



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

PROGRAMA DE RECURSOS HUMANOS EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO – ANP/PRH 43

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO VALORATIVO E EXPLOTATÓRIO DE UM CAMPO HIPOTÉTICO COM ALTA PRODUÇÃO DE ÁGUA

Dayana de Lima e Silva

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof. Dr. Wilaci Eutrópio Fernandes Junior

Natal/RN, Junho de 2012

ESTUDO VALORATIVO E EXPLOTATÓRIO DE UM CAMPO HIPOTÉTICO COM ALTA PRODUÇÃO DE ÁGUA

Esta monografia corresponde ao trabalho de conclusão de curso apresentado ao Programa de Recursos Humanos em Engenharia de Petróleo – PRH/ANP 43 e ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para obtenção do grau de Engenharia de Petróleo.

Aprovada em 11 de junho de 2012

Prof. Dr. Wilson da Mata
Orientador – UFRN

Prof. PhD. Tarcilio Viana Dutra Junior
Membro - UFRN

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Membro - UFRN

SILVA, Dayana de Lima e – Estudo valorativo e exploratório de um campo hipotético com alta produção de água. Trabalho de conclusão de curso Mestrado, UFRN, Departamento de Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo, Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof. Dr. Wilaci Eutrópio Fernandes Junior

RESUMO

O conhecimento se faz de partes para encontrar um todo. Essa filosofia holística do saber está cada vez mais se expandindo no meio profissional refletindo a necessidade de uma capacitação polivalente. Nesse contexto a Engenharia de Petróleo aparece como uma área multidisciplinar que reúne conteúdos de ciências exatas e da terra, bem como de engenharias, administração, economia, direito, etc. Agregando os vários componentes teóricos do curso, o presente trabalho de conclusão utilizou da ferramenta comercial de simulação *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator – STARS* do *Computer Modelling Group – CMG* para projetar o campo hipotético 3TCC2012.1. Para desenvolver o campo de óleo pesado com alta produção de água, estratégias de perfuração de poços foram realizadas e em uma segunda etapa a injeção de vapor como método de recuperação suplementar foi implementada. Três arranjos de malhas com dois processos de injeção de vapor, um sob vazão de 200 ton/d e outro com a combinação de 200 ton/d e 100 ton/d foram estudados. O intervalo de completação na zona inferior e a viscosidade do fluido de 1000 cP foram fixados e a distância entre poços respeitou o intervalo mínimo de 100 m entre poços. Os resultados obtidos tiveram a análise fundamentada na avaliação econômica de acordo com o valor presente líquido (VPL) de cada modelo. Considerando a importância da questão ambiental, como proposta de sustentabilidade, para o descarte do alto volume de água produzida, um sistema atmosférico foi teoricamente planejado considerando os efeitos meteorológicos e físicos da dispersão.

Palavras-chave: óleo pesado, injeção de vapor, simulação, descarte, água produzida.

ABSTRACT

The knowledge is done of parts to find a whole. This holistic philosophy of knowledge is increasingly expanding in the professional reflecting the need for comprehensive training. In this context, the Petroleum Engineering appears as an area that brings together content and earth sciences, as well as engineering, management, economics, law, etc. Aggregating the various theoretical components of the course, this conclusion work used commercial simulation tool Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator: Computer Modelling Group's STARS: CMG to design a hypothetical field 3TCC2012.1. To develop the field of heavy oil with high water production, drilling strategies were carried out and in a second stage steam injection as a method of recovery was further implemented. Three arrangements of two loops with steam injection processes, under a flow 200 ton/d and another with the combination of 200 ton/d and 100 ton/d were studied. The completion interval in the lower and fluid viscosity of 1000 cP were fixed and the distance between wells to comply with the minimum of 100 m between wells. The results were based on the analysis of economic evaluation in accordance with the net present value (NPV) of each model. Considering the importance of environmental issues such as sustainability proposal for the disposal of the high volume of produced water, a weather system was theoretically designed considering the effects of meteorological and physical dispersion.

Keywords: heavy oil, steam injection, simulation, disposal, water produced.

“Toda palavra ou conceito, por mais claros que
possam parecer, possuem apenas uma gama
limitada de aplicabilidade”.
(Werner Heisenberg)

Dedicatória

A meus pais e irmãos.

Agradecimentos

A Deus, a energia que move o mundo!

A meus pais, Tarciso e Elizaete, pelo suporte em mais uma graduação.

A meus irmãos, Nádia Patrícia e Marcos Dayan pela torcida sempre na primeira fila.

Aos amigos, por acreditarem que construir o caminho às vezes é mais importante do que chegar ao destino. Com os melhores do mundo é sempre muita hora nessa calma!

A todos que compõem a Defensoria Pública e a Justiça Federal no Estado do Rio Grande do Norte, em especial à defensora pública federal, Eliana Monteiro Staub Quinto e ao juiz federal, Vinícius Costa Vidor. Em atividade conjunta e em tempo recorde vocês não só me concederam um mandado de segurança que permitiu fazer a prova de reingresso do curso de Engenharia de Petróleo, mas principalmente, permitiram que um sonho pudesse seguir. Vocês sempre merecerão meu respeito.

