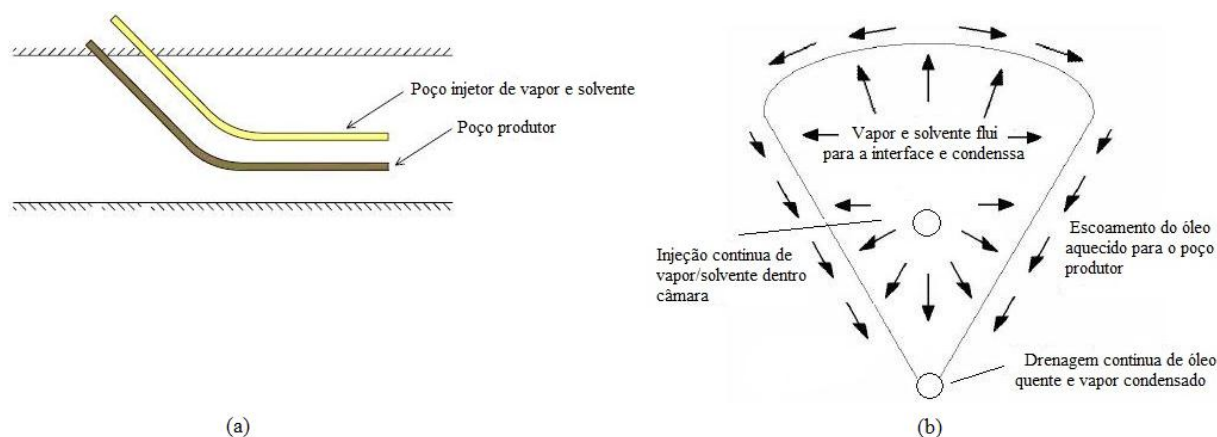


Figura 2.7 - Ilustração esquemática do processo ES-SAGD, (a) seção vertical (Naveira, 2007) e (b) seção vertical transversal (Moreira, 2006).

2.3 Planejamento e otimização de experimentos

Um bom planejamento consiste em projetar um experimento de maneira que seja possível obter a informação que se está procurando, e assim escolher as melhores condições de operação.

No planejamento de qualquer experimento é essencial que os fatores e as respostas de interesse estejam determinados. Normalmente, os fatores são as variáveis que o pesquisador pode controlar ou atributos de incerteza de um sistema, enquanto que as repostas são as variáveis de saída do sistema nas quais se tem interesse. Assim como os fatores, as repostas podem ser qualitativas ou quantitativas.

As repostas podem ou não ser afetadas por modificações provocadas nos fatores. Dependendo do problema, pode haver várias repostas de interesse, que talvez precisem ser consideradas simultaneamente.

Quando todos os fatores e repostas forem identificados, o próximo passo será a definição do objetivo que se pretende alcançar com os experimentos para que seja possível escolher o planejamento fatorial mais adequado.

Num planejamento fatorial completo realizam-se todas as possíveis combinações dos diferentes fatores escolhidos usando a técnica do planejamento fatorial.

Um planejamento fatorial completo considera as possíveis combinações dos níveis que se podem obter entre os diferentes fatores que serão analisados. Por exemplo, se os fatores são temperatura e concentração de HCl, o número de experimentos pode ser quatro, realizando uma análise linear em dois níveis: mínimo (-1) e máximo (+1). Contudo, quando se acrescenta outra variável, como o tipo de catalisador, as possíveis combinações entre os níveis mínimo e máximo das variáveis podem aumentar até oito, de tal maneira que, a cada variável acrescentada, o número de experimentos dobra ($2^2 = 4$, $2^3 = 8$, $2^4 = 16$, $2^5 = 32$, $2^6 = 64$, ..., 2^k).

Havendo n_1 níveis do fator 1, n_2 do fator 2, ..., e n_k do fator k, o planejamento será um fatorial de $n_1 \times n_2 \times \dots \times n_k$ experimentos, sendo este o número mínimo necessário para um planejamento fatorial completo.

Para estudar o efeito de qualquer fator sobre uma dada resposta, é necessário variar de nível e observar o resultado que essa variação produz sobre a resposta.

Para k fatores, ou seja, k variáveis controladas pelo pesquisador, um planejamento fatorial completo de dois níveis determina realização de $2 \times 2 \times \dots \times 2 = 2^k$ ensaios diferentes, sendo denominado de planejamento fatorial 2^k (Barros Neto et al., 2007).

A Tabela 2.1 mostra um planejamento fatorial 2^2 , para estudar o efeito da temperatura e de um tipo de catalisador sobre o rendimento da reação (Barros Neto et al., 2007). Conforme esta tabela, quando se utiliza o catalisador A e eleva-se a temperatura de 40° C para 60° C (ensaios 1 e 2), o rendimento médio passa de 59% para 90%. Ocorre, portanto um aumento de 31%. Quando o catalisador é do tipo B (ensaios 3 e 4), o rendimento aumenta apenas 14%. Os resultados mostram que o efeito da temperatura depende do nível em que o catalisador está. O efeito do catalisador, por sua vez, também depende do nível da temperatura. A 40°C (ensaios 1 e 3) observa-se que a mudança de catalisador reduz o rendimento médio em 5%. Enquanto que a 60°C (ensaios 2 e 4), a redução passa a ser de 22%. Portanto, o efeito de uma variável depende do nível de outra, ou seja, as variáveis interagem e este efeito de interação entre elas pode ser calculado (Barrilas, 2008).

Tabela 2.1 - Resultados de um planejamento fatorial 2² do efeito da temperatura e do catalisador no rendimento de uma reação.

Ensaio	Temperatura (°C)	Catalisador	Rendimento médio (%)
1	40	A	59
2	60	A	90
3	40	B	54
4	60	B	68

O efeito principal da temperatura consiste na média dos efeitos da temperatura nos dois níveis do catalisador. Empregando a letra T para representar esse efeito, e sendo \bar{y}_i a resposta média observada no i -ésimo ensaio, pode-se escrever a Equação (2-5).

$$T = \frac{(\bar{y}_2 - \bar{y}_1) + (\bar{y}_4 - \bar{y}_3)}{2} \quad (2-5)$$

$$T = \frac{(90 - 59) + (68 - 54)}{2} = 22,5\%$$

Esse valor mostra que o rendimento da reação aumenta 22,5%, em média, quando a temperatura passa de seu nível inferior (40°C) até para o superior (60°C). Todavia, esta conclusão não está completa, visto que a temperatura e o catalisador interagem. Portanto, é necessário interpretar os efeitos dos dois fatores conjuntamente.

Nos planejamentos de dois níveis podem ser identificados os níveis superior e inferior com os sinais (+) e (-), respectivamente. Através dessa notação, observa-se na Tabela 2.1 que os ensaios 2 e 4 correspondem ao nível máximo (+) da temperatura, ao passo que os ensaios 1 e 3 estão no nível mínimo (-). Esses sinais também podem ser atribuídos para os níveis dos fatores qualitativos. Nesse caso, a Equação (2-5) pode ser reescrita como a diferença entre as duas respostas médias correspondentes ao nível máximo e mínimo respectivamente, representada pela Equação (2-6).

$$T = \bar{y}_+ - \bar{y}_- = \left(\frac{\bar{y}_2 + \bar{y}_4}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_1 + \bar{y}_3}{2} \right)$$

(2-6)

A Equação (2-6) trata-se de uma definição alternativa, a qual é válida para qualquer efeito principal num planejamento fatorial completo de dois níveis.

Para o cálculo do efeito do catalisador pode-se admitir, que os ensaios 3 e 4 correspondem ao nível máximo. Essa escolha é arbitrária, e não afeta as conclusões. Portanto, será utilizada a Equação (2-7).

$$C = \bar{y}_+ - \bar{y}_- = \left(\frac{\bar{y}_2 + \bar{y}_4}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_1 + \bar{y}_3}{2} \right) \quad (2-7)$$

$$C = -13,5\%$$

Observa-se que ao trocar o catalisador A pelo B, o rendimento da reação cai 13,5%, em média. Se a escolha dos níveis do catalisador tivesse sido invertida, ou seja, catalisador A no nível superior em vez do B, a resposta seria um incremento de 13,5%. Porém, a conclusão é a mesma na prática, ou seja, o rendimento do catalisador B é 13,5% menor em média que o catalisador A.

Caso não existisse interação, o efeito da temperatura seria o mesmo com qualquer catalisador. O efeito da temperatura é + 31% com o catalisador A, e cai para + 14% com o catalisador do tipo B. A diferença entre esses valores fornece a medida da interação entre os fatores T e C. Dessa forma, a metade da diferença é, por definição, o efeito de interação entre os fatores. Empregando TxC para representar a interação dos efeitos, é possível escrever a Equação (2-8).

$$TxC = \left(\frac{\bar{y}_1 + \bar{y}_4}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_2 + \bar{y}_3}{2} \right) = \left(\frac{\bar{y}_4 - \bar{y}_3}{2} \right) - \left(\frac{\bar{y}_2 - \bar{y}_1}{2} \right) \quad (2-8)$$

$$TxC = \frac{14 - 31}{2} = -8,5\%$$

As Equações (2-6), (2-7) e (2-8) mostram que para calcular qualquer efeito usam-se todas as respostas observadas. Cada efeito é a diferença de duas médias. Metade das observações colabora para uma das médias, e a metade restante aparece na outra média. Esta é uma importante característica dos planejamentos de dois níveis (Barros Neto et. al, 2007).

2.3.1 Diagrama de Pareto

A sensibilidade dos parâmetros estudados sobre a resposta de interesse é examinada por meio do diagrama de Pareto. Esta ferramenta gráfica utilizada na estatística permite analisar e identificar, quais parâmetros e interações operacionais são mais significativos sobre cada variável de resposta de interesse.

2.3.2 Superfície de resposta

Essa metodologia é constituída de duas etapas distintas – modelagem e deslocamento, que são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, com a finalidade de atingir uma região ótima da superfície de resposta investigada. A modelagem normalmente é feita ajustando-se modelos simples (em geral, lineares ou quadráticos). E as respostas são obtidas com planejamentos fatoriais ou com planejamentos fatoriais ampliados. O deslocamento se dá sempre ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais pronunciada.

Pode-se obter uma representação bidimensional da superfície modelada a partir das curvas de nível, que são linhas em que a resposta é constante (Barros Neto et al., 2007).

2.4 Análise técnico-econômica simplificada

Este trabalho apresenta uma análise técnico-econômica simplificada com a finalidade de determinar dentre os solventes analisados o que seja mais viável para o método ES-SAGD.

2.4.1 Cálculo do valor presente líquido (VPL)

Para o cálculo do valor presente líquido (VPL) foi considerado: a produção anual acumulada de óleo total (ΔNpt_{anual}), o preço de venda do petróleo ($X_{\text{óleo}}$), a relação entre o custo de produção e o preço de venda do óleo (F_1), a quantidade de vapor injetado anualmente ($V_{inj_{anual}}$), o custo do vapor por metros cúbicos (Y_{vapor}), a injeção anual acumulada de solvente (ΔNis_{anual}), o preço de compra do solvente ($X_{solvente}$) e a taxa de desconto anual (T_d). Os custos referentes ao capital inicial e os outros custos adicionais não foram considerados.

A Equação (2-9), baseada no estudo de Barillas (2008), é utilizada para o cálculo do VPL quando se trata de fluxo de caixas uniformes.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{RCF_t}{(1 + T_d)^t} \quad (2-9)$$

Onde:

VPL : Valor presente líquido (US\$)

RCF_t : Fluxo de caixa anual (US\$)

t : tempo (anos)

n : duração total do projeto

T_d : taxa de desconto anual

O cálculo do fluxo de caixa para este trabalho foi realizado através da Equação (2-10) para os solventes: Pentano e Heptano.

$$RCF_t = \text{Ganho na produção de óleo (US\$)} - \text{Gastos em produção (US\$)} - \text{Gastos de geração de vapor (US\$)} - \text{Gastos com o solvente injetado (US\$)} \quad (2-10)$$

$$\text{Ganho na produção de óleo (US\$): } \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} \quad (2-11)$$

$$\text{Gastos em produção (US\$): } F_1 \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} \quad (2-12)$$

$$\text{Gastos de geração de vapor (US\$): } Vinj_{anual} \cdot Y_{\text{vapor}} \quad (2-13)$$

$$\text{Gastos com o solvente injetado (US\$): } \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}} \quad (2-14)$$

Onde:

ΔNpt_{anual} : Produção anual acumulada de óleo total (m³)

$X_{\text{óleo}}$: Preço de venda do petróleo (US\$/m³)

F_1 : Relação entre o custo de produção e o preço de venda do óleo

$Vinj_{anual}$: Quantidade de vapor injetado anualmente (m³)

Y_{vapor} : Custo do vapor (US\$/m³)

ΔNis_{anual} : Injeção anual acumulada de solvente (m³)

X_{solvente} : Preço de compra do solvente (US\$/m³)

$$1 \text{ m}^3 = 6,289 \text{ bbl}$$

Substituindo a Eq. (2-11), (2-12), (2-13) e (2-14) na Eq. (2-10) se obtém a Eq. (2-15).

$$RCFt = \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} - F_1 \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} - Vinj_{anual} \cdot Y_{\text{vapor}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}} \quad (2-15)$$

O custo de geração do vapor pode ser obtido através do preço do petróleo, segundo a Eq. (2-16).

$$Y_{\text{vapor}} = C_1 \cdot X_{\text{óleo}} \quad (2-16)$$

Onde:

C_1 – Razão entre os preços do vapor e do óleo

Substituindo a Eq. (2-16) na Eq. (2-15), temos:

$$RCFt = (\Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} - F_1 \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} - Vinj_{anual} \cdot C_1 \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}})$$

$$RCFt = (\Delta Npt_{anual} - F_1 \cdot \Delta Npt_{anual} - Vinj_{anual} \cdot C_1) \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}}$$

$$RCFt = [(1 - F_1) \cdot \Delta Npt_{anual} - Vinj_{anual} \cdot C_1] \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}} \quad (2-17)$$

A quantidade de vapor injetado anualmente pode ser obtida através da produção anual acumulada de óleo e a razão anual entre o vapor injetado e o óleo produzido (RVO), Equação (2-18).

$$RVO = \frac{Vinj_{anual}}{\Delta Npt_{anual}} \rightarrow Vinj_{anual} = RVO \cdot \Delta Npt_{anual} \quad (2-18)$$

Substituindo a Eq. (2-18) na Eq. (2-17), temos:

$$RCFt = [(1 - F_1) \cdot \Delta Npt_{anual} - RVO \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot C_1] \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}} \quad (2-19)$$

Chamando $1 - F_1$ de Fp (Fator de produção de líquido), temos:

$$RCFt = (Fp \cdot \Delta Npt_{anual} - RVO \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot C_1) \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}} \quad (2-20)$$

A Equação (2-20) apresenta a produção anual acumulada de óleo total em m^3 e a relação de preços em $US\$/m^3$. Portanto, foi utilizado um fator de conversão permitindo trabalhar com a ΔNpt_{anual} em m^3 e o preço de compra do petróleo em $US\$/bbl$ sendo esta última unidade a mais usada na indústria, Equação (2-21).

$$RCFt = [(Fp - RVO \cdot C_1) \cdot \Delta Npt_{anual} \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{anual} \cdot X_{\text{solvente}}] \cdot 6,289 \quad (2-21)$$

Portanto, o valor presente líquido pode ser calculado substituindo a Equação (2-21) na Equação (2-9).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{[(Fp - RVO.C_1) \cdot \Delta Np_{t\text{ anual}} \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta Nis_{\text{ anual}} \cdot X_{\text{solvente}}] \cdot 6,289}{(1 + T_d)^t}$$

Capítulo III

Estado da Arte

3 Estado da Arte

Algumas variações do método SAGD foram realizadas com o intuito de aumentar a eficiência térmica e uma delas trata-se da coinjeção de vapor e solvente que deu origem ao método ES-SAGD. Alguns estudos que mostram a viabilidade deste método são apresentados, a seguir.

Em 2007, Gates I. D. realizou um estudo com o propósito de analisar o comportamento da viscosidade do óleo utilizando o método ES-SAGD.

Os resultados deste estudo demonstraram que o ES-SAGD pode produzir com baixas razões acumuladas de vapor/óleo em comparação com o método SAGD. Isto implica que o processo que utiliza tanto vapor quanto solvente pode ser projetado para reduzir significativamente a quantidade de vapor injetado.

A previsão de recuperação, usando o solvente, a partir das simulações é de cerca de 80%. Portanto, os resultados mostram que pode haver significativos benefícios econômicos utilizando o método ES-SAGD em lugar do SAGD. Além desses benefícios, pode-se operar com uma temperatura de injeção menor e conseqüentemente diminuir as perdas de calor e aumentar a eficiência térmica.

Deng et al. (2008) realizaram estudos das misturas de solventes, injetadas nos reservatórios de Athabasca, por meio de simulações do processo ES-SAGD.

Para simular o teste de laboratório, foi criado um esquema de pseudocomponentes para representar uma mistura de solvente com base na composição do diluente e das características PVT da mistura. Os comportamentos e efeitos do solvente coinjetado no processo ES-SAGD foram analisados por meio de um histórico detalhado correspondente ao teste. Análises de sensibilidade numérica também foram realizadas com o objetivo de investigar os efeitos de alguns parâmetros chaves na abordagem numérica.

Os resultados mostraram que a coinjeção de uma mistura de solvente aumenta a produção de petróleo por causa da redução adicional da viscosidade. No entanto, os

componentes do diluente de variadas propriedades físico-químicas se comportam de maneira diferente no processo, os hidrocarbonetos leves tendem a se espalhar para as extremidades da câmara de gás onde a saturação de óleo é maior. Isto resulta em maior efeito na redução da viscosidade, enquanto que os hidrocarbonetos pesados tendem a condensar em locais próximos do injetor limitando o aumento da produção.

Li W. et al. (2010) realizaram um estudo experimental com a finalidade de investigar o mecanismo de drenagem do solvente coinjetado, tanto na fase vapor quanto na líquida, visando melhorar a eficiência de recuperação do método SAGD.

Foi construído um modelo físico de baixa pressão para representar o processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com vapor na formação do Athabasca. Por meio de uma câmara de infravermelho foi possível observar a expansão da câmara de vapor e a distribuição da temperatura na mesma. A vazão de injeção do fluido, a pressão, a temperatura e os volumes de líquidos produzidos foram registrados. Os resultados mostraram que o tempo de condensação do solvente e do vapor influi diretamente na produção, isto é, para cada tempo de condensação do solvente e do vapor juntos têm-se uma determinada produção. O solvente injetado na fase vapor permite a redução da viscosidade do óleo, mas pode criar uma camada de gás que pode reduzir a transferência de calor para a formação. O solvente injetado junto com o vapor deve ser selecionado de tal maneira que a vaporização e a condensação sejam as mesmas da fase água para as mesmas condições de temperatura e pressão. Ao selecionar o solvente desta maneira, a mudança de fase deve ser a mesma que a do vapor ao longo da interface. O hexano possui uma temperatura de vaporização mais próximo à da água para uma pressão experimental de 2200 kPa, proporcionando assim uma maior taxa de drenagem em comparação com outros solventes puros, conforme mostrado nas Figuras 3.1 e 3.2. No entanto, observa-se na Figura 3.2 que a coinjeção de um diluente (principalmente C₄ a C₁₀) com o vapor resulta em taxas de drenagem do óleo comparáveis ou ligeiramente maiores que a taxa de drenagem do método que utiliza na coinjeção o hexano combinado com vapor.

A coinjeção de uma mistura de solvente adequada incluindo o solvente líquido pode melhorar a eficiência da produção de óleo e alterar a dinâmica de condensação dos hidrocarbonetos leves.

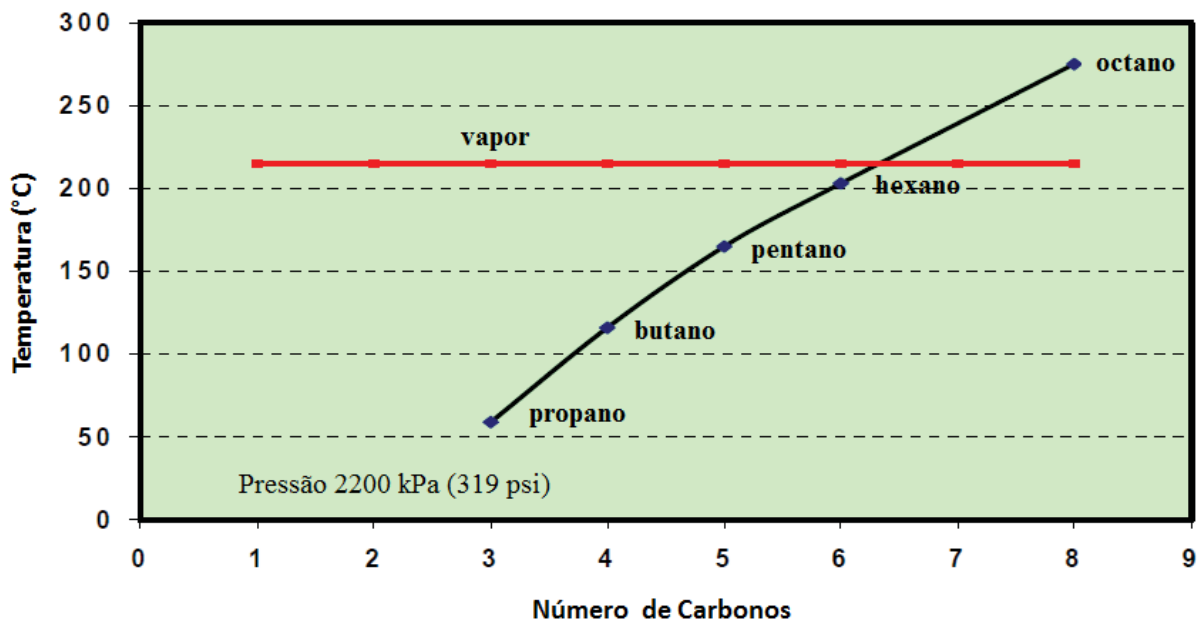


Figura 3.1 - Comparação entre as temperaturas de vaporização do solvente e do vapor para um pressão experimental (Li W. et al., 2010).

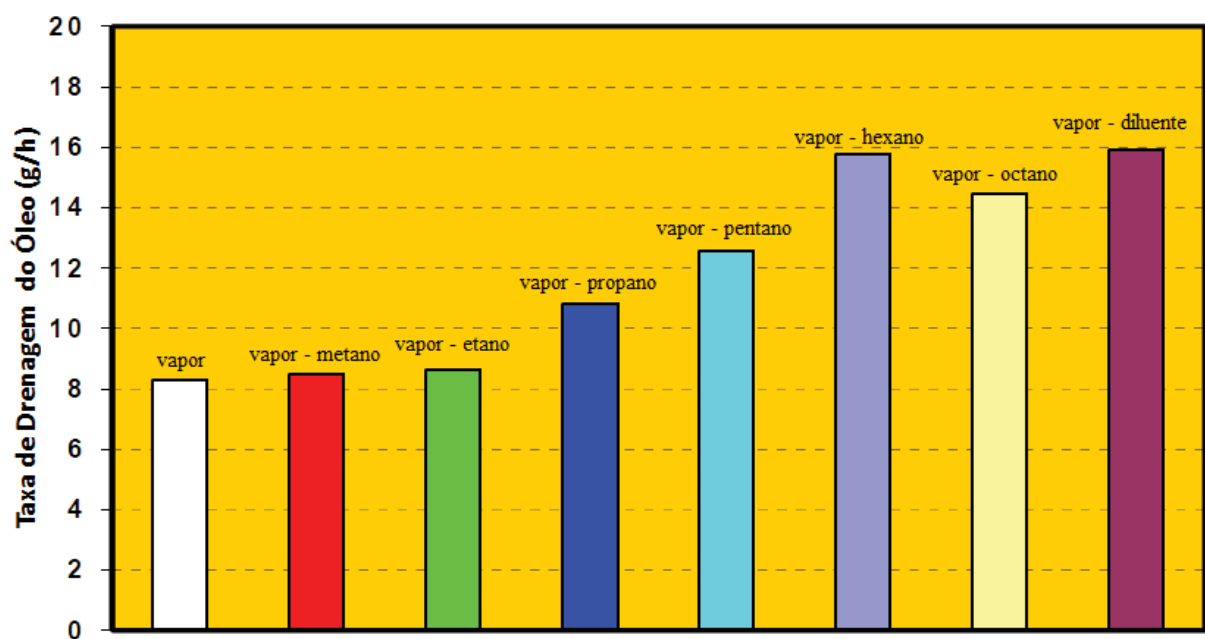


Figura 3.2 - Variação da taxa de drenagem do óleo em condições experimentais (Li W. et al., 2010).

O estudo concluiu que um adequado projeto de injeção de vapor e solvente pode melhorar o desempenho da produção do método SAGD, além de reduzir a quantidade de vapor e a energia necessária para produção de óleo pesado.

Em 2010, Gates I. D. fez um estudo mostrando que o método SAGD é eficiente na recuperação de óleo pesado e betume para reservatórios com espessura acima de 15 m, porém as perdas de calor da câmara de vapor são bastante elevadas e, em consequência, a eficiência energética fica comprometida devido à grande quantidade de vapor utilizada resultando em grandes quantidades de dióxido de carbono emitido por unidade de volume de óleo produzido.

Os resultados deste estudo revelam que aditivos injetados com o vapor podem melhorar as taxas de produção de óleo ou pelo menos manter a injeção de vapor reduzida, isto é, o ES-SAGD pode utilizar menos água requerendo assim um menor tratamento de água do que no método SAGD, otimizando desta maneira a eficiência energética para a produção em reservatórios superiores ou inferiores a 15 m. Concluindo assim, que a menor quantidade de vapor significa: menor quantidade de gás natural que implica em menor emissão de gases de combustão na atmosfera e menos manuseio e tratamento de água. Além disto, o solvente pode ser reciclado e reinjetado na formação.

Ayodele et al. (2010) fizeram testes de laboratório utilizando o simulador de reservatório comercial do grupo (CMG STARS) para avaliar o desempenho do método ES-SAGD, usando como solvente o hexano, e compará-lo com o método SAGD.

Os resultados apresentados, neste estudo, mostram que o método ES-SAGD, utilizando o hexano como solvente, apresenta uma melhor taxa de recuperação de óleo, aproximadamente 11 % a mais que o SAGD, e um menor consumo de energia por unidade de óleo recuperado em comparação com o método SAGD.

Em 2010, Akinboyewa J. et al. realizaram um estudo com o intuito de aumentar a eficiência do método SAGD e de melhorar a sua economia através da coinjeção de vapor e solvente. O estudo foi iniciado com um simulador térmico composicional para quantificar os benefícios da adição de solvente ao método SAGD.

A partir dos resultados, concluíram que: uma maior concentração de solvente reduz o volume e o custo com vapor e, em consequência, a emissão de dióxido de carbono; a drenagem gravitacional resultante da injeção de vapor torna-se mais eficiente e produz mais óleo na presença de solvente; o solvente injetado dissolve-se no betume tornando mais

eficiente o efeito da redução da viscosidade do óleo, além de possibilitar uma redução das tensões interfaciais; o volume de solvente de 5% a 10% do vapor injetado é o suficiente para incrementar a produção de óleo e reduzir os custos operacionais. Portanto, maiores concentrações de solvente injetado seriam antieconômicos. O solvente injetado é geralmente recuperado em quantidades crescentes durante todo o processo.

Ardali M. et al. (2010) realizaram um estudo com o objetivo de comparar os resultados das simulações, coinjetando vapor e solvente, em dois tipos de reservatório localizados em Cold Lake e Athabasca. Cada um dos solventes: propano, butano, pentano, hexano e heptano com diferentes percentuais entre 1% e 20% foram coinjetados com o vapor.

As simulações foram realizadas na ausência e na presença de gás em solução para descobrir o efeito do gás sobre o desempenho do método SAGD e ES-SAGD.

Os resultados da simulação mostram que a presença de gás em solução reduz a recuperação do óleo no processo SAGD para o reservatório de Athabasca que possui alta viscosidade. Uma camada de gás não condensável próxima da interface óleo-vapor impede a transferência de calor proveniente do vapor condensado para a zona que contém o betume. Os hidrocarbonetos criam uma zona elevada de mobilidade da fase óleo e aceleram a produção. Solventes mais pesados do que o butano são considerados candidatos adequados para o reservatório de Athabasca, sem gás em solução. No entanto, o solvente butano proporciona melhores resultados em Cold Lake.

Em 2010, Hosseininejad Mohebati M. et al. realizaram estudos numéricos em modelos 3D através de um simulador térmico para avaliar a eficiência de cada hidrocarboneto nos reservatórios de Athabasca, Cold Lake e Lloydminster. Variando os percentuais molares do hexano, do butano e do metano, quando coinjetado com vapor, com diferentes valores de viscosidade. O efeito da viscosidade do óleo sobre o desempenho de cada solvente foi comparado com a vazão de produção do óleo e a razão de óleo-vapor acumulado.

A coinjeção do solvente hexano combinado com vapor foi considerada mais vantajosa no reservatório de Athabasca do que em Cold Lake e Lloydminster.

O butano coinjectado nos reservatórios de Cold Lake e Lloydminster não mostrou efeitos benéficos. Pequenas frações deste solvente não são eficazes quando a viscosidade do óleo é baixa ou moderada. Elevadas concentrações deste solvente, proporcionaram bons resultados para o reservatório de Athabasca.

O solvente metano coinjectado nos reservatórios de Cold Lake e Lloydminster pode melhorar o desempenho do método SAGD, porém o solvente deve ser administrado em uma concentração muito baixa para evitar o crescimento desacelerado da câmara de vapor.

Capítulo IV

Materiais e Métodos

4 Materiais e Métodos

Este capítulo descreve as características do reservatório e dos fluidos do modelo base e apresenta o programa utilizado nas simulações, os dados de entrada para o simulador, os parâmetros operacionais utilizados e a metodologia para o desenvolvimento das simulações deste trabalho.

4.1 Ferramentas computacionais

Os estudos foram realizados através de modelagens e simulações concretizadas nos módulos do programa da CMG (Computer Modelling Group), versão 2010.10:

- WINPROP (Phase Behavior and Property Program);
- BUILDER (Pre-Processing Applications);
- STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator).

4.1.1 Módulo *WINPROP*

Este programa foi utilizado para a construção do modelo de fluidos. As propriedades de equilíbrio multifásico das equações de estado são usadas por este módulo para modelar fluidos, agrupar componentes, ajustar dados de laboratório, simular processos de contato múltiplo, construir o digrama de fases (PVT) e simular experimentos de laboratório.

4.1.2 Módulo *BUILDER*

Esta ferramenta foi utilizada para a construção do modelo de reservatório, ou seja, para a criação do arquivo de entrada, de extensão *.dat, para o simulador *STARS* da CMG. Para criar o arquivo de entrada utilizam-se: descrição do modelo de reservatório, descrição do modelo de fluido, propriedades da rocha (permeabilidade horizontal e vertical, porosidade, entre outros), condições iniciais de operação (temperatura do vapor, vazão máxima de produção de líquido, pressão máxima no poço injetor, pressão mínima no poço produtor, vazão máxima de produção de líquidos, entre outros) e descrição dos poços.

4.1.3 Módulo STARS

Este módulo do programa da CMG foi utilizado para simular as recuperações de óleo através do método ES-SAGD.

O *STARS* foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas e avançadas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, injeção de hidrocarbonetos, combustão in situ, SAGD (*Steam-Assisted Gravity Drainage*), ES-SAGD (*Expanding Solvent – SAGD*), além de outros processos geomecânicos ou que contam com aditivos químicos. Utiliza uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo.

Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Além disso, possibilita configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

4.1.4 STATISTICA

Através do programa computacional STATISTICA 7.0 foram gerados os Diagramas de Pareto e os gráficos de Superfícies de Resposta, para a interpretação e a apresentação da resposta de interesse referente aos parâmetros operacionais (dados de entrada), com a finalidade de identificar quais destas variáveis e interações entre elas proporcionaram maior influência significativa no método ES-SAGD.

4.2 Modelagem do Reservatório

4.2.1 Modelo da malha

O modelo estudado corresponde a um reservatório homogêneo com características físicas do nordeste brasileiro e com suas dimensões analisadas na forma tridimensional no sistema cartesiano. As dimensões são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Dados dimensionais do modelo de reservatório estudado.

Comprimento do Reservatório (m)	300
Largura do Reservatório (m)	100
Espessura do Reservatório (m)	26
Espessura da zona de óleo (m)	20
Espessura da zona de água (m)	6
Comprimento dos poços (m)	247,5

A Tabela 4.2 e a Figura 4.1 apresentam o reservatório homogêneo estudado em um sistema de coordenadas cartesianas (3D) e o refinamento proposto que foi estabelecido da seguinte maneira:

Tabela 4.2 - Refinamento do modelo base de reservatório.

Total de blocos	9.660
Total de blocos na direção i	21
	7, 7, 6, 6, 5, 5, 4, 4, 3, 2
Tamanho dos blocos em i (m)	2
	2, 3, 4, 4, 5, 5, 6, 6, 7, 7
Total de blocos na direção j	20
Tamanho do bloco em j (m)	15
Total de blocos na direção k	23
	20 blocos de 1
Tamanho do bloco em k (m)	3 blocos de 2

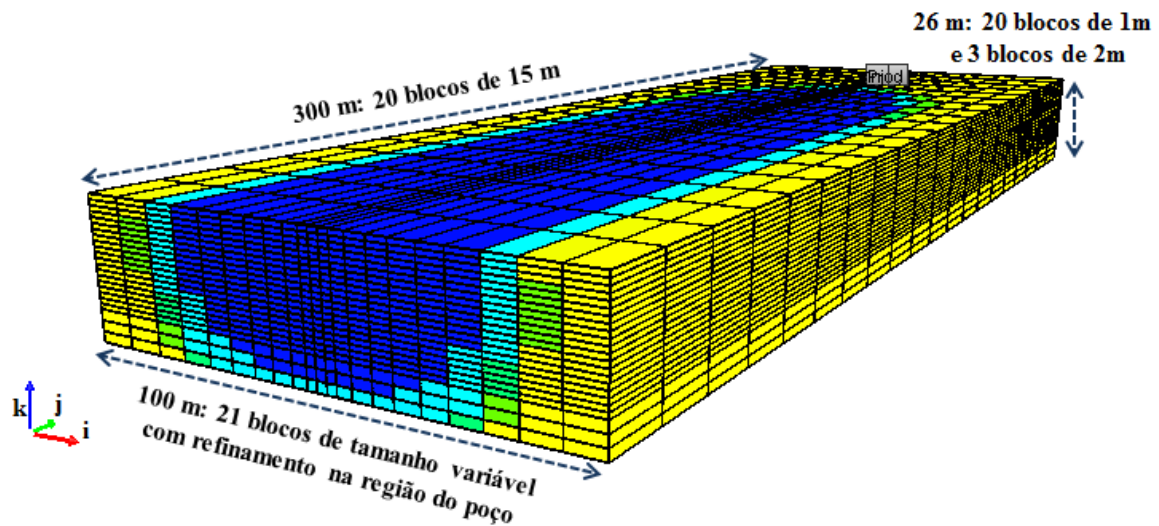


Figura 4.1 - Refinamento do reservatório utilizado na simulação.

4.2.2 Propriedades do reservatório

A Tabela 4.3 apresenta os dados do reservatório do modelo estudado que podem ser extrapolados para situações de aplicações práticas na Bacia Potiguar.

Tabela 4.3 - Características do reservatório.

Profundidade (m)	200
Contato água-óleo, Dwoc (m)	220
Temperatura inicial do reservatório (° C)	37,8
Volume de óleo in place m ³ std	102.971
Viscosidade do óleo (cP@37,8 ° C)	758,5

4.2.3 Propriedades da rocha

A Tabela 4.4 apresenta as principais características da rocha que podem ser encontrados no nordeste brasileiro.

Tabela 4.4 - Características da rocha.

Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1000
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	100
Porosidade (%)	28

4.2.4 Condições de operação

A Tabela 4.5 apresenta as principais condições de operação do modelo base.

Tabela 4.5 - Condições de operação.

Temperatura do vapor (° C)	287,8
Qualidade do vapor	0,5
Vazão de injeção de vapor (t/dia)	75
Tipo de solvente injetado	Pentano (C ₅ H ₁₂)
Porcentagem de solvente injetado (%)	10
Vazão máxima de produção de líquido (m ³ /dia)	120
Pressão máxima no poço injetor (kPa) ou (1044 psi)	7198,1
Pressão mínima no poço produtor (kPa) ou (28 psi)	196,5
Distância vertical entre os poços (m)	5
Distância entre o poço produtor e o contato água-óleo (m)	6,5

A Figura 4.2 mostra o mapa de saturação de óleo. Apresentando valor máximo de 0,69 nas primeiras camadas da zona de óleo (topo do reservatório) e valor mínimo de 0,0001 nas últimas referentes à zona de água (base do reservatório).

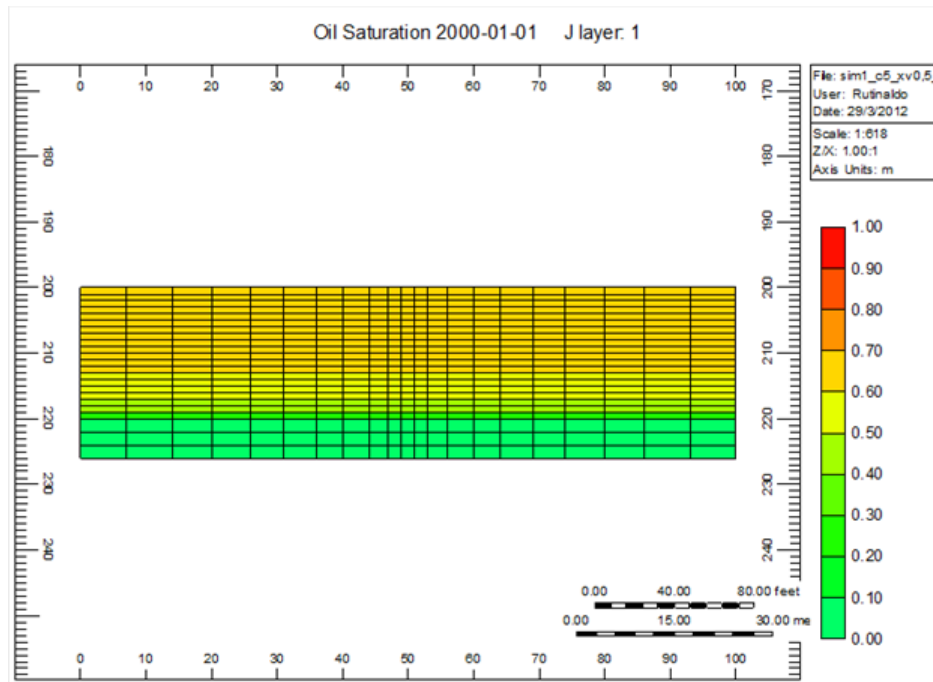


Figura 4.2 - Mapa de saturação de óleo.

A Figura 4.3 apresenta a pressão de referência do reservatório cujo valor é de aproximadamente 1980 kPa que equivale a (287,2 psi) @ 200 m de profundidade.

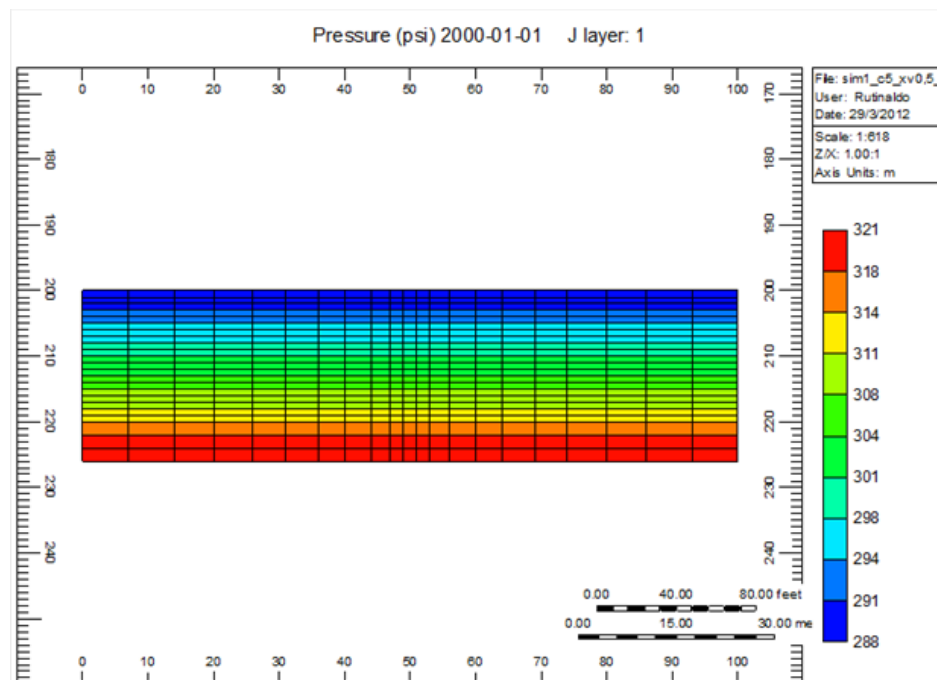


Figura 4.3 - Mapa da pressão de referência.

4.3 Modelo de Fluido

A modelagem de fluido proposto foi realizada conforme dados de um óleo característico da bacia do Nordeste Brasileiro. A composição do fluido está representada na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Composição do Fluido.

Pseudo-Componentes	% Fração Molar
CO2	0,45
N2	0,27
C1-C3	10,35
IC4-IC5	0,27
NC5-C8	0,27
C9-C19	16,81
NC5 INJ	0
FC6 INJ	0
FC7 INJ	0
FC8 INJ	0
C20-C39	46,16
C40+	25,42
Total	100

4.4 Curvas de Permeabilidade relativa

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram, respectivamente, as curvas de permeabilidade relativa, nos sistemas água-óleo e líquido-gás, adotadas como parâmetros de entrada no simulador para o modelo base de reservatório.

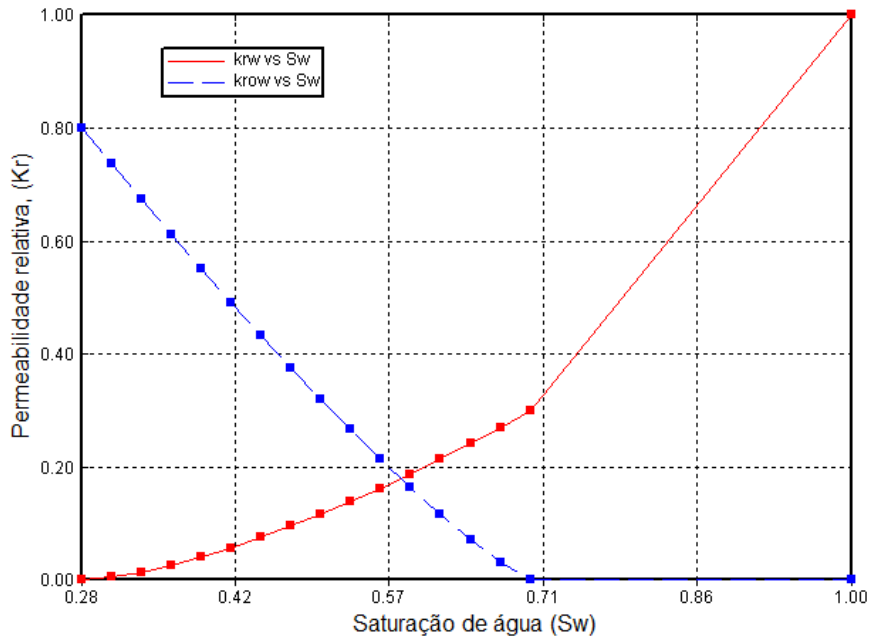


Figura 4.4 - Curvas de permeabilidade relativa no sistema água-óleo.

A partir da Figura 4.4 conclui-se que a saturação residual de água (saturação de água conata) no modelo base é de 28% e a saturação de óleo residual é de 30%. Portanto, o intervalo de mobilidade do óleo para este modelo base de reservatório é limitada pelos valores de 72% (saturação inicial de óleo) e 30%.

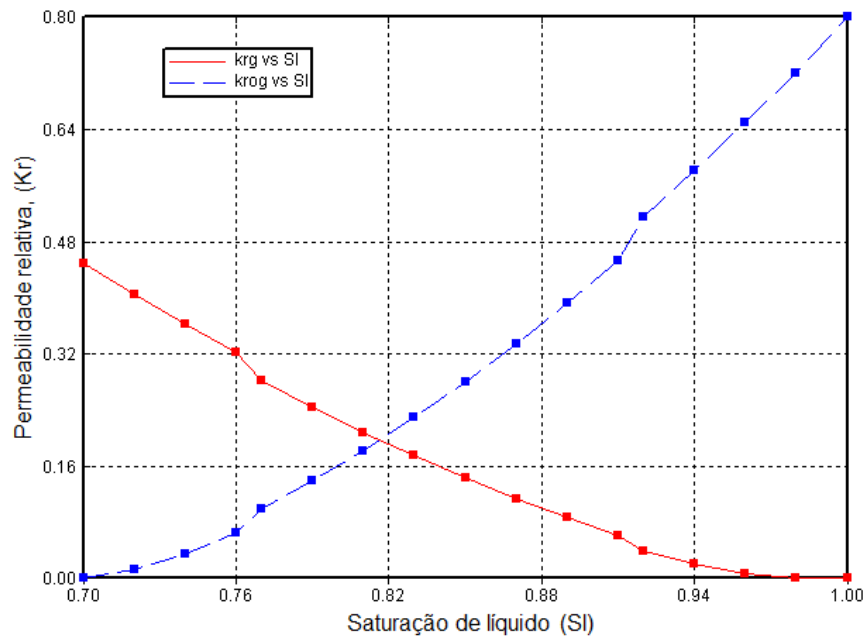


Figura 4.5 - Curvas de permeabilidade relativa no sistema líquido-gás.

4.5 Localização, completção e tamanho dos poços produtor e injetor no modelo base

A Figura 4.6 apresenta a vista lateral e frontal dos poços no modelo base onde é possível observar a localização, a completção e o tamanho dos mesmos. O poço produtor está localizado a 13,5 m e o injetor a 8,5 m ambos do topo do reservatório. Observa-se que o comprimento dos poços é de 247,5 m e que a distância entre o poço produtor e o contato água-óleo é de 6,5 m.

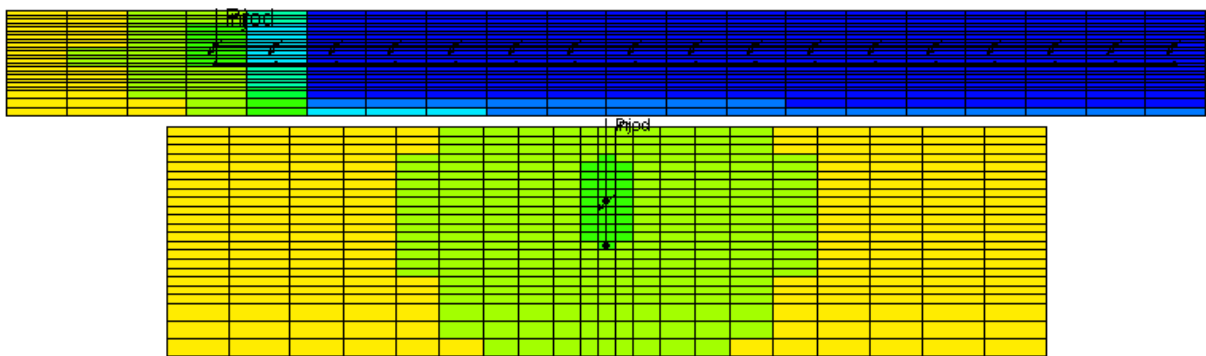


Figura 4.6 - Vista lateral e frontal dos poços produtor e injetor no modelo base.

4.6 Descrição do estudo

Inicialmente foi realizado um estudo através de simulações concretizadas no módulo *STARS* do programa da CMG, com a finalidade de definir os percentuais de solvente que proporcione um maior fator de recuperação de óleo.

4.7 Metodologia de trabalho

O desenvolvimento do trabalho estudado foi realizado através da análise de sensibilidade de alguns parâmetros operacionais (tipo de solvente injetado, qualidade do vapor, distância vertical entre os poços, porcentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor) realizada em função da produção acumulada de óleo e do fator de recuperação.

As sequências para o desenvolvimento deste trabalho foram:

- Montagem do modelo de fluidos e de reservatório através de dados pesquisados;
 - Modelo de fluidos criado no módulo Win Prop da CMG;
 - Modelos de reservatórios criado no módulo Builder da CMG;
- Simulações realizadas no módulo STARS da CMG para diferentes: percentuais de solventes utilizando Pentano, Hexano e Heptano; distâncias verticais entre os poços e vazões de injeção de vapor, variando a qualidade do mesmo;
- Planejamento fatorial completo utilizando os parâmetros operacionais escolhidos com os seus respectivos valores;
- Análise das simulações a partir dos Diagramas de Pareto e de Superfícies de Resposta;
- Análise de custo considerando os solventes Pentano e Hexano.

Capítulo V

Resultados e Discussões

5 Resultados e Discussões

Neste capítulo são abordados os resultados obtidos nas simulações realizadas pelo simulador STARS-2010.10 no processo ES-SAGD, onde são discutidos quais dos parâmetros operacionais e das interações entre eles apresentaram maior influência na produção acumulada de óleo em comparação com a produção através da recuperação primária e do processo SAGD.

Para verificar a viabilidade econômica deste processo foi realizada uma análise econômica.

5.1 Análise comparativa do modelo base ES-SAGD com o processo SAGD e com a recuperação primária

Algumas simulações foram realizadas com a finalidade de identificar a eficiência do modelo base ES-SAGD para diferentes percentuais e tipos de solventes (Pentano, Hexano e Heptano), tendo como referência a produção acumulada de óleo, na qual não se considera o solvente produzido, no mesmo modelo, porém com e sem injeção de vapor, ou seja, através do processo SAGD e da recuperação primária.

Na Tabela 5.1, são apresentadas as características operacionais e de reservatórios do modelo base ES-SAGD. O tempo de operação é de 15 anos e o volume original de óleo (VOIP) é de 102.971 m³ std em condições de reservatório.

Tabela 5.1 - Características operacionais e de reservatórios do modelo base.

Permeabilidade horizontal, K_h (mD)	1000
Multiplicador da permeabilidade vertical, $M_{kv} = K_v/K_h$	0,1
Porosidade, Φ	0,28
Saturação de água conata, S_{wc}	0,28
Viscosidade do óleo, (cP@37,8° C)	758,5
Distância vertical entre os poços, (m)	5
Comprimento dos poços, (m)	247,5

Espessura da zona de óleo no reservatório, (m)	20
Contato água-óleo, D_{woc} , (m)	220
Distância entre o poço produtor e o contato água-óleo, (m)	6,5
Vazão de injeção de vapor (Q_v), t/dia	75
Vazão máxima de produção de líquidos, m^3 /dia	120
Qualidade do vapor (X_v)	0,5
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	197
Temperatura do vapor ($^{\circ}C$)	288
Tipo de solvente injetado	Pentano (C_5H_{12})
Porcentagem de solvente injetado (%)	10

Para uma vazão de injeção de vapor de 75 t/dia obtém-se um volume total de injeção (STF), ou seja, vapor mais solvente de aproximadamente $83,33 m^3$ /dia. Este valor para o STF é resultado da divisão da vazão de injeção de vapor pela porcentagem de vapor injetado cujo valor é igual a 90 %. Os volumes de vapor e solvente somam 100 %.

Portanto, o volume de solvente injetado será igual ao produto da porcentagem deste, cujo valor é igual a 10 %, pelo STF, resultando em $8,33 m^3$ /dia de solvente. Os valores referentes aos volumes de vapor e solvente injetados foram mostrados na Figura 5.1.

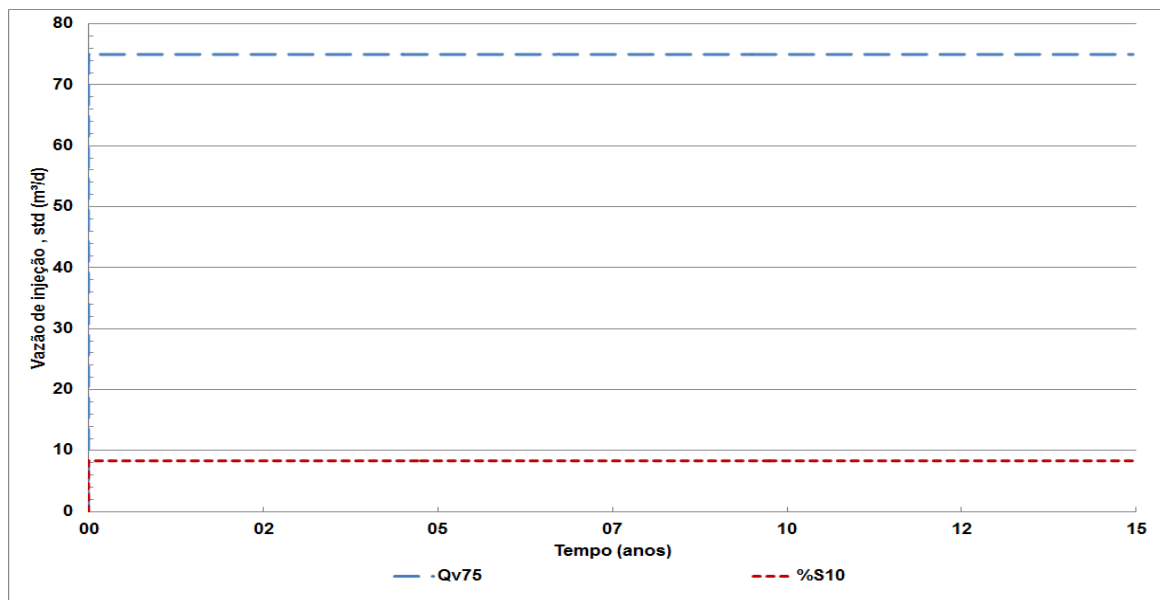


Figura 5.1 - Vazão de injeção.

Nas Figuras 5.2 e 5.3 mostram-se os gráficos comparativos para a produção acumulada de óleo (N_p), na qual não se considera o solvente produzido, e para a vazão de óleo em função do tempo do modelo base analisado, a vazão de injeção de solvente é de aproximadamente $8,33 \text{ m}^3/\text{dia}$, ou seja, 10 % do volume total injetado são de solvente.

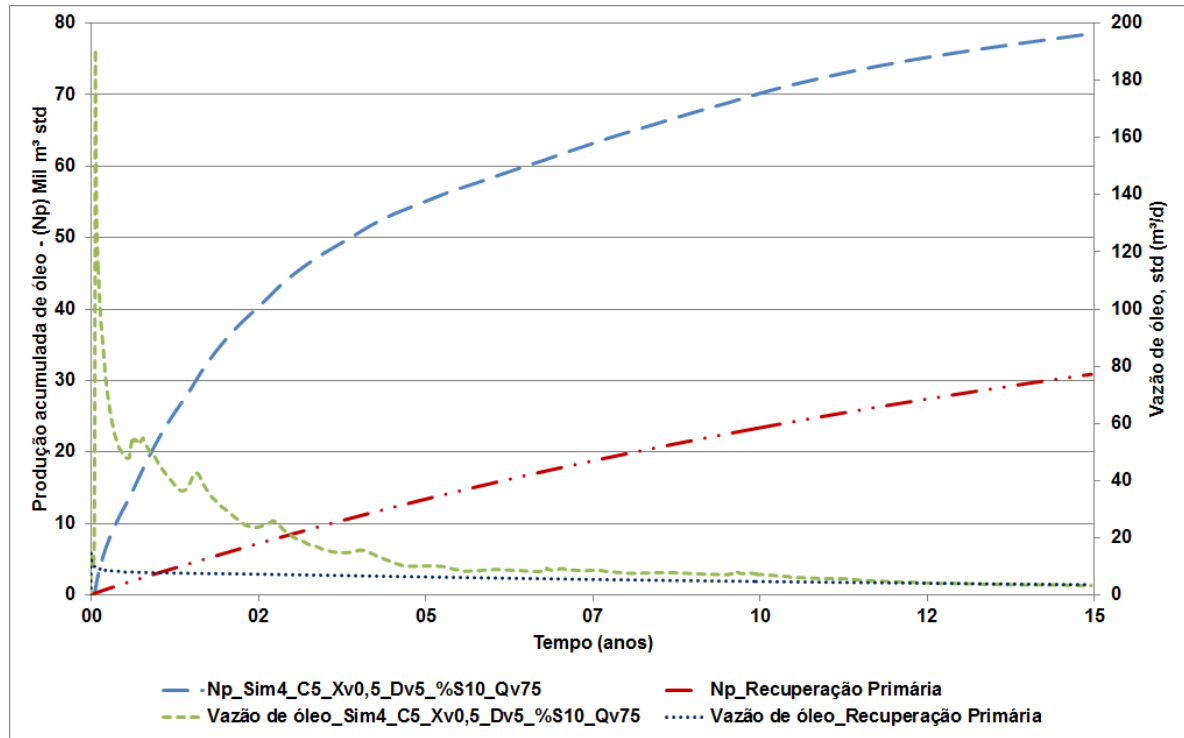


Figura 5.2 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.

Na Figura 5.2, observa-se que o modelo com coinjeção de vapor e solvente apresenta uma melhor produção acumulada de óleo, a qual não considera o solvente produzido, (N_p) em relação ao modelo sem injeção (recuperação primária). Após o período de 15 anos, o modelo ES-SAGD proporcionou uma produção acumulada de $78.527 \text{ m}^3 \text{ std}$ de óleo e o modelo sem injeção obteve uma produção de $30.882 \text{ m}^3 \text{ std}$ de óleo, ou seja, houve aproximadamente uma variação de 46 pontos percentuais no fator de recuperação (FR) do modelo base em relação à recuperação primária.

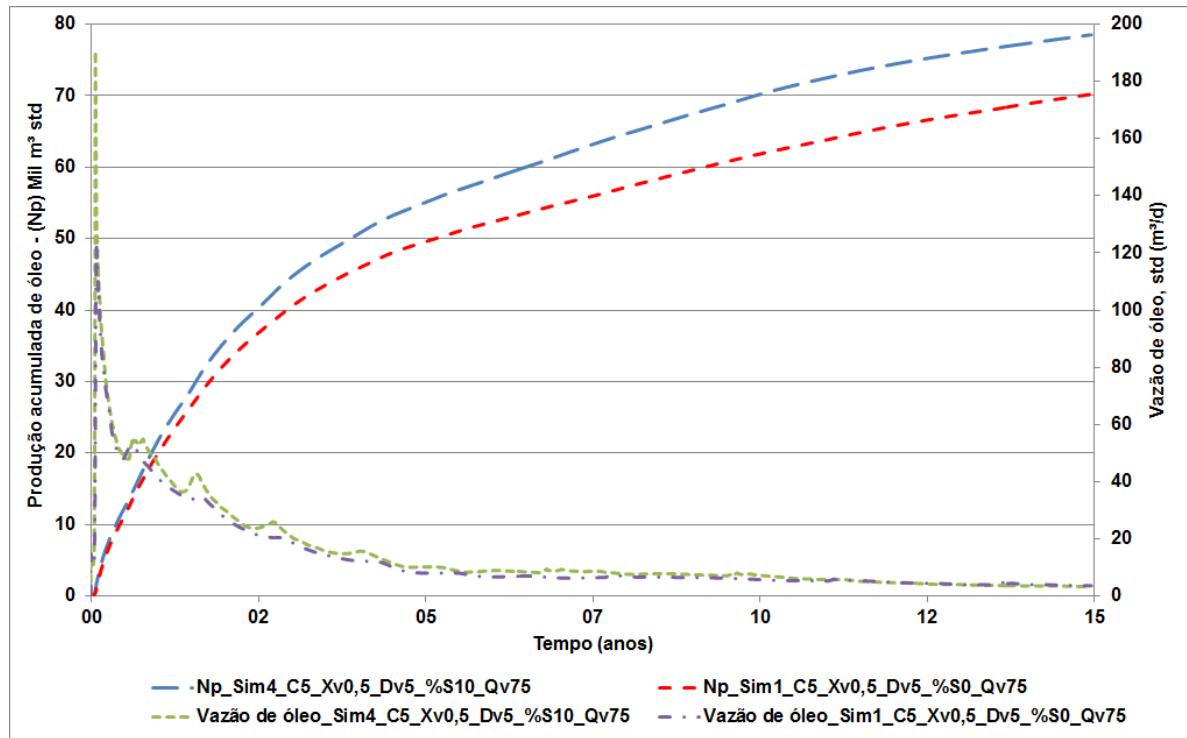


Figura 5.3 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.

Na Figura 5.3, observa-se que o modelo com coinjeção de vapor e solvente (ES-SAGD), após o período de 15 anos, proporcionou uma produção acumulada de 78.527 m³ std de óleo e o modelo com injeção de vapor (SAGD) obteve uma produção de 70.204 m³ std de óleo, ou seja, houve aproximadamente uma variação de 8 pontos percentuais no fator de recuperação (FR) do modelo base em relação ao mesmo modelo com injeção de vapor.

Na Figura 5.4 mostram-se os gráficos comparativos para a produção acumulada de óleo (Np) em função do tempo para o pentano, hexano e heptano.

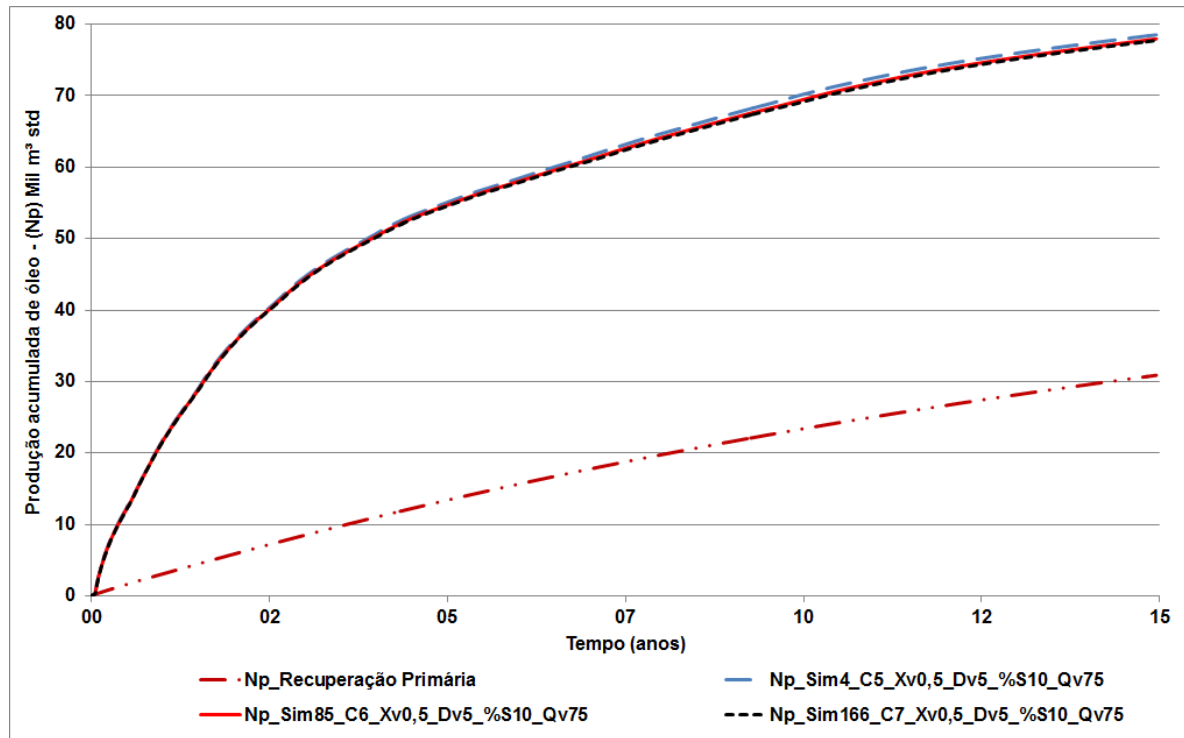


Figura 5.4 - Produção acumulada de óleo e vazão de óleo versus tempo.

Observa-se na Figura 5.4 que as produções acumuladas de óleo através do processo ES-SAGD injetando 8,33 m³ std de pentano, hexano e heptano alcançaram valores de recuperação próximos, em torno de 78.073 m³ std, equivalente a uma recuperação de 76%. Houve aproximadamente uma variação de 46 pontos percentuais no fator de recuperação (FR) em relação à recuperação primária.

A produção acumulada de óleo através do processo ES-SAGD pode ser melhorada por vários parâmetros operacionais e condições de operação, por este motivo os parâmetros escolhidos foram analisados para três níveis.

5.2 Análise de sensibilidade dos parâmetros operacionais

Os parâmetros operacionais que foram escolhidos para o estudo de sensibilidade no desempenho do processo ES-SAGD estão na Tabela 5.2. Este estudo foi realizado através de um planejamento fatorial completo de cinco variáveis com três níveis (3⁵), resultando num total de duzentos e quarenta e três simulações.

Tabela 5.2 - Intervalo dos parâmetros operacionais estudados.

Parâmetro	Mínimo (-1)	Intermediário (0)	Máximo (+1)
Tipo de solvente injetado, S_T	Pentano (C_5H_{12})	Hexano (C_6H_{14})	Heptano (C_7H_{16})
Qualidade do vapor, X_v	0,5	0,7	0,9
Distância vertical entre os poços (m), D_v	5	8	12
Porcentagem de solvente injetado, % S	0	10	15
Vazão de injeção de vapor, Q_v (t/dia)	75	100	120

A Tabela 5.3 apresenta as duzentas e quarenta e três combinações realizadas para o estudo do processo ES-SAGD com os respectivos fatores de recuperação, no qual não se considera o solvente produzido, para 5, 10 e 15 anos de produção.

Tabela 5.3 - Simulações realizadas no estudo do processo ES-SAGD com seus respectivos fatores de recuperação de óleo após 5,10 e 15 anos de produção.

Sim	S_T	X_v	D_v	%S	Q_v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
54	C_5	0,7	12	15	120	68,33	82,14	87,20
81	C_5	0,9	12	15	120	68,41	82,04	87,06
27	C_5	0,5	12	15	120	67,80	81,91	87,03
53	C_5	0,7	12	15	100	67,48	81,52	86,66
135	C_6	0,7	12	15	120	67,54	81,36	86,58
80	C_5	0,9	12	15	100	67,69	81,34	86,53
216	C_7	0,7	12	15	120	67,25	81,16	86,45
108	C_6	0,5	12	15	120	67,15	81,27	86,43
26	C_5	0,5	12	15	100	66,51	81,09	86,43
162	C_6	0,9	12	15	120	67,56	81,31	86,42
189	C_7	0,5	12	15	120	66,79	81,04	86,30
243	C_7	0,9	12	15	120	67,30	81,11	86,27
161	C_6	0,9	12	15	100	67,07	80,72	85,95
134	C_6	0,7	12	15	100	66,62	80,68	85,93
242	C_7	0,9	12	15	100	66,93	80,63	85,86

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
215	C ₇	0,7	12	15	100	66,56	80,60	85,86
107	C ₆	0,5	12	15	100	66,24	80,57	85,85
24	C ₅	0,5	12	10	120	66,53	80,48	85,80
51	C ₅	0,7	12	10	120	66,82	80,46	85,78
79	C ₅	0,9	12	15	75	66,16	80,29	85,67
188	C ₇	0,5	12	15	100	65,80	80,26	85,65
52	C ₅	0,7	12	15	75	65,60	80,14	85,55
132	C ₆	0,7	12	10	120	66,45	80,04	85,37
78	C ₅	0,9	12	10	120	66,56	80,11	85,36
23	C ₅	0,5	12	10	100	65,68	79,88	85,29
50	C ₅	0,7	12	10	100	66,03	79,90	85,28
105	C ₆	0,5	12	10	120	65,79	79,81	85,25
160	C ₆	0,9	12	15	75	65,66	79,73	85,15
186	C ₇	0,5	12	10	120	65,62	79,62	85,08
77	C ₅	0,9	12	10	100	66,34	79,79	85,08
213	C ₇	0,7	12	10	120	66,05	79,68	85,04
133	C ₆	0,7	12	15	75	65,44	79,64	85,04
241	C ₇	0,9	12	15	75	65,59	79,56	84,95
159	C ₆	0,9	12	10	120	66,06	79,60	84,93
214	C ₇	0,7	12	15	75	65,31	79,48	84,88
131	C ₆	0,7	12	10	100	65,67	79,43	84,81
240	C ₇	0,9	12	10	120	65,93	79,44	84,77
104	C ₆	0,5	12	10	100	65,17	79,27	84,72
158	C ₆	0,9	12	10	100	65,88	79,32	84,63
212	C ₇	0,7	12	10	100	65,46	79,20	84,62
185	C ₇	0,5	12	10	100	64,93	79,06	84,55
106	C ₆	0,5	12	15	75	63,70	78,77	84,54
25	C ₅	0,5	12	15	75	62,21	78,34	84,48
76	C ₅	0,9	12	10	75	65,29	79,05	84,44
239	C ₇	0,9	12	10	100	65,62	79,10	84,41
187	C ₇	0,5	12	15	75	63,82	78,65	84,38
49	C ₅	0,7	12	10	75	64,86	78,83	84,33
130	C ₆	0,7	12	10	75	64,49	78,41	83,93

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
157	C ₆	0,9	12	10	75	64,85	78,52	83,89
22	C ₅	0,5	12	10	75	63,07	77,99	83,84
211	C ₇	0,7	12	10	75	64,33	78,21	83,76
238	C ₇	0,9	12	10	75	64,68	78,35	83,73
184	C ₇	0,5	12	10	75	63,70	77,94	83,62
103	C ₆	0,5	12	10	75	62,87	77,65	83,52
18	C ₅	0,5	8	15	120	63,08	77,85	83,50
45	C ₅	0,7	8	15	120	62,81	77,69	83,27
72	C ₅	0,9	8	15	120	62,65	77,26	82,87
44	C ₅	0,7	8	15	100	62,65	77,21	82,87
99	C ₆	0,5	8	15	120	62,48	77,05	82,69
71	C ₅	0,9	8	15	100	62,39	76,98	82,60
126	C ₆	0,7	8	15	120	62,28	76,97	82,53
207	C ₇	0,7	8	15	120	62,08	76,75	82,35
153	C ₆	0,9	8	15	120	62,04	76,62	82,27
15	C ₅	0,5	8	10	120	62,03	76,53	82,27
17	C ₅	0,5	8	15	100	61,09	76,45	82,25
206	C ₇	0,7	8	15	100	61,88	76,34	82,04
234	C ₇	0,9	8	15	120	61,85	76,38	82,01
152	C ₆	0,9	8	15	100	61,85	76,30	81,99
42	C ₅	0,7	8	10	120	61,73	76,26	81,94
180	C ₇	0,5	8	15	120	60,67	75,97	81,92
233	C ₇	0,9	8	15	100	61,65	76,06	81,77
96	C ₆	0,5	8	10	120	61,55	75,98	81,72
41	C ₅	0,7	8	10	100	61,53	75,91	81,70
98	C ₆	0,5	8	15	100	60,42	75,74	81,66
125	C ₆	0,7	8	15	100	60,56	75,64	81,61
69	C ₅	0,9	8	10	120	61,45	75,88	81,56
177	C ₇	0,5	8	10	120	61,38	75,78	81,55
179	C ₇	0,5	8	15	100	60,13	75,49	81,49
43	C ₅	0,7	8	15	75	59,95	75,33	81,48
123	C ₆	0,7	8	10	120	61,27	75,71	81,46
68	C ₅	0,9	8	10	100	61,26	75,54	81,35

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
70	C ₅	0,9	8	15	75	59,94	75,26	81,32
204	C ₇	0,7	8	10	120	61,11	75,51	81,27
14	C ₅	0,5	8	10	100	59,74	75,09	81,18
122	C ₆	0,7	8	10	100	61,11	75,38	81,17
150	C ₆	0,9	8	10	120	61,01	75,35	81,00
203	C ₇	0,7	8	10	100	60,84	75,14	80,95
124	C ₆	0,7	8	15	75	59,43	74,61	80,84
149	C ₆	0,9	8	10	100	60,85	75,01	80,82
231	C ₇	0,9	8	10	120	60,84	75,15	80,80
151	C ₆	0,9	8	15	75	59,42	74,59	80,74
205	C ₇	0,7	8	15	75	59,18	74,37	80,68
232	C ₇	0,9	8	15	75	59,33	74,42	80,62
230	C ₇	0,9	8	10	100	60,70	74,82	80,61
95	C ₆	0,5	8	10	100	59,19	74,41	80,59
40	C ₅	0,7	8	10	75	59,05	74,16	80,47
176	C ₇	0,5	8	10	100	59,02	74,21	80,41
67	C ₅	0,9	8	10	75	58,97	73,95	80,16
9	C ₅	0,5	5	15	120	59,44	74,21	80,15
97	C ₆	0,5	8	15	75	57,72	73,20	80,03
36	C ₅	0,7	5	15	120	59,14	74,10	79,98
8	C ₅	0,5	5	15	100	59,38	73,94	79,91
121	C ₆	0,7	8	10	75	58,66	73,58	79,89
178	C ₇	0,5	8	15	75	57,41	72,88	79,85
35	C ₅	0,7	5	15	100	59,00	73,71	79,82
202	C ₇	0,7	8	10	75	58,39	73,30	79,71
63	C ₅	0,9	5	15	120	58,88	73,69	79,65
148	C ₆	0,9	8	10	75	58,57	73,39	79,64
13	C ₅	0,5	8	10	75	57,22	72,61	79,63
90	C ₆	0,5	5	15	120	58,91	73,49	79,60
229	C ₇	0,9	8	10	75	58,47	73,27	79,55
16	C ₅	0,5	8	15	75	55,72	71,68	79,51
62	C ₅	0,9	5	15	100	58,56	73,36	79,43
171	C ₇	0,5	5	15	120	58,66	73,21	79,37

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
117	C ₆	0,7	5	15	120	58,51	73,29	79,32
89	C ₆	0,5	5	15	100	58,79	73,15	79,26
6	C ₅	0,5	5	10	120	58,44	73,04	79,24
61	C ₅	0,9	5	15	75	58,61	72,87	79,17
116	C ₆	0,7	5	15	100	58,53	72,93	79,14
198	C ₇	0,7	5	15	120	58,21	73,01	79,14
170	C ₇	0,5	5	15	100	58,55	72,87	79,06
5	C ₅	0,5	5	10	100	58,42	72,78	79,05
144	C ₆	0,9	5	15	120	58,37	72,97	79,03
197	C ₇	0,7	5	15	100	58,33	72,71	79,00
33	C ₅	0,7	5	10	120	58,05	72,80	78,94
94	C ₆	0,5	8	10	75	56,62	71,75	78,93
175	C ₇	0,5	8	10	75	56,69	71,75	78,92
225	C ₇	0,9	5	15	120	58,16	72,75	78,82
143	C ₆	0,9	5	15	100	58,11	72,62	78,80
32	C ₅	0,7	5	10	100	58,04	72,42	78,76
224	C ₇	0,9	5	15	100	58,01	72,45	78,67
87	C ₆	0,5	5	10	120	58,01	72,35	78,66
142	C ₆	0,9	5	15	75	58,13	72,20	78,58
60	C ₅	0,9	5	10	120	57,81	72,43	78,55
7	C ₅	0,5	5	15	75	56,44	71,33	78,44
59	C ₅	0,9	5	10	100	57,81	72,18	78,43
86	C ₆	0,5	5	10	100	57,92	72,05	78,43
223	C ₇	0,9	5	15	75	57,95	71,98	78,42
168	C ₇	0,5	5	10	120	57,77	72,08	78,42
114	C ₆	0,7	5	10	120	57,59	72,12	78,34
113	C ₆	0,7	5	10	100	57,71	71,86	78,27
167	C ₇	0,5	5	10	100	57,75	71,83	78,27
195	C ₇	0,7	5	10	120	57,61	72,03	78,25
58	C ₅	0,9	5	10	75	57,70	71,71	78,20
194	C ₇	0,7	5	10	100	57,55	71,68	78,14
141	C ₆	0,9	5	10	120	57,41	71,88	78,03
140	C ₆	0,9	5	10	100	57,34	71,58	77,94

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
115	C ₆	0,7	5	15	75	55,98	70,81	77,85
222	C ₇	0,9	5	10	120	57,25	71,69	77,85
88	C ₆	0,5	5	15	75	55,97	70,55	77,80
221	C ₇	0,9	5	10	100	57,16	71,36	77,74
139	C ₆	0,9	5	10	75	57,34	71,20	77,74
196	C ₇	0,7	5	15	75	55,76	70,54	77,68
169	C ₇	0,5	5	15	75	55,76	70,30	77,63
220	C ₇	0,9	5	10	75	57,23	71,05	77,61
31	C ₅	0,7	5	10	75	55,52	70,29	77,45
34	C ₅	0,7	5	15	75	53,90	69,50	77,34
112	C ₆	0,7	5	10	75	55,23	69,78	77,02
193	C ₇	0,7	5	10	75	55,05	69,54	76,80
4	C ₅	0,5	5	10	75	53,43	68,09	76,26
85	C ₆	0,5	5	10	75	53,07	67,38	75,70
166	C ₇	0,5	5	10	75	52,93	67,09	75,49
19	C ₅	0,5	12	0	75	58,45	70,29	74,99
100	C ₆	0,5	12	0	75	58,45	70,29	74,99
181	C ₇	0,5	12	0	75	58,45	70,29	74,99
46	C ₅	0,7	12	0	75	58,63	70,09	74,57
127	C ₆	0,7	12	0	75	58,63	70,09	74,57
208	C ₇	0,7	12	0	75	58,63	70,09	74,57
20	C ₅	0,5	12	0	100	58,55	69,89	74,29
101	C ₆	0,5	12	0	100	58,55	69,89	74,29
182	C ₇	0,5	12	0	100	58,55	69,89	74,29
73	C ₅	0,9	12	0	75	58,80	70,00	74,26
154	C ₆	0,9	12	0	75	58,80	70,00	74,26
235	C ₇	0,9	12	0	75	58,80	70,00	74,26
47	C ₅	0,7	12	0	100	58,48	69,60	73,84
128	C ₆	0,7	12	0	100	58,48	69,60	73,84
209	C ₇	0,7	12	0	100	58,48	69,60	73,84
21	C ₅	0,5	12	0	120	58,27	69,51	73,81
102	C ₆	0,5	12	0	120	58,27	69,51	73,81
183	C ₇	0,5	12	0	120	58,27	69,51	73,81

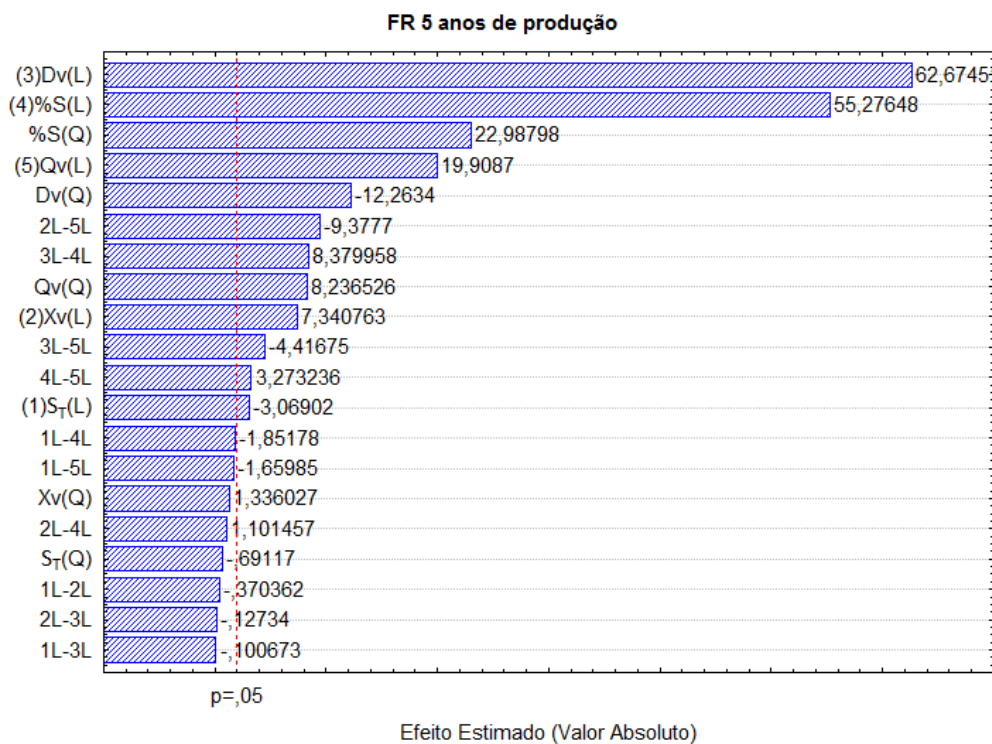
Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
74	C ₅	0,9	12	0	100	58,45	69,12	73,17
155	C ₆	0,9	12	0	100	58,45	69,12	73,17
236	C ₇	0,9	12	0	100	58,45	69,12	73,17
48	C ₅	0,7	12	0	120	58,13	68,87	73,02
129	C ₆	0,7	12	0	120	58,13	68,87	73,02
210	C ₇	0,7	12	0	120	58,13	68,87	73,02
12	C ₅	0,5	8	0	120	55,58	67,65	72,59
93	C ₆	0,5	8	0	120	55,58	67,65	72,59
174	C ₇	0,5	8	0	120	55,58	67,65	72,59
11	C ₅	0,5	8	0	100	54,04	66,84	72,34
92	C ₆	0,5	8	0	100	54,04	66,84	72,34
173	C ₇	0,5	8	0	100	54,04	66,84	72,34
2	C ₅	0,5	5	0	100	53,99	66,06	72,23
83	C ₆	0,5	5	0	100	53,99	66,06	72,23
164	C ₇	0,5	5	0	100	53,99	66,06	72,23
65	C ₅	0,9	8	0	100	55,49	67,34	72,22
146	C ₆	0,9	8	0	100	55,49	67,34	72,22
227	C ₇	0,9	8	0	100	55,49	67,34	72,22
64	C ₅	0,9	8	0	75	54,05	66,73	72,22
145	C ₆	0,9	8	0	75	54,05	66,73	72,22
226	C ₇	0,9	8	0	75	54,05	66,73	72,22
75	C ₅	0,9	12	0	120	57,79	68,21	72,15
156	C ₆	0,9	12	0	120	57,79	68,21	72,15
237	C ₇	0,9	12	0	120	57,79	68,21	72,15
38	C ₅	0,7	8	0	100	53,95	66,71	71,98
119	C ₆	0,7	8	0	100	53,95	66,71	71,98
200	C ₇	0,7	8	0	100	53,95	66,71	71,98
39	C ₅	0,7	8	0	120	55,39	67,15	71,98
120	C ₆	0,7	8	0	120	55,39	67,15	71,98
201	C ₇	0,7	8	0	120	55,39	67,15	71,98
29	C ₅	0,7	5	0	100	53,99	66,08	71,86
110	C ₆	0,7	5	0	100	53,99	66,08	71,86
191	C ₇	0,7	5	0	100	53,99	66,08	71,86

Sim	S _T	X _v	D _v	%S	Q _v	FR%		
						5 anos	10 anos	15 anos
3	C ₅	0,5	5	0	120	53,78	65,94	71,74
84	C ₆	0,5	5	0	120	53,78	65,94	71,74
165	C ₇	0,5	5	0	120	53,78	65,94	71,74
37	C ₅	0,7	8	0	75	52,58	65,36	71,51
118	C ₆	0,7	8	0	75	52,58	65,36	71,51
199	C ₇	0,7	8	0	75	52,58	65,36	71,51
56	C ₅	0,9	5	0	100	53,64	65,79	71,48
137	C ₆	0,9	5	0	100	53,64	65,79	71,48
218	C ₇	0,9	5	0	100	53,64	65,79	71,48
66	C ₅	0,9	8	0	120	54,83	66,65	71,37
147	C ₆	0,9	8	0	120	54,83	66,65	71,37
228	C ₇	0,9	8	0	120	54,83	66,65	71,37
30	C ₅	0,7	5	0	120	53,33	65,63	71,31
111	C ₆	0,7	5	0	120	53,33	65,63	71,31
192	C ₇	0,7	5	0	120	53,33	65,63	71,31
55	C ₅	0,9	5	0	75	51,91	64,64	71,15
136	C ₆	0,9	5	0	75	51,91	64,64	71,15
217	C ₇	0,9	5	0	75	51,91	64,64	71,15
57	C ₅	0,9	5	0	120	53,09	65,42	70,89
138	C ₆	0,9	5	0	120	53,09	65,42	70,89
219	C ₇	0,9	5	0	120	53,09	65,42	70,89
10	C ₅	0,5	8	0	75	51,02	63,31	70,47
91	C ₆	0,5	8	0	75	51,02	63,31	70,47
172	C ₇	0,5	8	0	75	51,02	63,31	70,47
28	C ₅	0,7	5	0	75	50,02	62,45	69,98
109	C ₆	0,7	5	0	75	50,02	62,45	69,98
190	C ₇	0,7	5	0	75	50,02	62,45	69,98
1	C ₅	0,5	5	0	75	48,10	60,01	68,18
82	C ₆	0,5	5	0	75	48,10	60,01	68,18
163	C ₇	0,5	5	0	75	48,10	60,01	68,18

Após a simulação dos 243 casos, a significância linear (L) e a quadrática (Q) dos parâmetros operacionais e das interações entre os mesmos foram determinadas através dos digramas de Pareto para 5, 10 e 15 anos de produção.

Os fatores cujos retângulos extrapolam a linha divisória ($p = 0,05$) são estatisticamente significativos ao nível de 95 % de confiança. As interações ou os fatores podem ser positivos ou negativos conforme contribuam respectivamente para o aumento ou a redução da variável resposta.

Na Figura 5.5 são apresentados os diagramas de Pareto para o fator de recuperação do óleo (FR). Sendo este considerado sem o solvente para o período de 5, 10 e 15 anos de produção.



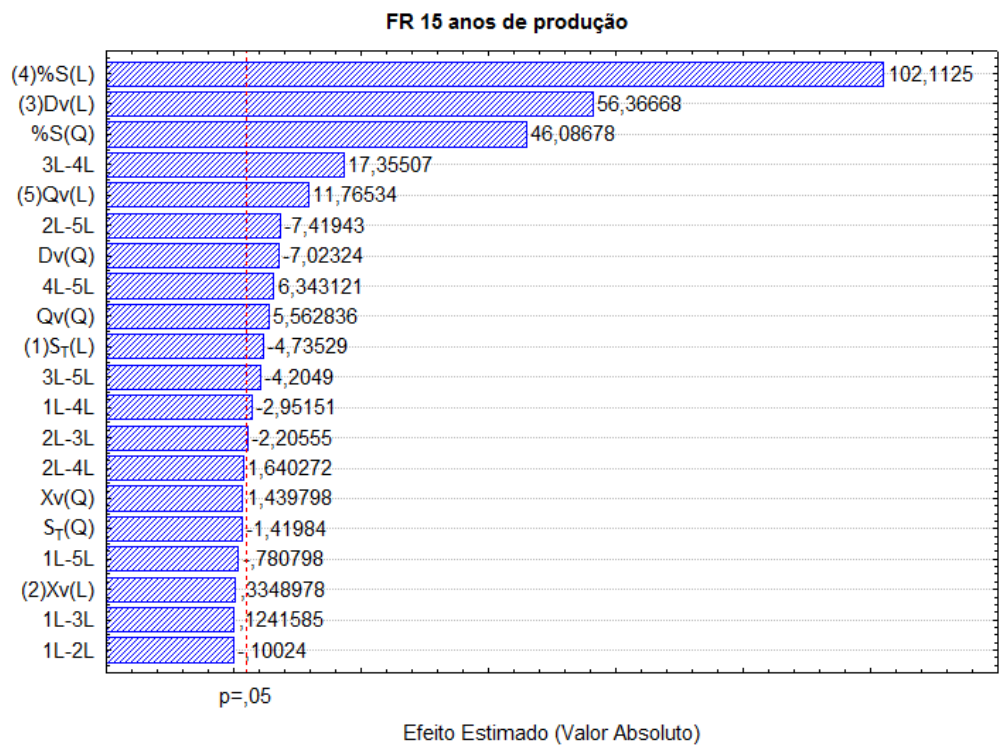
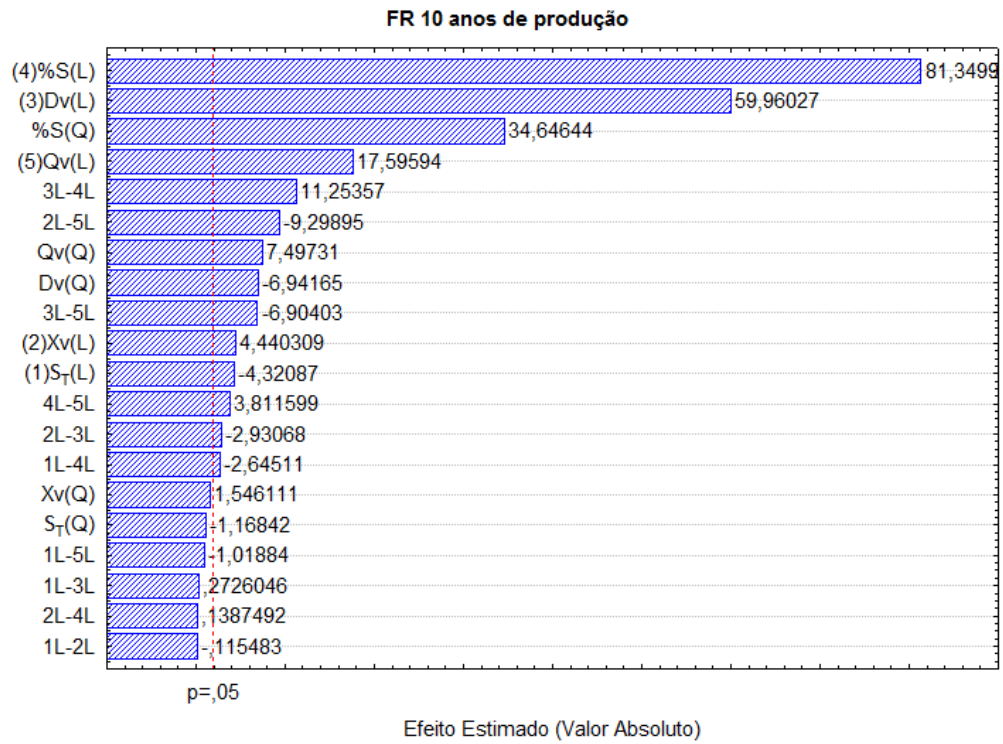


Figura 5.5 - Diagramas de Pareto – Fator de Recuperação para 5, 10 e 15 anos de produção.

A influência dos parâmetros pode ser observada em função do valor positivo ou negativo. Um valor positivo indica um aumento na resposta e um valor negativo indica uma diminuição da resposta quando ocorre um incremento da variável. Todos os parâmetros foram significativos no fator de recuperação do óleo para os primeiros 10 anos de produção, porém após 15 anos de produção a qualidade do vapor se tornou não significativa.

Analisando cada um dos parâmetros operacionais em relação à influência sobre o fator de recuperação (FR), observa-se:

- O tipo de solvente injetado possui influência negativa no FR para os três períodos de produção, quando passa a injetar de C₅ a C₇ no reservatório. Observa-se que a influência negativa aumenta à medida que os períodos aumentam.
- A qualidade do vapor tem influência positiva no FR, quando passa a injetar o vapor a uma qualidade de 0,9 em vez de 0,5. Observa-se que para o décimo ano de produção a influência positiva diminui. Isto poderia significar que a partir do décimo ano de produção, continuar injetando o vapor a uma qualidade de 0,9 não ajudaria muito a incrementar o fator de recuperação.
- A distância vertical entre os poços possui influência positiva no FR, quando aumenta de 5 para 12 metros. Observa-se que para o décimo ano de produção a influência positiva diminui. Isto poderia significar que a partir do décimo ano de produção, continuar aumentando a distância entre os poços não ajudaria muito a incrementar o fator de recuperação.
- A porcentagem de solvente injetado tem influência positiva no FR, quando passar a injetar um percentual de 0 a 15 de solvente. Observa-se que à medida que os períodos aumentam a influência positiva aumenta.
- A vazão de injeção de vapor possui influência positiva no FR, quando passa a injetar de 75 a 120 t/dia. Observa-se que à medida que os períodos aumentam a influência positiva diminui.

Através das superfícies de resposta será analisada a influência das interações entre dois parâmetros qualquer com a finalidade de identificar a máxima e mínima resposta sobre o fator de recuperação, para 15 anos de produção. Os demais parâmetros operacionais serão mantidos no ponto intermediário.

A Figura 5.6 apresenta a superfície de resposta da interação entre a distância vertical entre os poços e o percentual de solvente injetado.

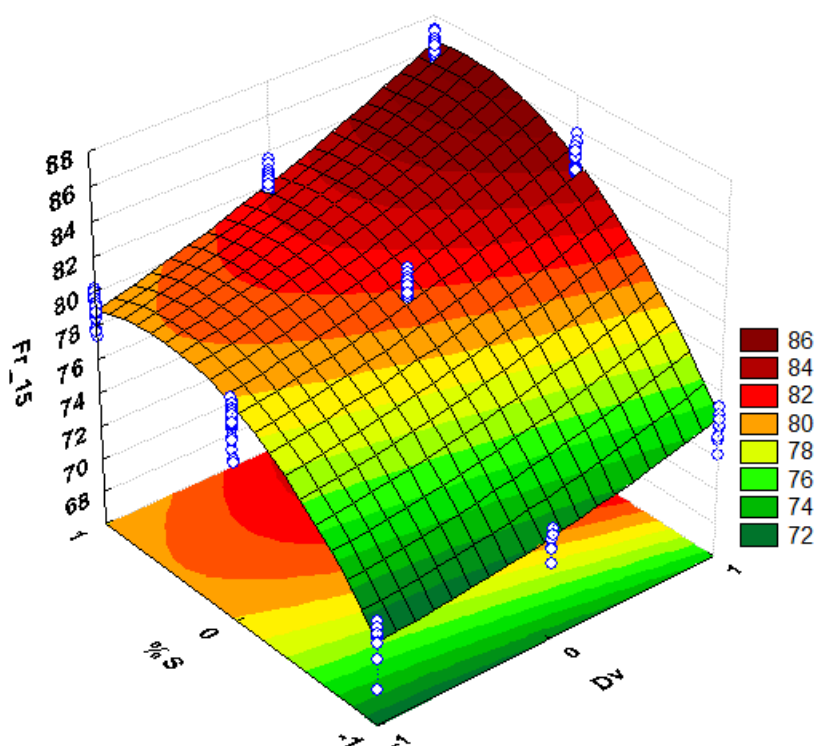


Figura 5.6 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado *versus* Distância vertical entre os poços.

Em relação à injeção de hexano, qualidade do vapor de 0,7 e vazão de injeção de vapor de 100 t/dia, observa-se que a máxima resposta em torno de 86% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para níveis máximos da distância vertical entre os poços e do percentual de solvente injetado. Para um nível máximo do percentual de solvente injetado e um nível intermediário da distância vertical entre os poços há uma recuperação de óleo em torno de 82% e para um nível mínimo da distância há uma recuperação de aproximadamente 79%. A mínima recuperação em torno de 71% ocorreu para níveis mínimos da distância e do percentual de solvente.

A Figura 5.7 apresenta a superfície de resposta da interação entre o percentual de solvente injetado e a vazão de injeção de vapor.

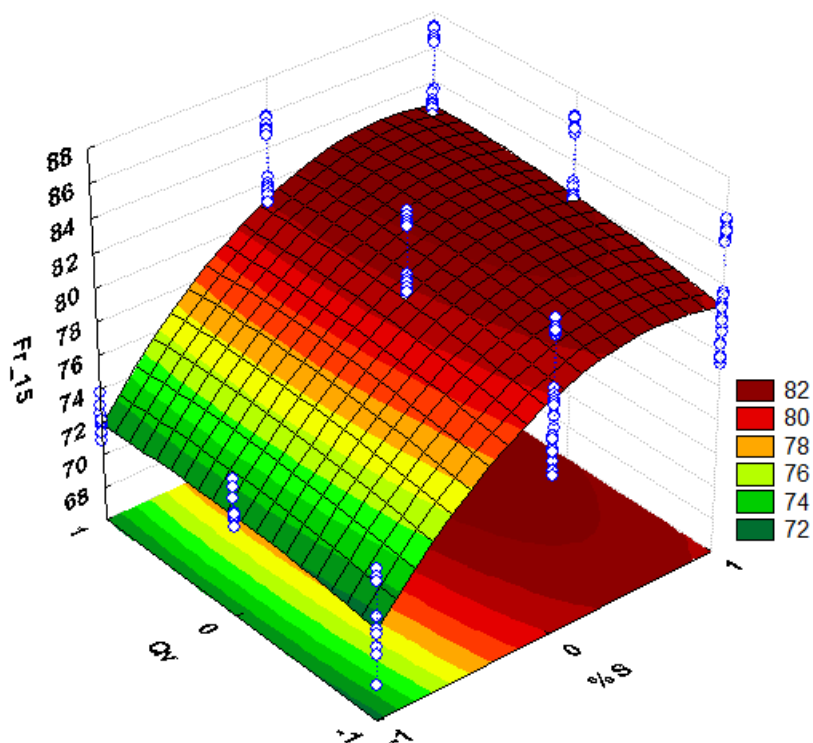


Figura 5.7 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Vazão de injeção de vapor *versus* Percentual de solvente injetado.

Em relação à injeção de hexano, qualidade do vapor de 0,7 e distância vertical entre os poços de 8 metros, observa-se que a máxima resposta em torno de 83% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para níveis máximos do percentual de solvente injetado e da vazão de injeção de vapor. Para um nível máximo da vazão de injeção de vapor e um nível intermediário do percentual de solvente injetado há uma recuperação de óleo em torno de 82% e para um nível mínimo da distância há uma recuperação de aproximadamente 72%. A mínima recuperação em torno de 72% ocorreu para níveis mínimos do percentual de solvente injetado e da vazão de injeção de vapor.

A Figura 5.8 apresenta a superfície de resposta da interação entre a distância vertical entre os poços e a vazão de injeção de vapor.

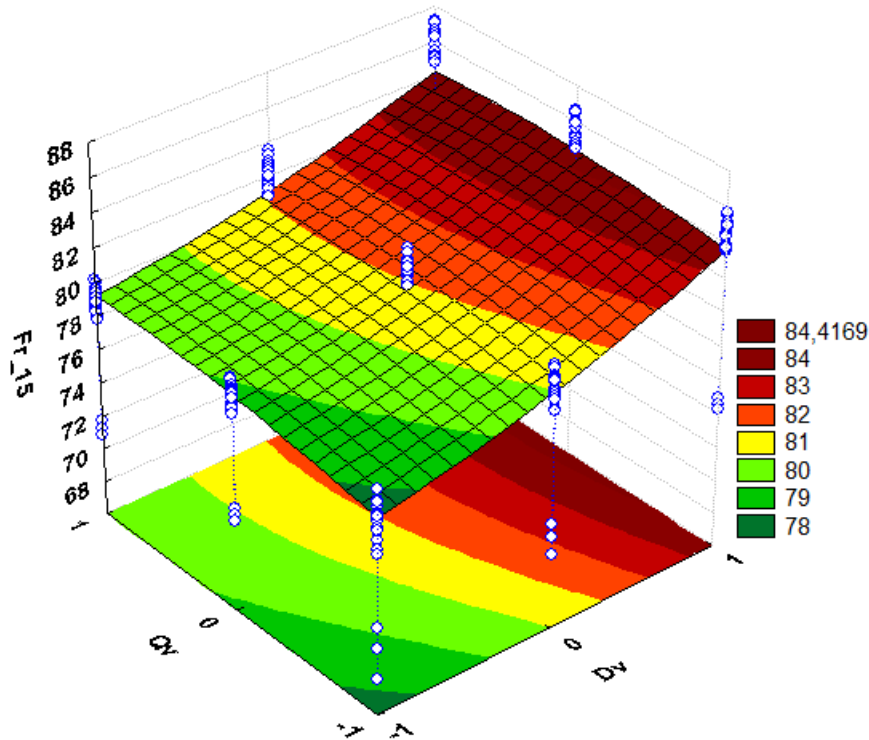


Figura 5.8 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Vazão de injeção de vapor *versus* Distância vertical entre os poços.

Em relação à injeção de hexano, qualidade do vapor de 0,7 e porcentagem de solvente injetado de 10%, observa-se que a máxima resposta em torno de 84% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para nível máximo da distância vertical entre os poços e não foi sensível à vazão de injeção de vapor. Para um nível intermediário da distância vertical entre os poços, observa-se que não há sensibilidade da vazão de injeção de vapor. A mínima recuperação em torno de 77% ocorreu para nível mínimo da distância e não houve sensibilidade da vazão de injeção de vapor.

A Figura 5.9 apresenta a superfície de resposta da interação entre o tipo de solvente injetado e o percentual de solvente injetado.

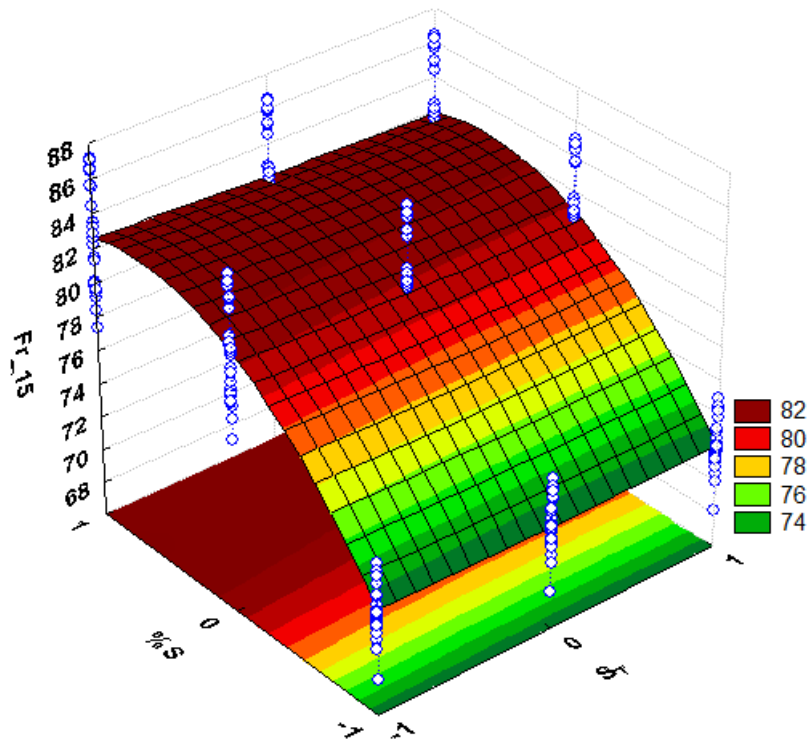


Figura 5.9 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado *versus* Tipo de solvente injetado.

Em relação à qualidade do vapor de 0,7, distância vertical entre os poços de 8 metros e vazão de injeção de vapor de 100 t/dia, observa-se que a máxima resposta em torno de 83% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para nível mínimo do tipo de solvente injetado e nível máximo do percentual de solvente injetado. A mínima recuperação em torno de 72% ocorreu para nível mínimo do percentual de solvente e não houve sensibilidade do tipo de solvente injetado.

A Figura 5.10 apresenta a superfície de resposta da interação entre a qualidade do vapor e a distância vertical entre os poços.

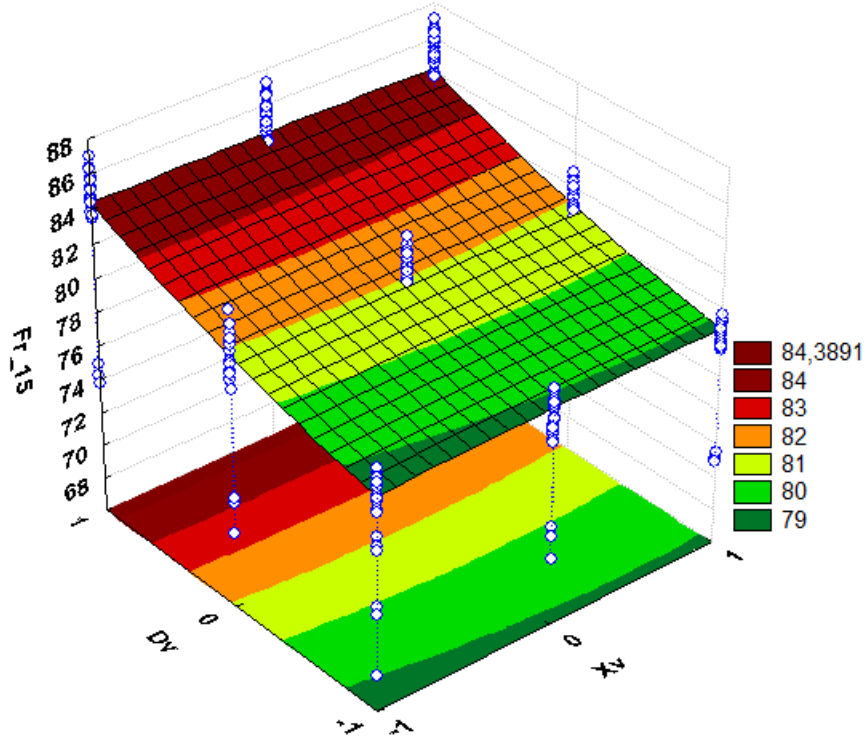


Figura 5.10 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Distância vertical entre os poços *versus* Qualidade do vapor.

Em relação à injeção de hexano, porcentagem de solvente injetado de 10% e vazão de injeção de vapor de 100 t/dia, observa-se que a máxima resposta em torno de 84% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para nível máximo da distância vertical entre os poços e não houve sensibilidade da qualidade do vapor. A mínima recuperação em torno de 79% ocorreu para nível mínimo da distância e não houve sensibilidade da qualidade do vapor.

A Figura 5.11 apresenta a superfície de resposta da interação entre a qualidade do vapor e o percentual de solvente injetado.

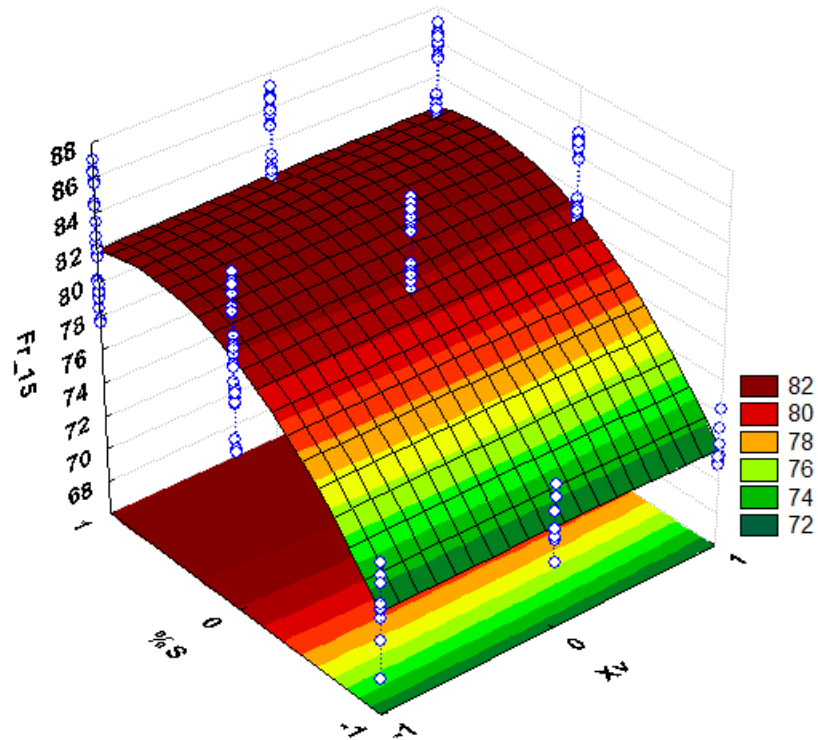


Figura 5.11 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção – Percentual de solvente injetado *versus* Qualidade do vapor.

Em relação à injeção de hexano, distância entre os poços de 8 metros e vazão de injeção de vapor de 100 t/dia, observa-se que a máxima resposta em torno de 82% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para nível máximo do percentual de solvente injetado e não houve sensibilidade da qualidade do vapor. A mínima recuperação em torno de 72% ocorreu para nível mínimo do percentual de solvente injetado e não houve novamente sensibilidade da qualidade do vapor.

A Figura 5.12 apresenta a superfície de resposta da interação entre o tipo de solvente injetado e a distância vertical entre os poços.

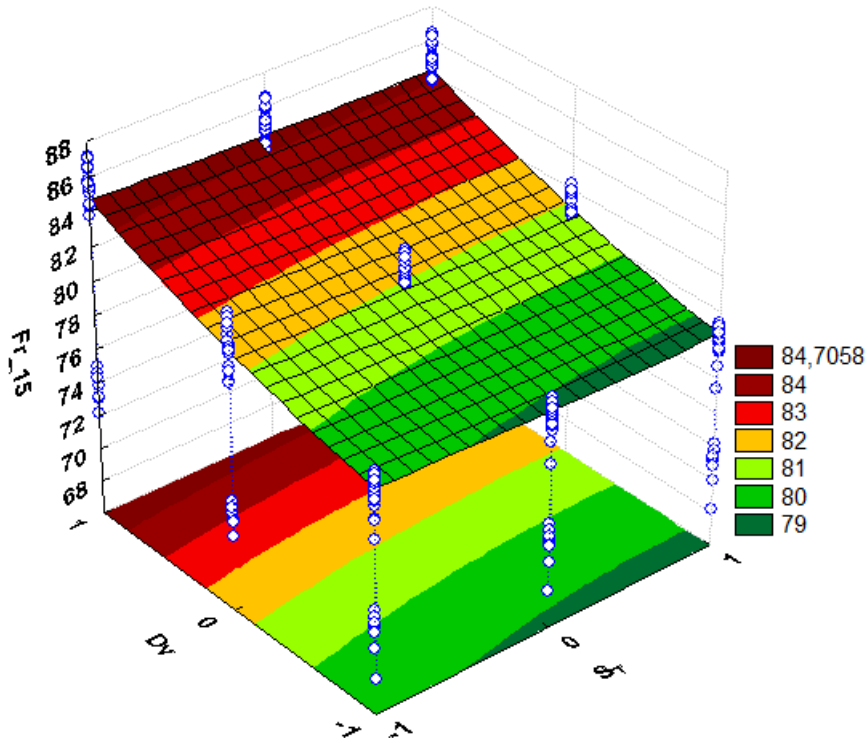


Figura 5.12 - Superfície de resposta do FR após 15 anos de produção - Distância vertical entre os poços *versus* Tipo de solvente injetado.

Em relação à qualidade do vapor de 0,7, porcentagem de solvente injetado de 10% e vazão de injeção de vapor de 100 t/dia, observa-se que a máxima resposta em torno de 83% para o fator de recuperação em 15 anos de produção ocorreu para nível máximo da distância vertical entre os poços e não houve sensibilidade do tipo de solvente injetado. A mínima recuperação em torno de 79% ocorreu para nível mínimo da distância e não houve sensibilidade do tipo de solvente injetado.

5.3 Análise técnico-econômica simplificada no processo ES-SAGD

Dois tipos de solventes para a análise técnico-econômica simplificada foram escolhidos: Pentano e Heptano. Considerou-se a taxa de desconto anual ($T_d = 15\%$), a relação entre o custo de produção e o preço de venda do óleo ($F_l = 0\%$), o fator de produção de líquido do óleo ($F_p = 100\%$) e a razão entre os preços do vapor e do óleo ($C_l = 10\%$). Não foram considerados os custos de captura, transporte e capital inicial investido.

Considerando 74,09 US\$ o preço de venda do barril de petróleo, foram criados três cenários econômicos cujos valores referentes ao preço de compra dos solventes estimaram-se com um aumentando de 30%, 50% e 100% no preço do petróleo. A Tabela 5.4 apresenta os preços utilizados na análise econômica.

Tabela 5.4 - Descrição dos preços para a avaliação econômica.

Cenário	Preço de venda do petróleo US\$/bbl	Preço de compra dos solventes US\$/bbl	
		C ₅	C ₇
1	74,09	96,32	
2	74,09	111,14	
3	74,09	148,18	

A análise técnico-econômica simplificada foi realizada através do cálculo do valor presente líquido (VPL) que foi calculado no Capítulo II, o qual está em função: da produção anual acumulada de óleo total, a qual considera o solvente injetado nos cálculos (m³); do preço de venda do petróleo (US\$/bbl); da injeção anual acumulada de solvente (m³); do preço de compra do solvente (US\$/bbl); do fator de produção de líquido; da razão anual entre o vapor injetado e o óleo produzido; da razão entre os preços do vapor e do óleo; e da taxa de desconto anual.

Os cálculos da receita e do VPL para os solventes, pentano e heptano, estão representados pelas as Equações (5-1) e (5-2) respectivamente:

$$RCFt = [(Fp - RVO.C_1) \cdot \Delta N_{pt_{anual}} \cdot X_{\text{óleo}} - \Delta N_{is_{anual}} \cdot X_{\text{solvente}}] \cdot 6,28 \quad (5-1)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{RCFt}{(1 + T_d)^t} \quad (5-2)$$

5.3.1 Solvente Pentano

A Figura 5.13 apresenta o VPL, referente ao cenário um (Preço de compra do pentano 96,32 US\$/bbl), para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Pentano.

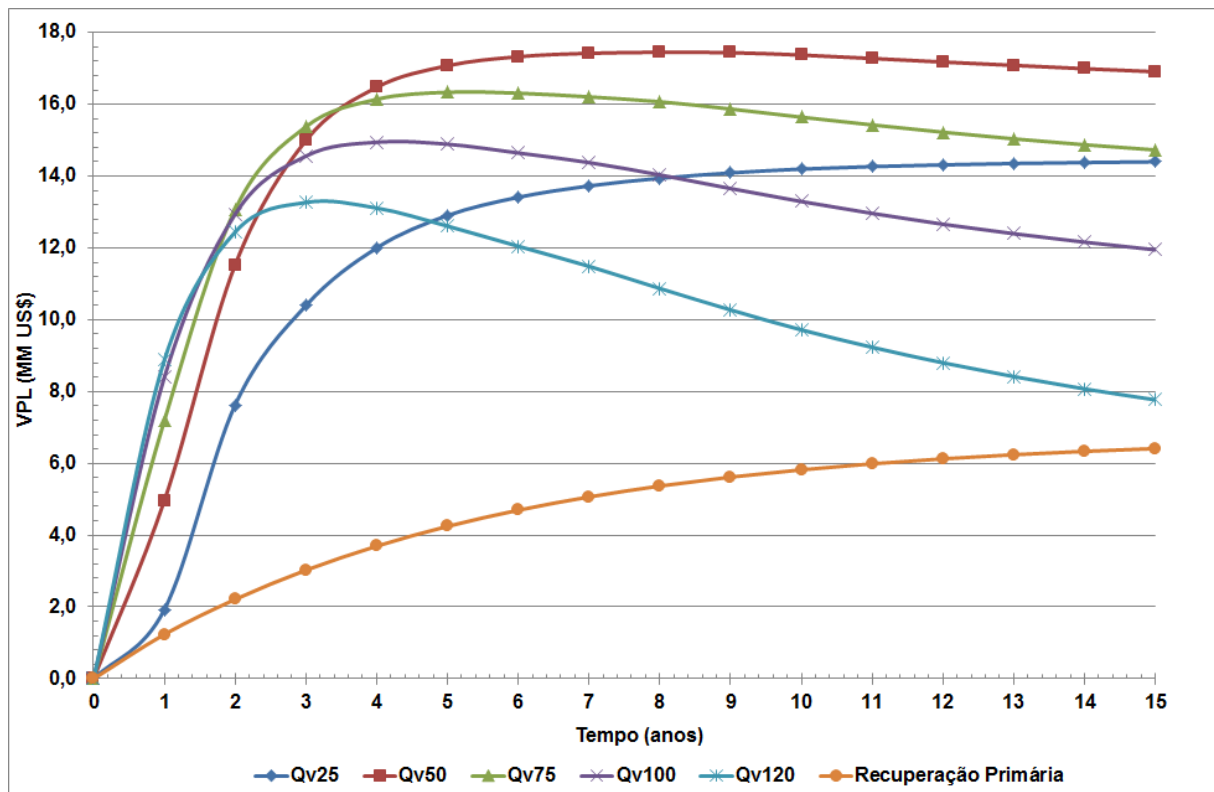


Figura 5.13 - Comparativo do VPL para C₅_%S₅_(Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).

Observa-se que o VPL máximo de aproximadamente 17,45 MM US\$ foi obtido em oito anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia.

Aumentando o percentual de solvente injetado para 10% e mantendo os valores do cenário um (Preço de compra do pentano 96,32 US\$/bbl), obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.14).

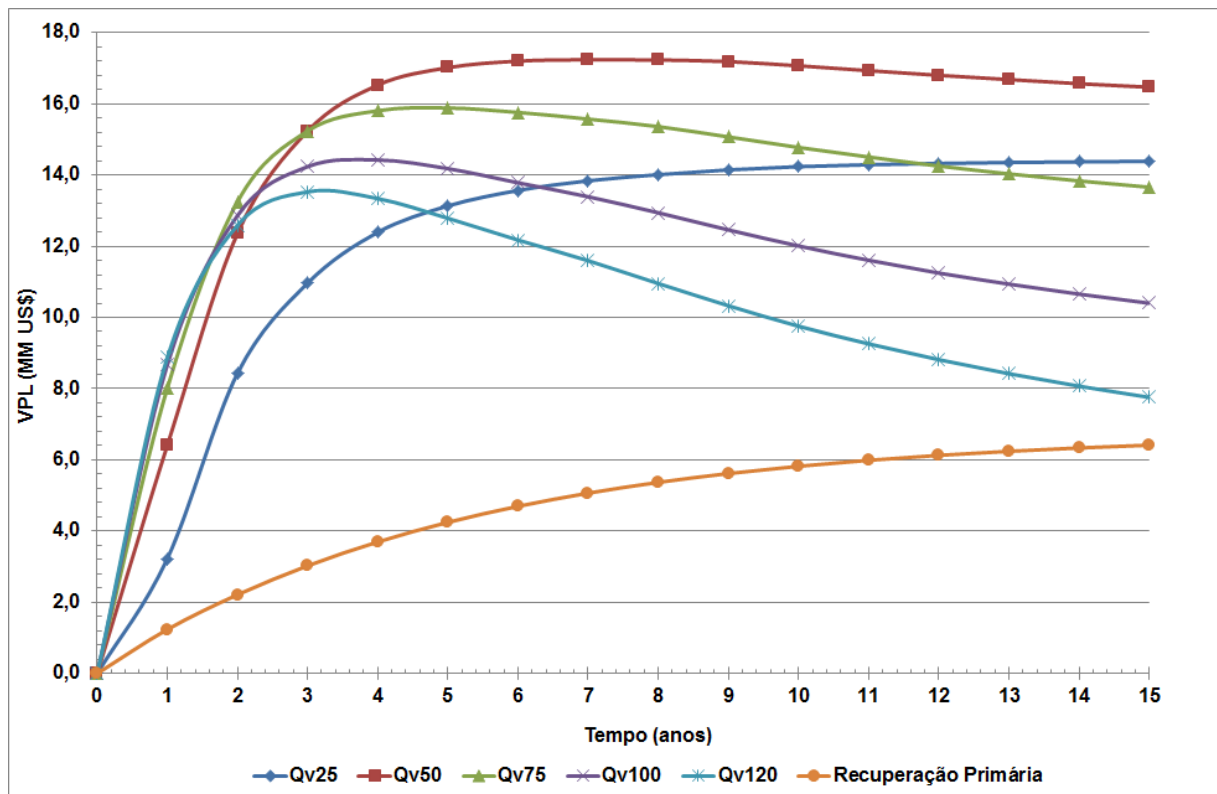


Figura 5.14 - Comparativo do VPL para C_5_S10 (Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 17,24 MM US\$ em sete anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia.

Aumentando o percentual de solvente injetado para 15% e conservando os valores do cenário um (Preço de compra do pentano 96,32 US\$/bbl), obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.15).

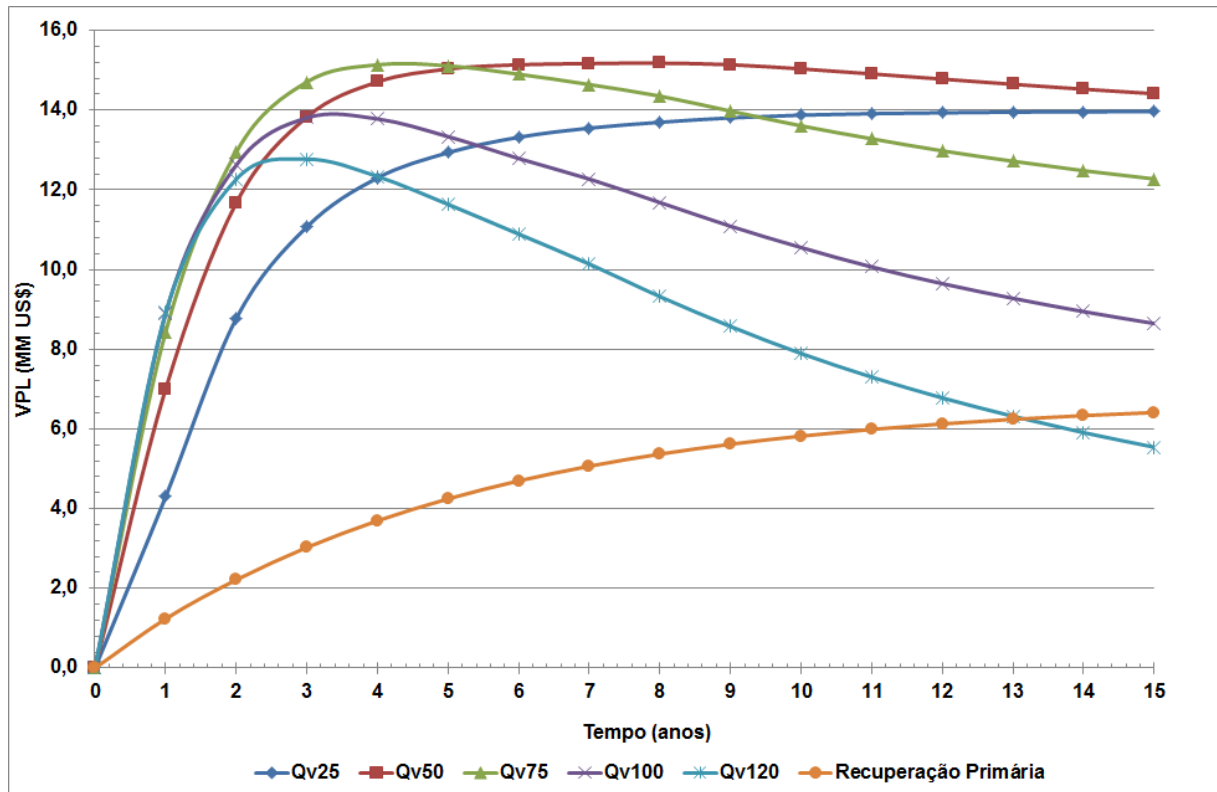


Figura 5.15 - Comparativo do VPL para C₅_%S15_(Preço do Pentano – 96,32 US\$/bbl).

Observa-se que o processo de injeção neste cenário, correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia, obteve um VPL máximo de aproximadamente 15,18 MM US\$ em oito anos de produção. Após treze anos de produção, a vazão 120 t/dia tornou o projeto inviável economicamente, pois apresentou VPL inferior ao da recuperação primária.

A Tabela 5.5 apresenta a comparação do VPL máximo entre as porcentagens de solventes injetados para o pentano referente ao cenário um.

Tabela 5.5 - Comparação do VPL máximo entre as porcentagens de solventes injetados.

Porcentagem de solvente injetado, % S	Q _v (t/dia)	VPL máximo (MM US\$)	N _p (m ³ std)	Tempo (anos)
5	50	17,45	69.215	8
10	50	17,24	67.043	7
15	50	15,18	65.366	8

Observa-se na Tabela 5.5 que ao incrementar a porcentagem de solvente injetado há uma redução tanto do VPL máximo quanto da produção acumulada de óleo (N_p). Este comportamento acontece para os demais cenários referentes aos solventes pentano e heptano.

Prosseguindo com o estudo da análise econômica tomando como referência o cenário dois (Preço de compra do pentano 111,14 US\$/bbl) obtemos, para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Pentano, o gráfico VPL (Figura 5.16).

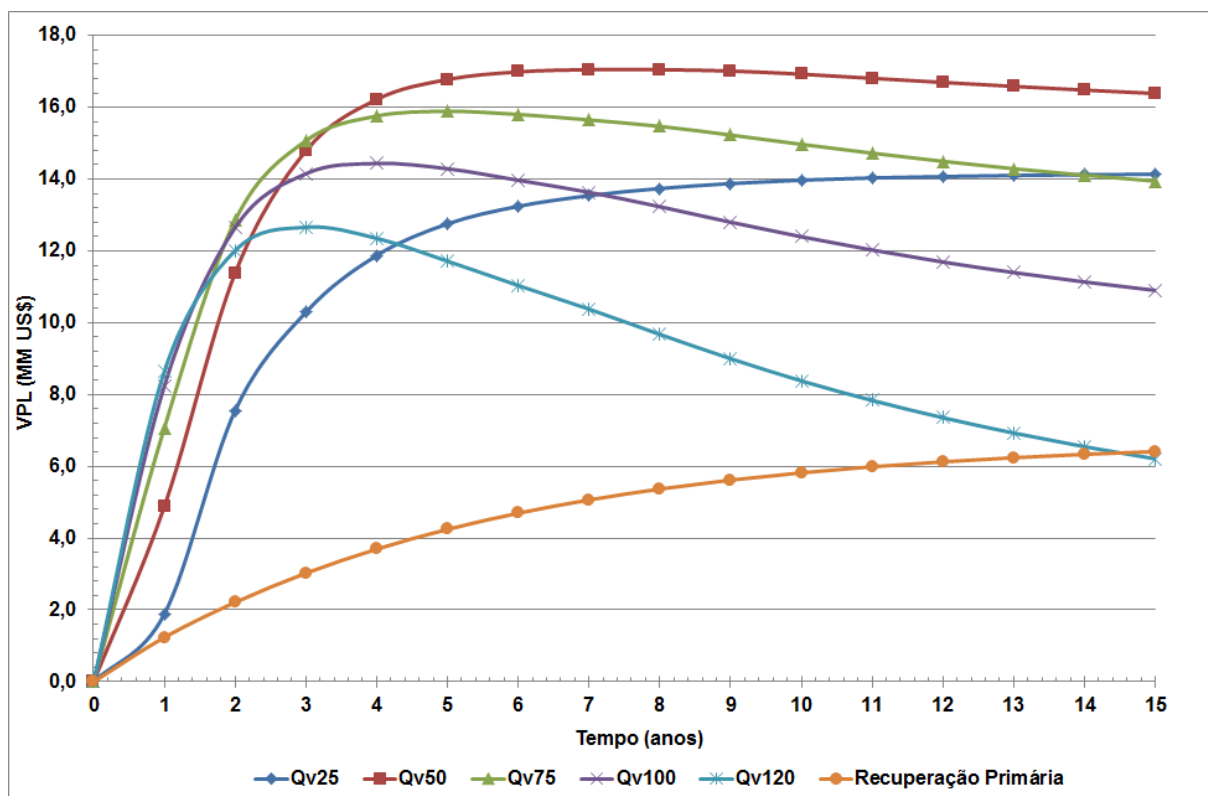


Figura 5.16 - Comparativo do VPL para $C_5_5\%$ (Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção alcançou um VPL máximo de aproximadamente 17,05 MM US\$ em sete anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. Após quatorze anos e seis meses, o projeto tornou-se inviável economicamente para a vazão de 120 t/dia.

Aumentando o percentual de solvente injetado para 10% e conservando os valores do cenário dois (Preço de compra do pentano 111,14 US\$/bbl), obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.17).

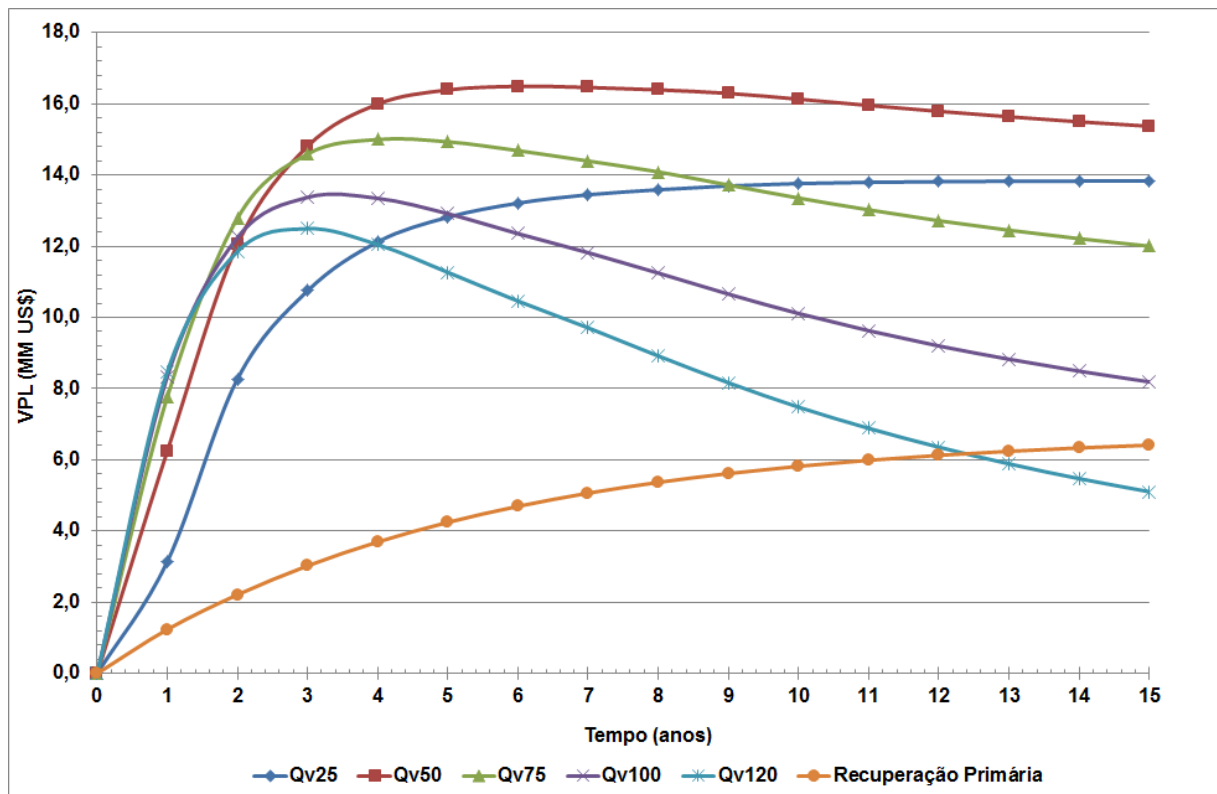


Figura 5.17 - Comparativo do VPL para $C_5\%S10$ (Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 16,49 MM US\$ em seis anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. A partir de doze anos e seis meses o projeto tornou-se inviável economicamente para a vazão de injeção de vapor de 120 t/dia.

Conservando os valores do cenário dois (Preço de compra do pentano 111,14 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 15%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.18).

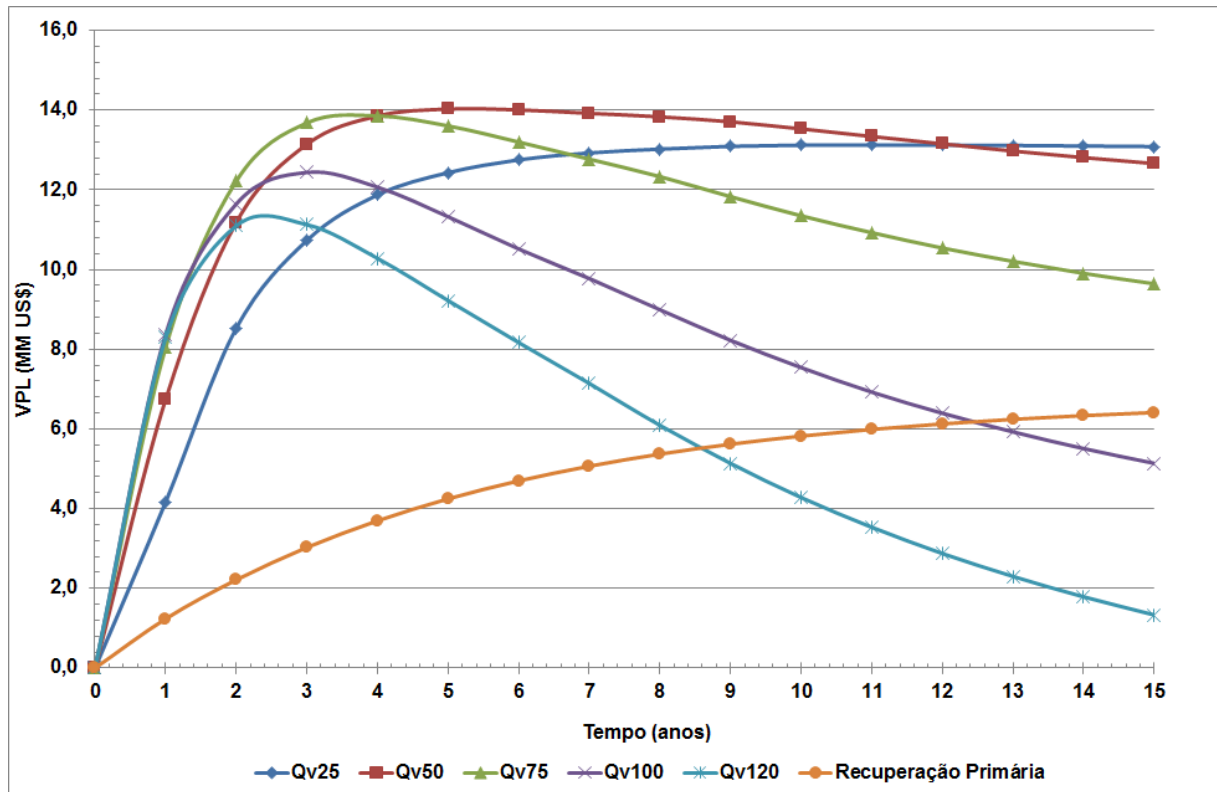


Figura 5.18 - Comparativo do VPL para C₅%S15_(Preço do Pentano – 111,14 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção alcançou um VPL máximo de aproximadamente 14,03 MM US\$ em cinco anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. O projeto tornou-se inviável economicamente a partir de oito anos e seis meses para a vazão de 120 t/dia e após doze anos e seis meses para a vazão de 100 t/dia.

Adotando como referência o cenário três (Preço de compra do pentano 148,18 US\$/bbl), obtemos o gráfico VPL (Figura 5.19) para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Pentano.

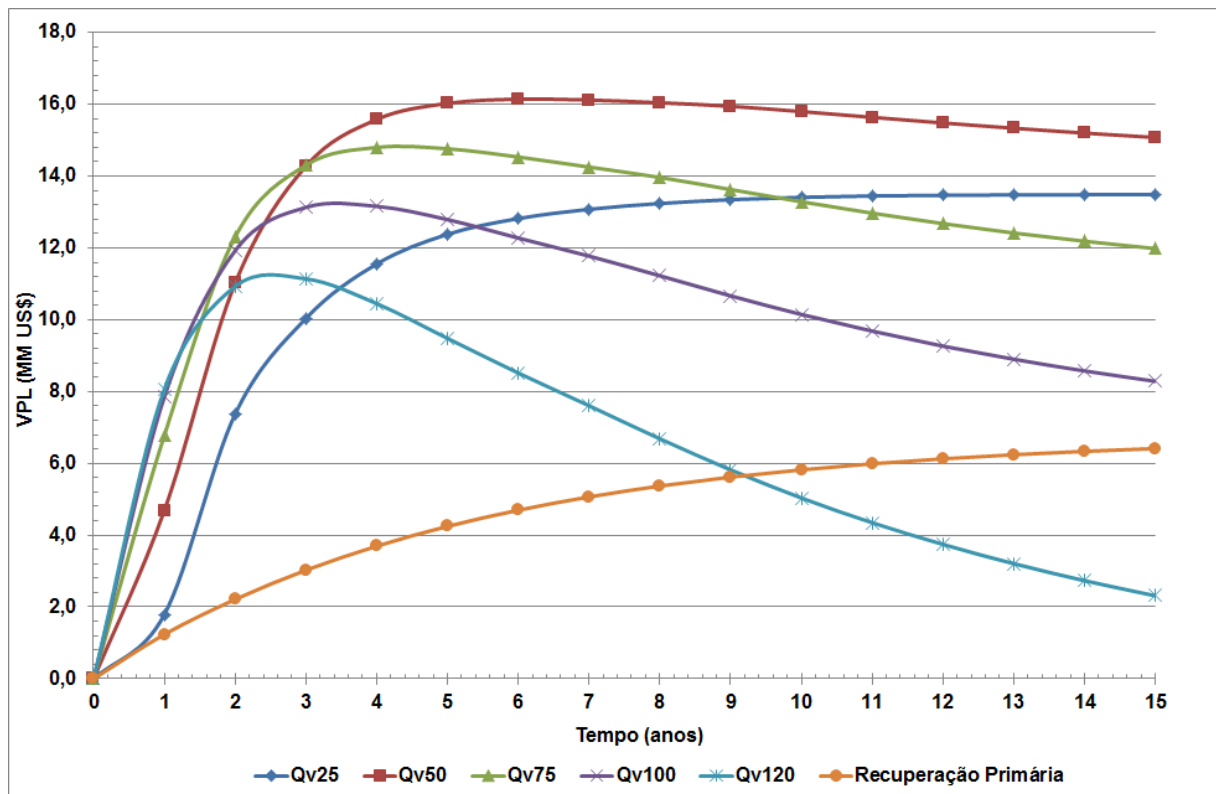


Figura 5.19 - Comparativo do VPL para C₅%S₅ (Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 16,14 MM US\$ em seis anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. Após nove anos de produção, a vazão de vapor de 120 t/dia tornou o projeto inviável economicamente.

Conservando os valores do cenário três (Preço de compra do pentano 148,18 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 10%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.20).

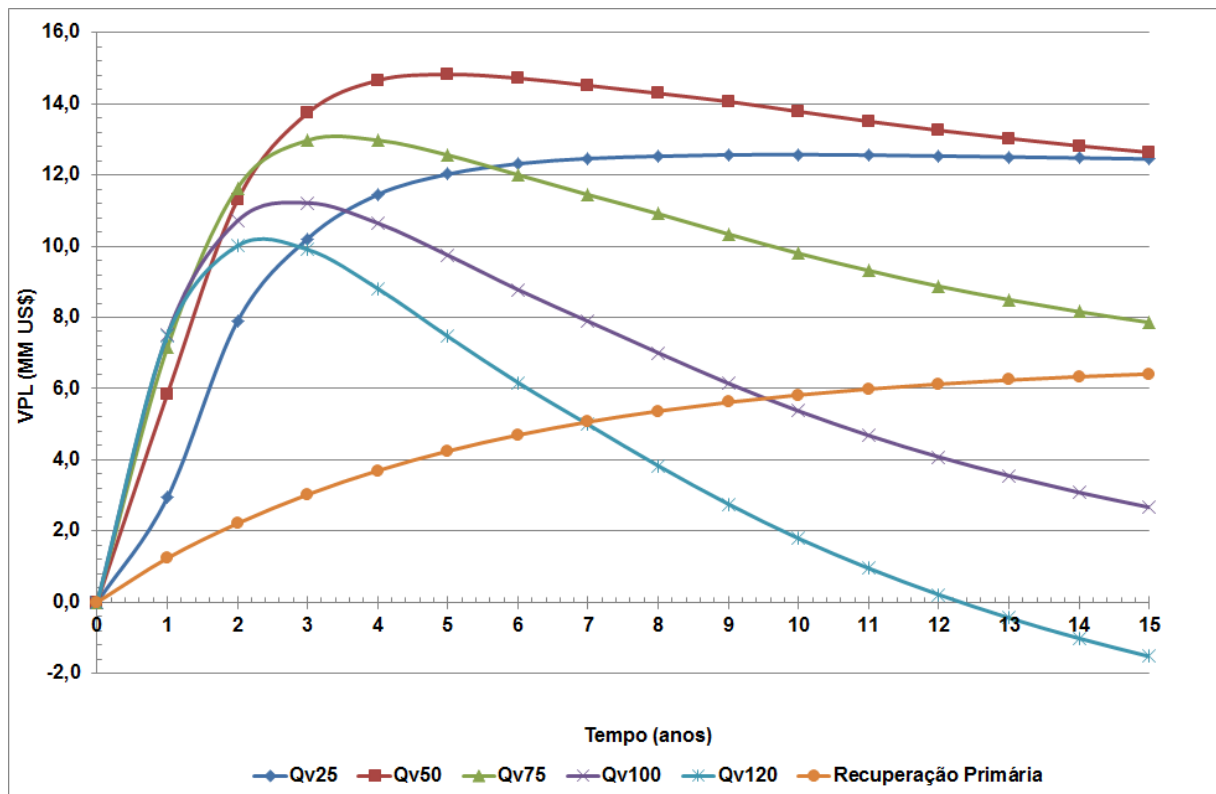


Figura 5.20 - Comparativo do VPL para $C_5\%S10$ (Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl).

Neste cenário o processo de injeção, correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia, proporcionou um VPL máximo de aproximadamente 14,82 MM US\$ em cinco anos de produção. O projeto tornou-se inviável economicamente a partir de sete anos para a vazão de 120 t/dia e após nove anos e seis meses para a vazão de 100 t/dia.

Permanecendo com os valores do cenário três (Preço de compra do pentano 148,18 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 15%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.21).

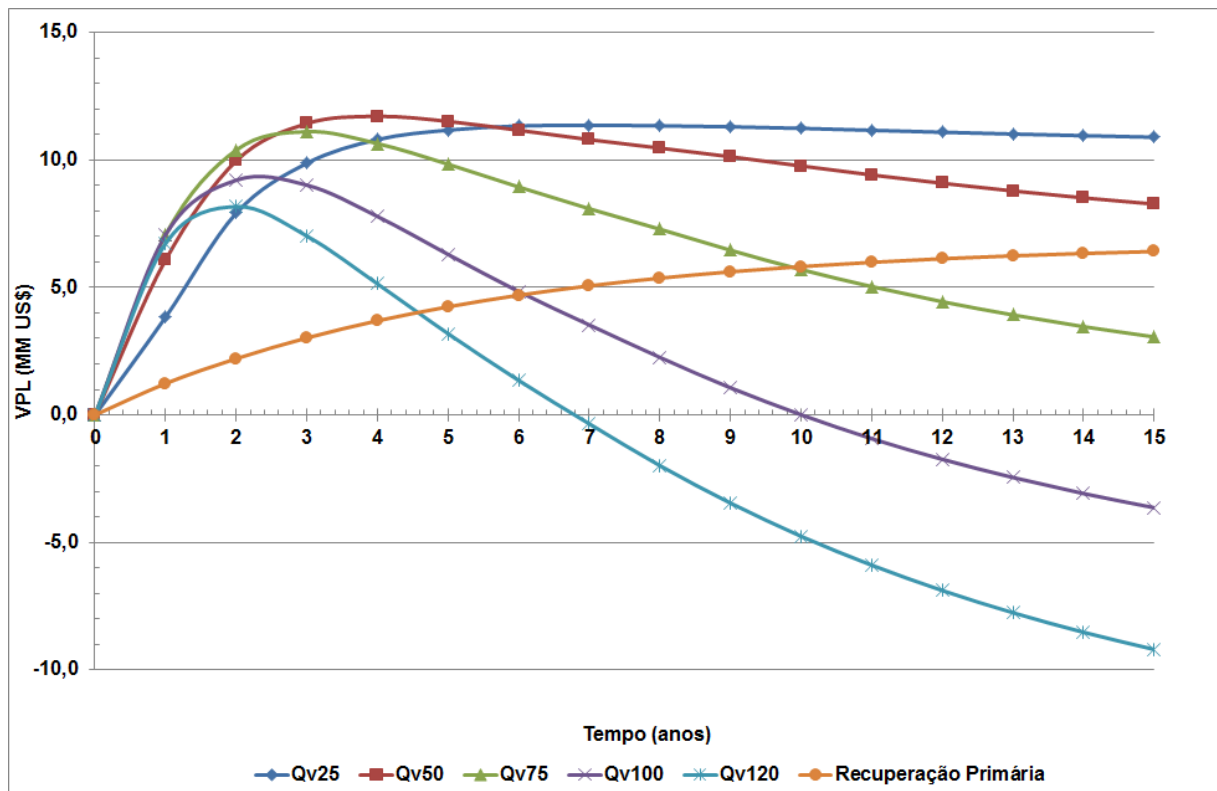


Figura 5.21 - Comparativo do VPL para C₅_%S15_(Preço do Pentano – 148,18 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção alcançou um VPL máximo de aproximadamente 11,71 MM US\$ em quatro anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. As vazões de vapor de 120 t/dia, 100 t/dia e 75 t/dia tornaram o método inviável economicamente antes do término do projeto de recuperação.

5.3.2 Solvente Heptano

A Figura 5.22 mostra o VPL, referente ao cenário um (Preço de compra do heptano 96,32 US\$/bbl), para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Heptano.

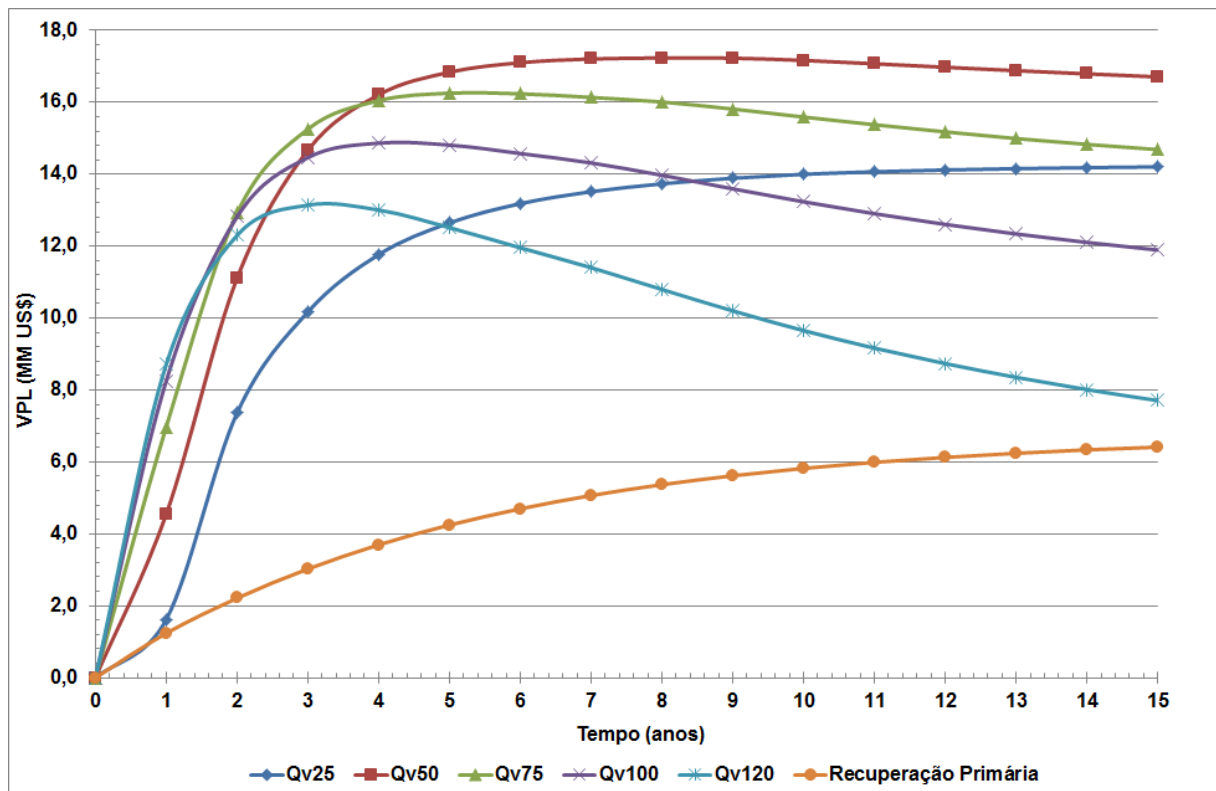


Figura 5.22 - Comparativo do VPL para $C_7_ \%S5_$ (Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl).

Para este cenário, observa-se que o VPL máximo de aproximadamente 17,24 MM US\$ foi alcançado em oito anos de produção com uma vazão de injeção de vapor de 50 t/dia.

Permanecendo com os valores do cenário um (Preço de compra do heptano 96,32 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 10%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.23).

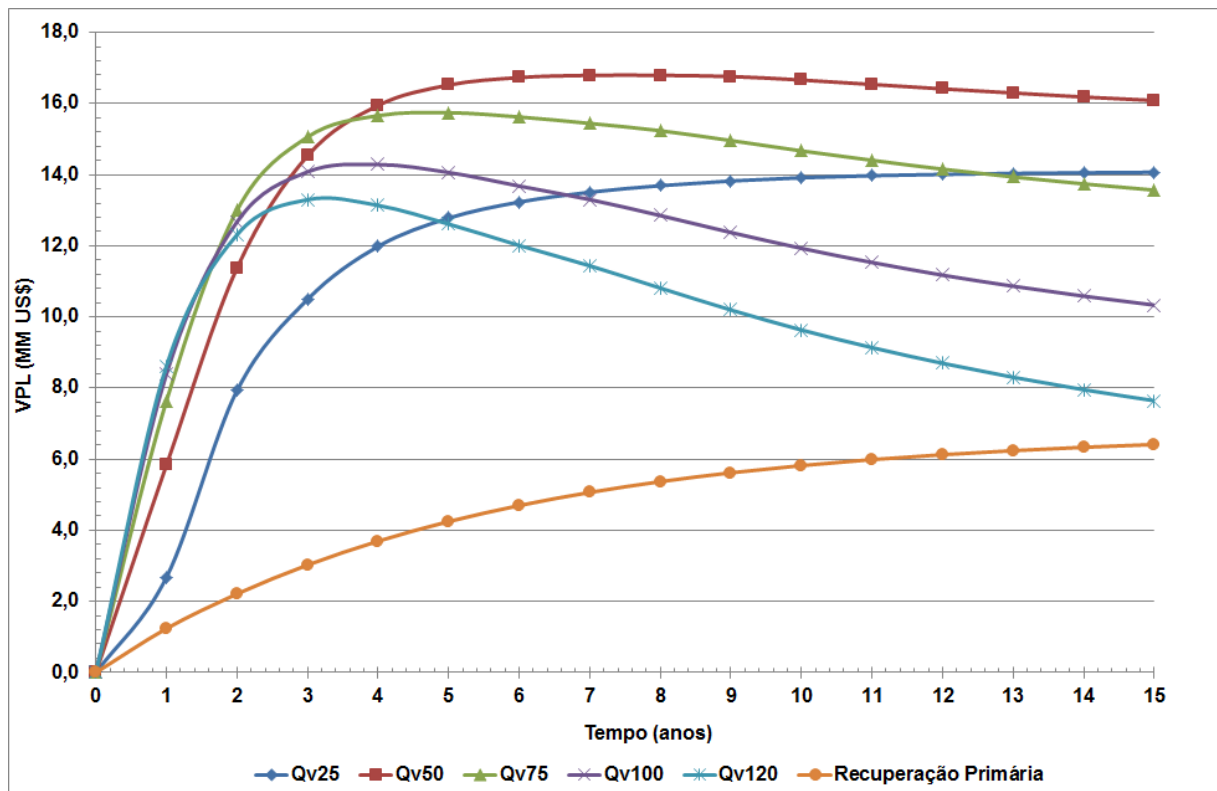


Figura 5.23 - Comparativo do VPL para $C_7\%S10$ (Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl).

O processo de injeção, neste cenário, obteve um VPL máximo de aproximadamente 16,8 MM US\$ em sete anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia.

Aumentando o percentual de solvente injetado para 15% e conservando os valores do cenário um (Preço de compra do heptano 96,32 US\$/bbl), obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.24).

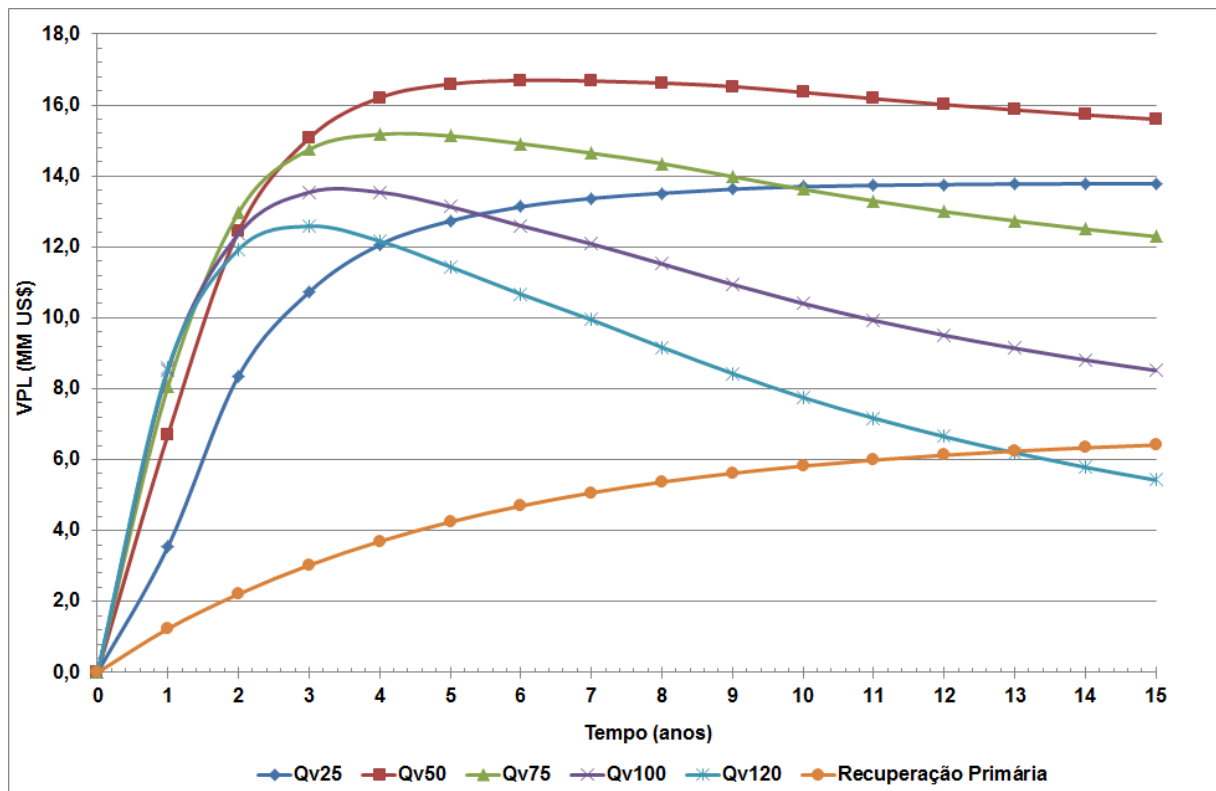


Figura 5.24 - Comparativo do VPL para C₇_%S15_(Preço do Heptano – 96,32 US\$/bbl).

Observa-se que o processo de injeção, neste cenário, correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia, obteve um VPL máximo de aproximadamente 16,7 MM US\$ em seis anos de produção. Após treze anos de produção, a vazão 120 t/dia tornou o método inviável economicamente, pois apresentou VPL inferior ao da recuperação primária.

Adotando como referência o cenário dois (Preço de compra do heptano 111,14 US\$/bbl) o gráfico VPL (Figura 5.25) foi obtido para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Heptano.

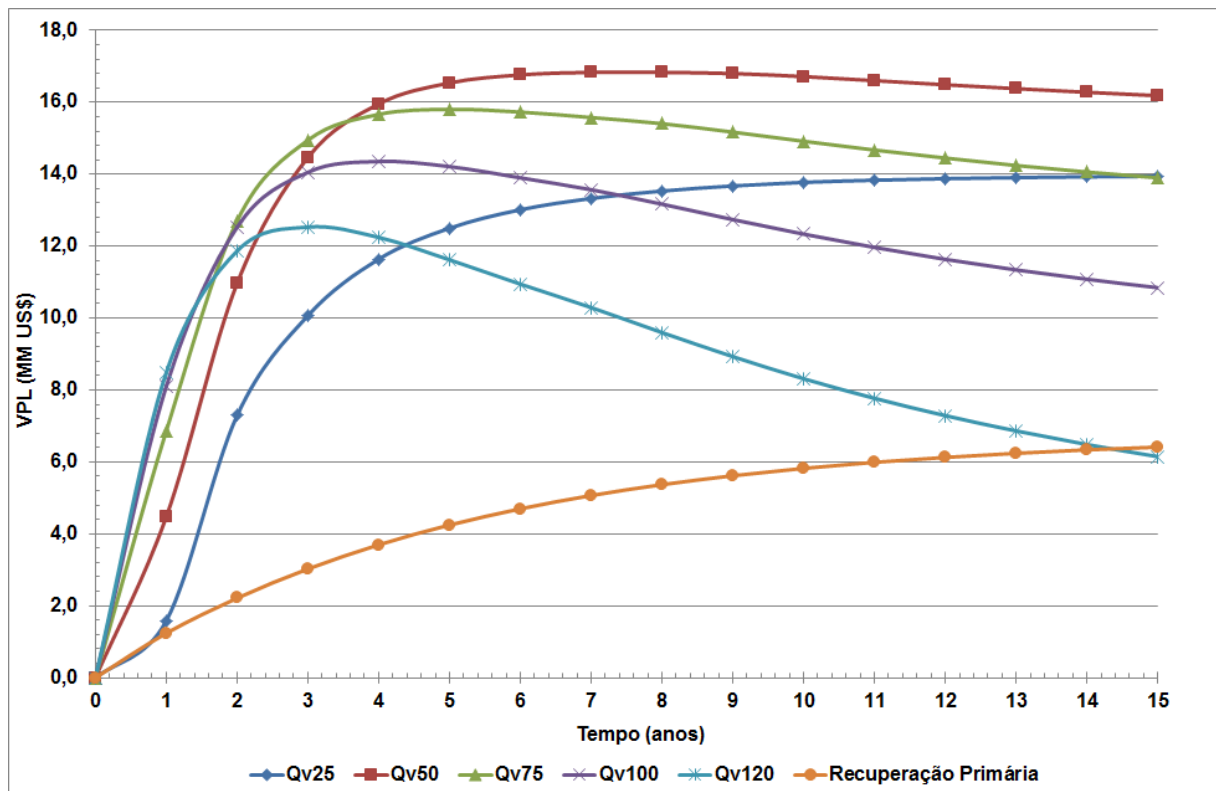


Figura 5.25 - Comparativo do VPL para $C_7\%S_5$ (Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl).

Neste cenário, o processo de injeção alcançou um VPL máximo de aproximadamente 16,83 MM US\$ em sete anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. Após quatorze anos e seis meses de produção, a vazão 120 t/dia tornou o método inviável economicamente.

Conservando os valores da situação dois (Preço de compra do heptano 111,14 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 10%, temos o gráfico VPL (Figura 5.26).

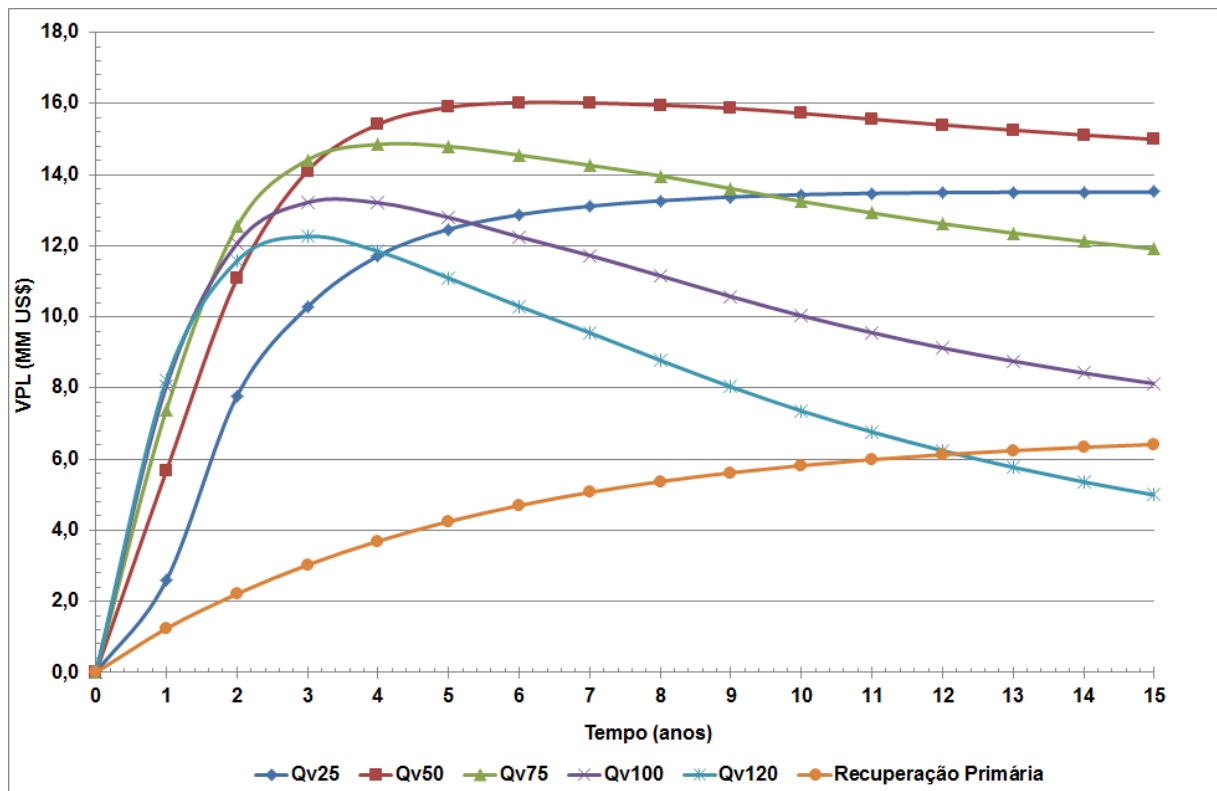


Figura 5.26 - Comparativo do VPL para C_7_S10 (Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl).

Observa-se neste cenário que o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 16,03 MM US\$ em seis anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. Antes de quinze anos de produção, a vazão de 120 t/dia obteve VPL inferior ao da recuperação primária.

Aumentando o percentual de solvente injetado para 15% e permanecendo com os valores do cenário dois (Preço de compra do heptano 111,14 US\$/bbl), obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.27).

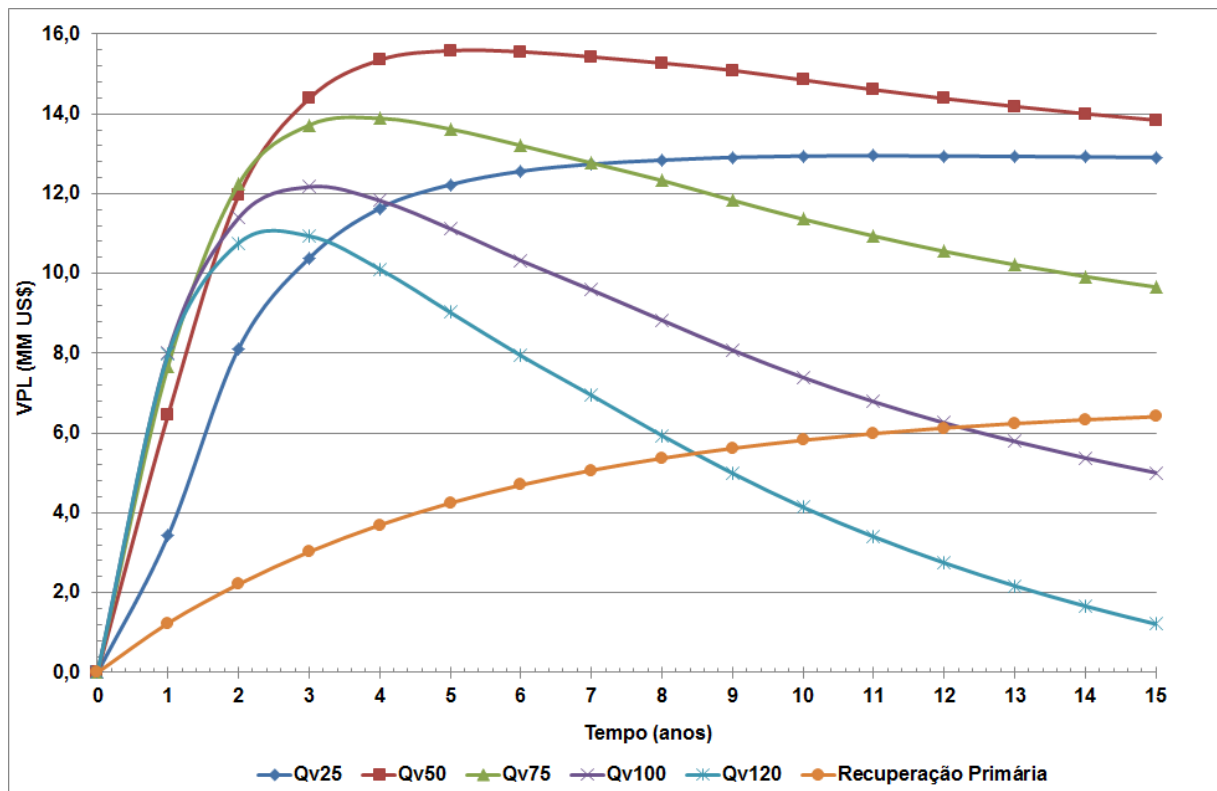


Figura 5.27 - Comparativo do VPL para C₇_%S15_(Preço do Heptano – 111,14 US\$/bbl).

Neste cenário, o processo de injeção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia proporcionou um VPL máximo de aproximadamente 15,58 MM US\$ em cinco anos de produção. O projeto tornou-se inviável economicamente antes de quinze anos de produção para as vazões de 120 t/dia e 100 t/dia.

Considerando como referência o cenário três (Preço de compra do pentano 148,18 US\$/bbl) obtemos o gráfico VPL (Figura 5.28) para diferentes vazões de injeção de vapor combinada com uma injeção de 5% de Pentano.

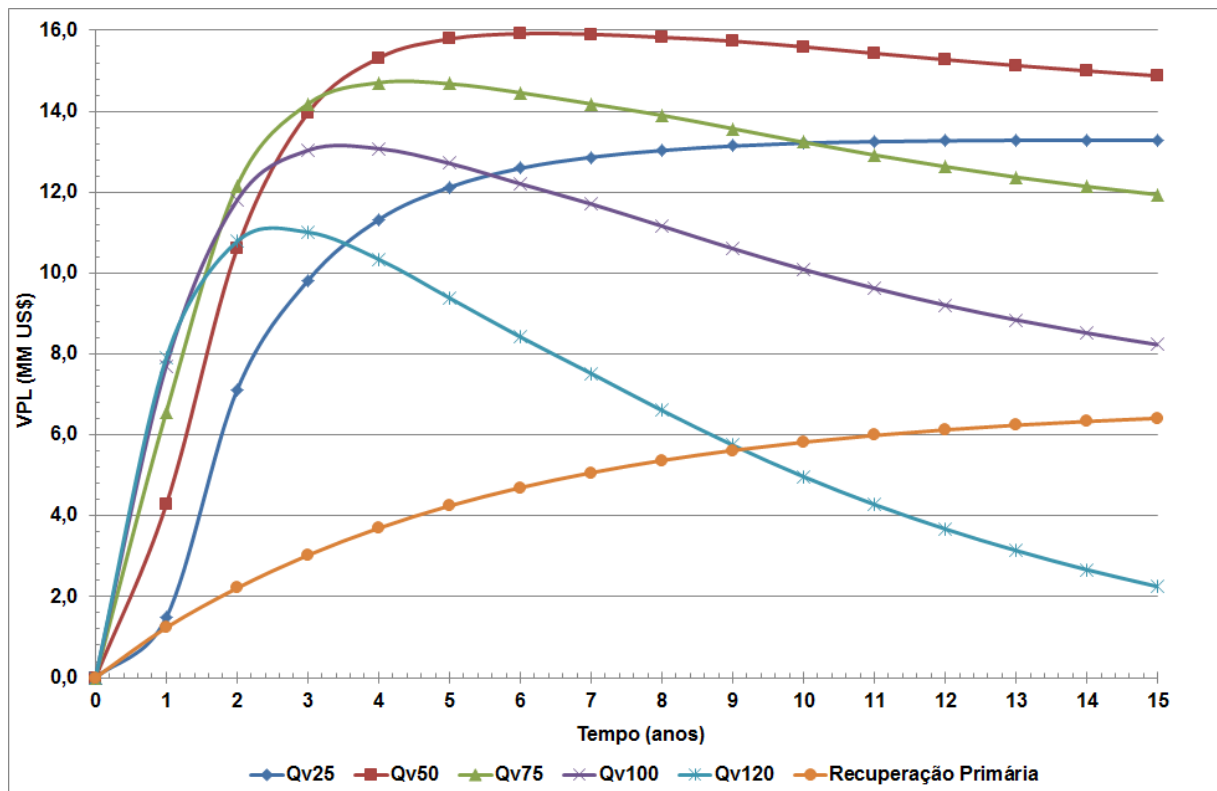


Figura 5.28 - Comparativo do VPL para $C_7\%S_5$ (Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 15,92 MM US\$ em seis anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. A vazão de vapor de 120 t/dia tornou o método inviável economicamente, após nove anos de produção.

Conservando os valores do cenário três (Preço de compra do heptano 148,18 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 10%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.29).

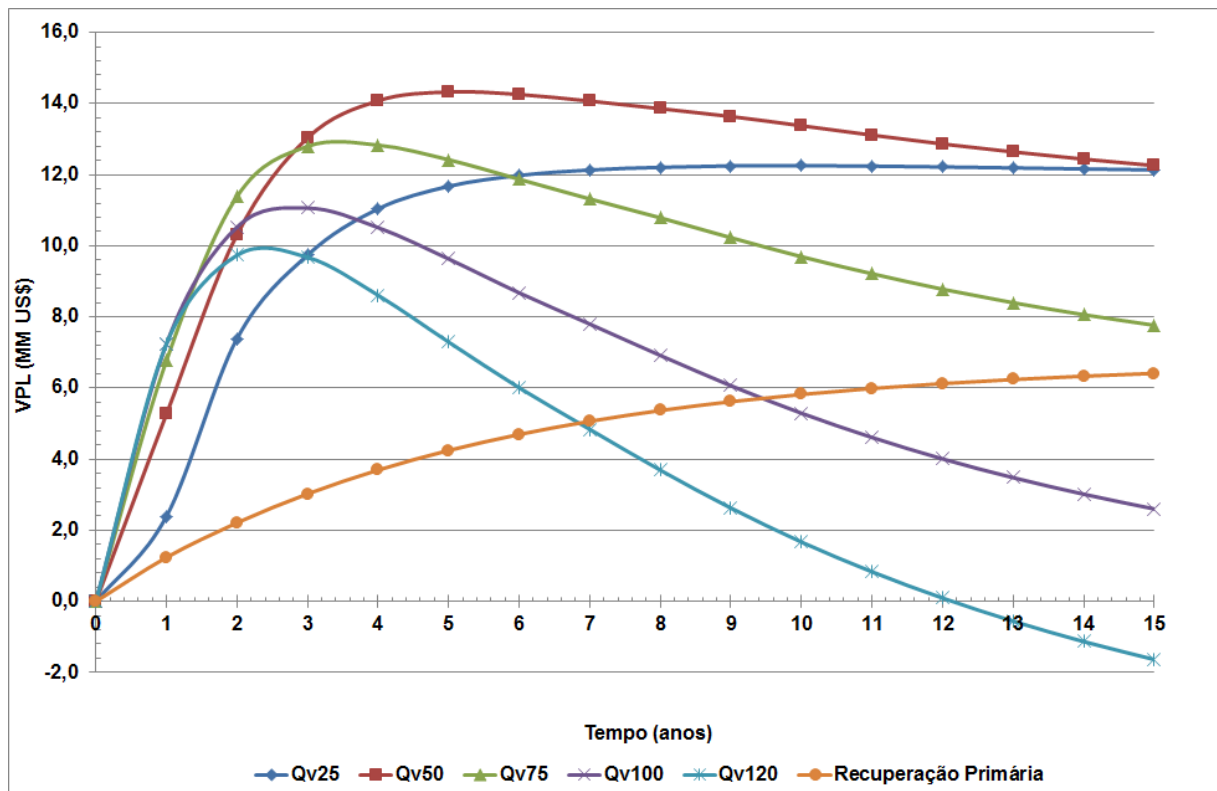


Figura 5.29 - Comparativo do VPL para $C_7_ \%S10_$ (Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl).

Observa-se neste cenário que o processo de injeção, correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia, obteve um VPL máximo de aproximadamente 14,32 MM US\$ em cinco anos de produção. O projeto tornou-se inviável economicamente antes de quinze anos de produção para as vazões de 120 t/dia e 100 t/dia.

Permanecendo com os valores do cenário três (Preço de compra do heptano 148,18 US\$/bbl) e aumentando o percentual de solvente injetado para 15%, obtemos uma representação gráfica do VPL (Figura 5.30).

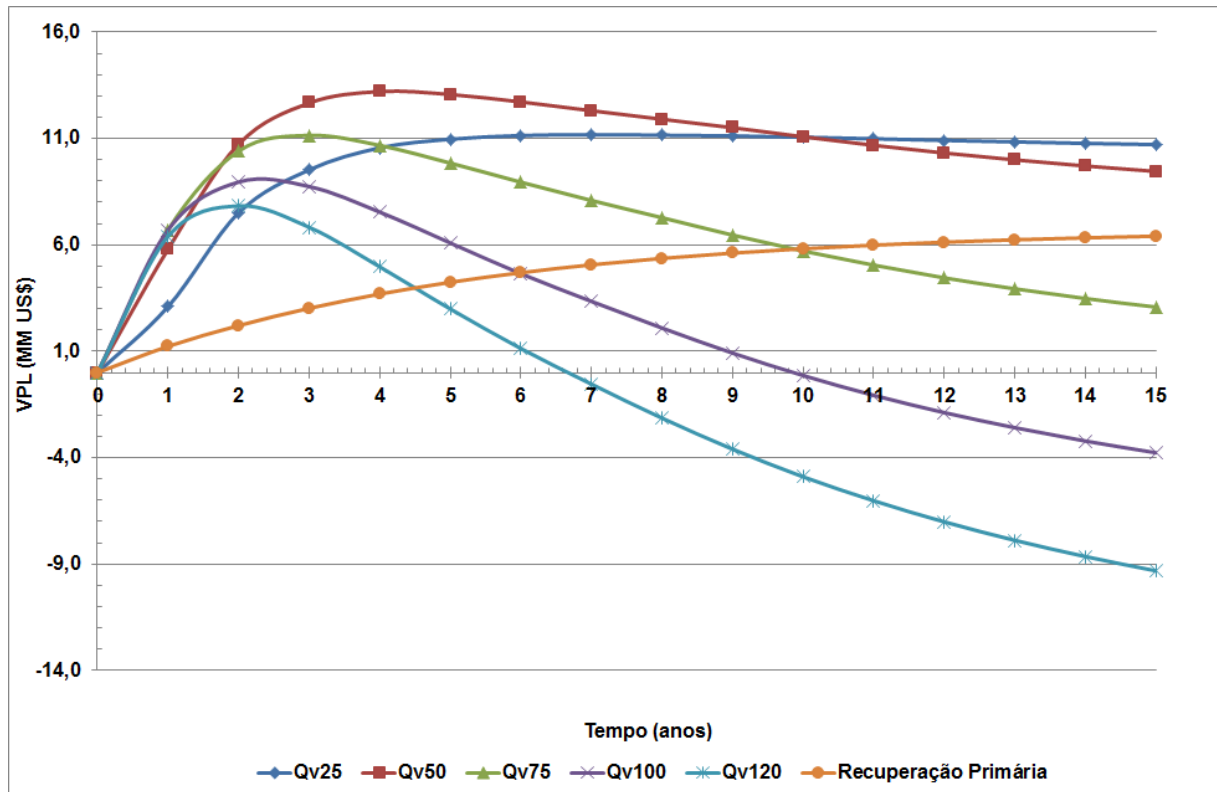


Figura 5.30 - Comparativo do VPL para $C_7\%S15$ (Preço do Heptano – 148,18 US\$/bbl).

Para este cenário, o processo de injeção obteve um VPL máximo de aproximadamente 13,21 MM US\$ em quatro anos de produção correspondente à vazão de vapor de 50 t/dia. As vazões de vapor de 120 t/dia e 100 t/dia tornaram o projeto inviável economicamente antes de quinze anos de produção.

5.3.3 VPL para o caso sem injeção de solvente (SAGD)

A Figura 5.31 mostra as curvas VPL para o caso sem injeção de solvente, as quais considerou o preço de venda do petróleo de 74,09 US\$/bbl.

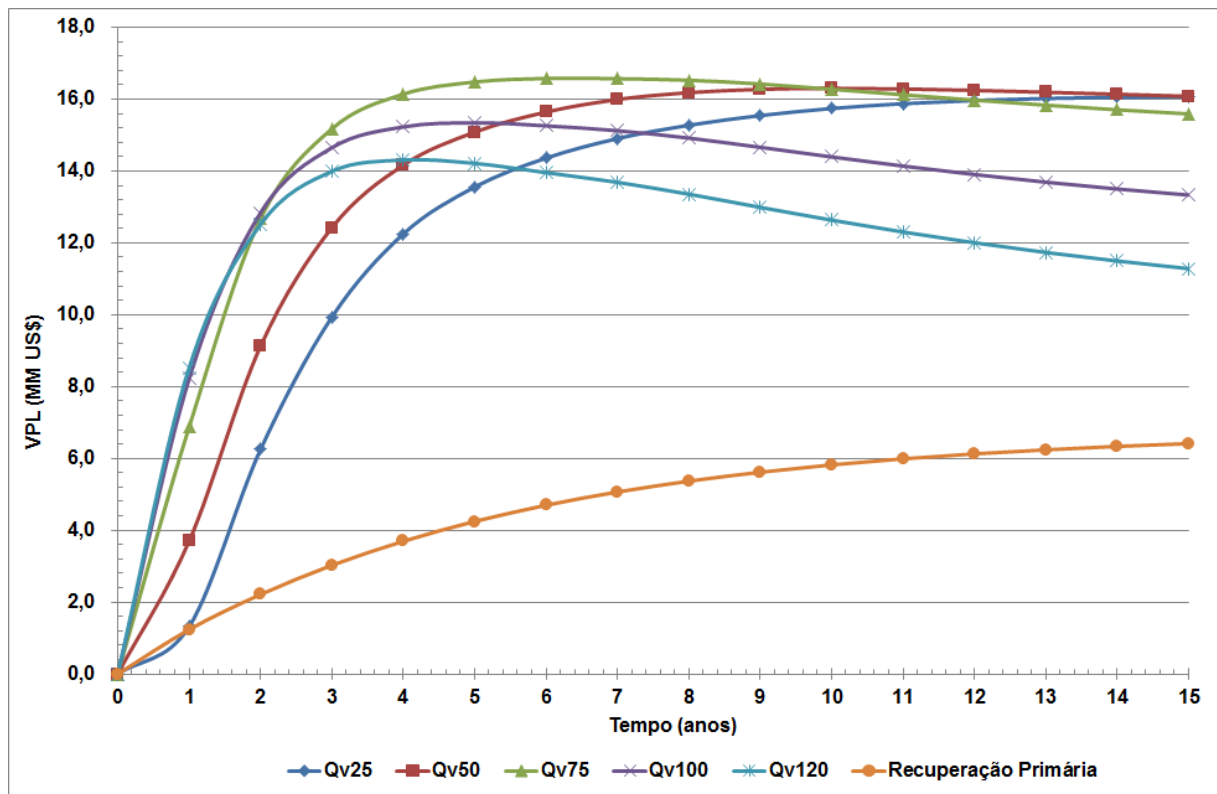


Figura 5.31 - VPL para o caso sem injeção de solvente.

Verifica-se na Figura 5.31 que o VPL máximo em torno de 16,58 MM US\$ foi alcançado em seis anos de produção para uma vazão de injeção de vapor de 75 t/dia. Porém, esta vazão torna-se inferior, a partir de doze anos de produção, a de 25 t/dia que mantém durante todo o projeto de produção um VPL crescente chegando ao máximo de 16,08 MM US\$.

Após as análises técnico-econômicas simplificadas foram comparados, entre os dois tipos de solventes, os valores referentes aos VPL máximos para cada cenário e indicado suas respectivas produções acumuladas. A Tabela 5.6 apresenta os valores obtidos na análise.

Tabela 5.6 - Comparação do VPL máximo entre os dois tipos de solventes.

Cenário	Preço de compra do Solvente	VPL (MM US\$)	Tempo (anos)	Np (Npt - Nps) (m ³ std)	Condições Operacionais			
					Xv	Dv (m)	%S	Qv (t/dia)
1	C ₅ _96,32 US\$/bbl	17,45	8	69.215	0,7	12	5	50
	C ₇ _96,32 US\$/bbl	17,24	8	68.945	0,7	12	5	50
2	C ₅ _111,14 US\$/bbl	17,05	7	66.928	0,7	12	5	50
	C ₇ _111,14 US\$/bbl	16,83	7	66.645	0,7	12	5	50
3	C ₅ _148,18 US\$/m ³	16,14	6	64.271	0,7	12	5	50
	C ₇ _148,18 US\$/m ³	15,92	6	63.944	0,7	12	5	50
Sem injeção de solvente*		16,58	6	63.585	0,7	12	0	75

*corresponde ao caso sem injeção de solvente, mostrado na Figura 5.31.

Na Tabela 5.6 observa-se que o solvente C₅ apresentou o maior VPL para cada um dos cenários analisados com o tempo de retorno variando entre seis e oito anos de produção. Além disto, apresentou uma produção acumulada de óleo (sem solvente) superior ao C₇.

O maior VPL de aproximadamente 16,58 MM US\$, para o caso sem injeção de solvente (SAGD), foi alcançado em seis anos de produção sendo necessária uma vazão de injeção de vapor 75 t/dia. Portanto, na Tabela 5.5 verifica-se que menores vazões de injeção de vapor combinado com solvente (ES-SAGD) podem oferecer um melhor retorno econômico com uma produção acumulada de óleo superior. Consumindo assim menos energia devido à necessidade de uma quantidade menor de água a ser tratada tanto para a geração do vapor como na etapa de produção do óleo e, em consequência, reduzindo a combustão do gás natural, que implica em menores quantidades de dióxido de carbono lançadas na atmosfera.

A Figura 5.32 mostra, em uma seção transversal do reservatório, a comparação dos mapas de pressão em oito anos de produção entre os modelos SAGD e ES-SAGD.

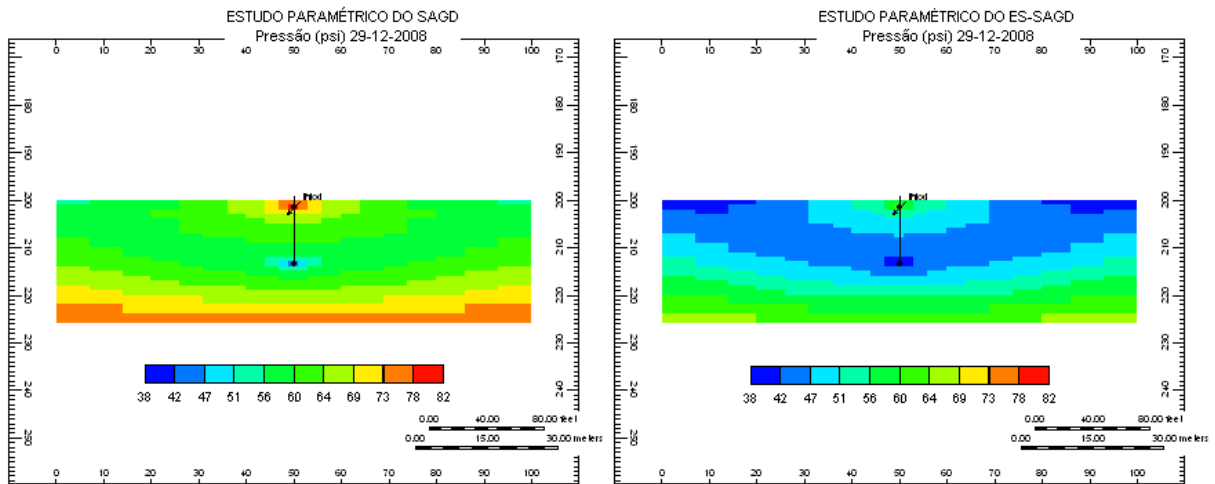


Figura 5.32 - Comparação da pressão entre o método ES-SAGD, que apresentou maior VPL em oito anos de produção, e o método SAGD.

Os resultados na Figura 5.32 mostram que a pressão nas bordas da câmara de vapor no método ES-SAGD foi menor do que no SAGD. Isto aconteceu devido ao menor volume de vapor injetado, o qual foi compensado pela adição de solvente que contribuiu com uma maior redução da viscosidade do óleo em relação ao método SAGD.

A Figura 5.33 mostra, em uma seção transversal do reservatório, a comparação dos mapas de temperatura em oito anos de produção entre os modelos SAGD e ES-SAGD.

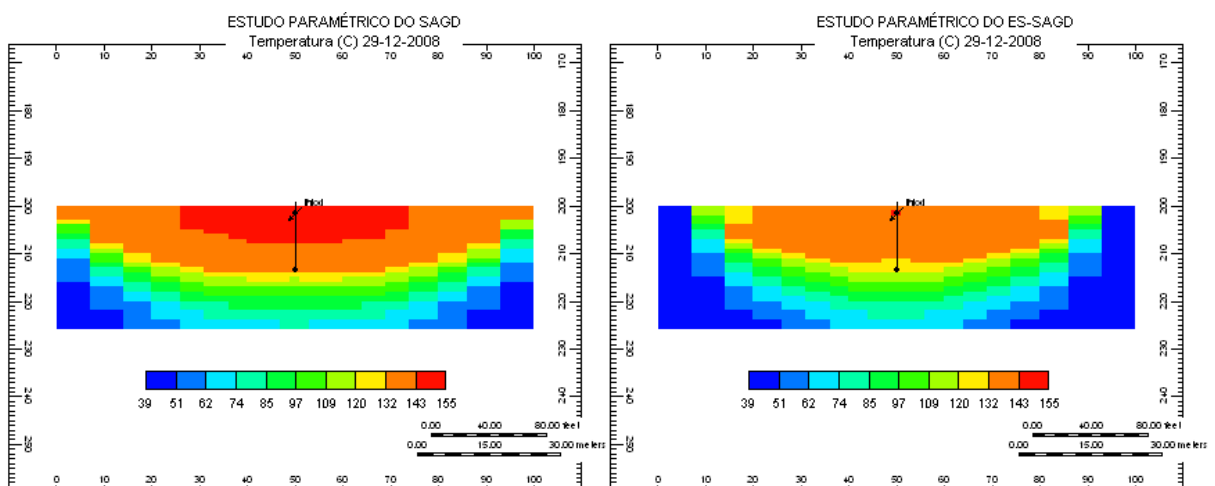


Figura 5.33 - Comparação da temperatura entre o método ES-SAGD, que apresentou maior VPL em oito anos de produção, e o método SAGD.

Os resultados na Figura 5.33 mostram que a temperatura nas bordas da câmara no método ES-SAGD é mais baixa do que no SAGD. A redução da temperatura foi compensada pela adição de solvente que contribuiu com a redução da viscosidade do óleo. Além disso, o solvente fornece um isolamento que colabora com o aumento da eficiência térmica e, em consequência, reduz as perdas de calor no método ES-SAGD.

Capítulo VI

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Neste capítulo estão descritas as principais conclusões obtidas nesta pesquisa e algumas recomendações que poderão ser empregadas em trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

- O maior fator de recuperação, durante quinze anos de produção, obtido com o processo ES-SAGD foi alcançado com a combinação dos seguintes parâmetros operacionais: Injeção de altas quantidades (15%) do solvente mais leve (Pentano) juntamente com altas vazões de injeção de vapor (120 t/dia) de baixa qualidade (0,7) em poços que possuem uma maior distância vertical entre si (12 m). Porém, esta configuração não apresentou um satisfatório benefício econômico.
- Dentre todos os parâmetros analisados, o percentual de solvente apresentou maior influência a partir de 10 anos de produção, ou seja, quanto maior o percentual de solvente injetado no reservatório maior o fator de recuperação do óleo.
- Tomando-se por base a análise econômica verificou-se que o melhor VPL ocorre para vazões de injeção de vapor de 50 t/dia.
- O melhor VPL ocorreu na combinação dos parâmetros operacionais: Injeção de pentano, distância vertical entre os poços de 12 m, porcentagem de solvente injetado de 5%, vazão de injeção de vapor de 50 t/dia e qualidade do vapor de 0,7.
- O percentual de solvente e a distância vertical entre os poços, dentre todas as interações analisadas, apresentou maior influência em 15 anos de produção, ou seja, quanto maior o percentual de solvente, injetado no reservatório, e a distância vertical entre os poços maior será o fator de recuperação do óleo.

- O parâmetro tipo de solvente injetado possui influência negativa no fator de recuperação (FR) para os três períodos de produção (5, 10 e 15 anos), quando passa a injetar de C₅ a C₇ no reservatório.

6.2 Recomendações

A partir deste estudo surgiram algumas perguntas a responder que servirão como prosseguimento da pesquisa. Portanto, como recomendações para trabalhos futuros sugere-se:

- Averiguar a sensibilidade para os parâmetros de reservatórios: porosidade, espessura, permeabilidade e tipo de rocha.
- Realizar análise para reduzir a quantidade de vapor injetado em função do aumento da quantidade de solvente injetado com o objetivo de diminuir a quantidade de energia consumida e de água a ser tratada tanto para a geração de vapor quanto na etapa de produção do óleo, reduzindo assim a emissão de gases causadores do efeito estufa.
- Analisar o aumento do fator de recuperação em função da localização do poço produtor.
- Realizar estudos para diferentes tipos de óleos pesados e extra-pesados.
- Realizar estudos para o método ES-SAGD injetando diferentes tipos de gás tais como: Butano, Nafta ou uma mistura de Gás Natural.
- Comparar o método ES-SAGD, realizado em poços horizontais, com a injeção de vapor combinado com solvente em poços verticais.
- Realizar estudos injetando misturas de solventes com a finalidade de compreender os mecanismos de difusão e dispersão.

Capítulo VII

Referências Bibliográficas

7 Referências Bibliográficas

- AKINBOYEWA J., DAS S. K., WU YU-SHU, KAZEMI H., “*Simulation of Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage in a Field Case Study of a Bitumen Oil Reservoir*”. In: IMPROVED OIL RECOVERY SYMPOSIUM HELD, Tulsa, Oklahoma, USA, 24 – 28 april, 2010, *technical paper SPE 129963*.
- ARDALI M., MAMORA D. D., BARRUFET M., “*A Comparative Simulation Study of Addition of Solvents to Steam in SAGD Process*”. In: INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE HELD, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 october, 2010, *technical paper CSUG/SPE 138170*.
- AYODELE O. R., NARS T. N., IVORY J., “*Testing and History Matching ES-SAGD (Using Hexane)*”, In: WESTERN REGIONAL MEETING HELD, Anaheim, California, USA, 27 – 29 may, 2010, *technical paper SPE 134002*.
- 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) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- BARILLAS J. L. M. “*Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por injeção de vapor*”. 2008. 165f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- BARROS NETO B., SCARMINIO I. S., BRUNS R. E., “*Como fazer experimentos*”, 3ª. Ed. São Paulo: UNICAMP, 2007.

- DENG X., HUANG H., ZHAO L., LAW D., NASR T. N., “*Simulating the ES-SAGD Process With Solvent Mixture in Athabasca Reservoir*”. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. Calgary, Alberta, Canada, 17 – 19 june, 2008, Paper 2008-105.
- GATES I. D. “*Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs*”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Calgary, Alberta, Canada, april, 2010, 74 (2010), 138-146.
- GATES I. D. “*Oil phase viscosity behaviour in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage*”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Calgary, Alberta, Canada, march, 2007, 59 (2007), 123-134.
- HOSSEININEJAD MOHEBATI M., MAINI B.B., HARDING T.G., “*Optimization of Hydrocarbon Additives With Steam in SAGD for Three Major Canadian Oil Sands Deposits*”. In: INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE HELD, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 october, 2010, technical paper CSUG/SPE 138151.
- LI W., MAMORA D. D., “*Experimental Investigation of Solvent Co-Injection in Vapor and Liquid Phase to Enhance SAGD Performance*”, In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION HELD, Florença, Italy, 19 – 22 september, 2010, technical paper SPE 133277.
- MOREIRA R. D. R. “*Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único*”. 2006. 160p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.
- NAVEIRA L. P. “*Simulação de Reservatórios de Petróleo utilizando o Método de Elementos Finitos para Recuperação de Campos Maduros e Marginais*”. 2007. 100p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Civil) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- QUEIROZ G. O. “*Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado*”. 2006. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- ROSA A. J., CARVALHO R. S., XAVIER J. A. D., “*Engenharia de reservatórios de petróleo*”, 2006. Editora Interciência. Rio de Janeiro.
- THOMAS J. E., “*Fundamentos de Engenharia de Petróleo*”, 2001. Editora Interciência. Rio de Janeiro.