Aos professores em especial, Célio Gurgel, Flávio Medeiros, Wilaci Eutrópio e Marcos Rodrigues, pelo exemplo de profissionais e pessoas. Vocês me inspiram!

Aos professores Wilson da Mata e Tarcilio Viana pela idealização deste trabalho e disponibilidade ao longo da execução do mesmo.

Ao PRH-ANP 43 pelas inúmeras oportunidades acadêmicas e de vida oferecidas.

A Petrobras pelo incentivo ao curso de Engenharia de Petróleo.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás (PRH-ANP/MCT) pelo apoio financeiro.

Índice

1. Introdução.....	2
1.1 Objetivos.....	3
2. Aspectos Teóricos.....	5
2.1. Método de Recuperação.....	5
2.2. Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE.....	6
2.3. Dispersão Atmosférica.....	7
3. Modelagem do Processo.....	13
3.1. Modelo Físico.....	13
3.2. Modelo Fluido.....	15
3.3. Parâmetros de Reservatório e Operacionais.....	19
3.4. Metodologia	20
3.4.1. Modelagem do Projeto.....	20
3.4.2. Modelagem dos Resultados.....	20
3.4.3. Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE.....	22
3.4.4. Desafio Proposto.....	23
4. Resultados e Discussões.....	26
4.1. Estudo do campo com base nos modelos sem injeção.....	26
4.2. Estudo do campo com base no Grupo 1.....,	28
4.3. Estudo do campo com base nos Grupos 2 e 3.....	31
4.4. Estudo do campo com base nos Grupos 4 e 5.....	33
4.5. Análise Econômica.....	34
4.6. Importância dos resultados.....	36
4.6.1. Importância para a formação acadêmica.....	36
4.6.2. Importância para a formação profissional.....	36
5. Conclusões.....	38
5.1. Recomendações.....	38
Referências.....	40

Lista de Figuras

Capítulo II

Figura 2.1: Esquema da injeção contínua de vapor.....	5
Figura 2.2: Fluxo de caixa ilustrativo do projeto.....	7
Figura 2.3: Etapas de uma dispersão: emissão, transporte e imissão (Modificado de Lisboa, 2010).....	8
Figura 2.4: Gradiente térmico.....	10
Figura 2.5: Processos de dispersão.....	11

Capítulo III

Figura 3.1: Mapa estrutural das zonas de interesse do campo 3TCC2012.1.....	13
Figura 3.2: Visão 3D do campo 3TCC2012.1.....	14
Figura 3.3: Dimensionamento do modelo físico em 8100 blocos.....	14
Figura 3.4: Comportamento da viscosidade do óleo com a temperatura.....	16
Figura 3.5: Permeabilidades relativas da água e do óleo em função da saturação de água.....	18
Figura 3.6: Permeabilidades relativas do gás e do óleo em função da saturação de líquido....	18
Figura 3.7: Arranjo dos três cenários de malhas.....	21
Figura 3.8: Esboço do SADAT.....	24

Capítulo IV

Figura 4.1: Fator de recuperação do Modelo_01.....	26
Figura 4.2: Fator de recuperação dos modelos com 1, 9, 10 e 11 poços.....	27
Figura 4.3: Água produzida pelos sistemas sem recuperação suplementar.....	27
Figura 4.4: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 1.....	28
Figura 4.5: Vazão de óleo dos modelos do Grupo 1.....	29
Figura 4.6: Vazão de óleo destacada dos modelos do Grupo 1.....	29
Figura 4.7: Mapa de temperatura do Grupo 1.....	30
Figura 4.8: Mapa de temperatura do Grupo 2.....	30
Figura 4.9: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 2.....	31
Figura 4.10: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 3.....	31

Figura 4.11: Razão óleo-vapor dos modelos do Grupo 2.....	32
Figura 4.12: Razão óleo-vapor realçada dos modelos do Grupo 2.....	32
Figura 4.13: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 4.....	33
Figura 4.14: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 5.....	34

Lista de Tabelas

Capítulo II

Tabela 2.1: Extensões das escalas de movimento.....	9
---	---

Capítulo III

Tabela 3.1: Configuração dos 8100 blocos.....	15
Tabela 3.2: Propriedades do fluido.....	16
Tabela 3.3: Correlações para o cálculo das permeabilidades relativas.....	17
Tabela 3.4: Parâmetros de reservatório e operacionais.....	19
Tabela 3.5: Características dos grupos analisados.....	21

Capítulo IV

Tabela 4.1: Fator de recuperação Grupos 2, 3, 4 e 5.....	35
Tabela 4.2: Análise econômica dos Grupos 2,3 4 e 5.....	35

Nomenclaturas e Abreviações

CMG: *Computer Modelling Group*

EVTE: Estudo da viabilidade técnico-econômica

SADAT: Sistema atmosférico de dispersão de água tratada

STARS: *Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator*

TCC: Trabalho de conclusão de curso

VPL: Valor presente líquido

Capítulo I

Introdução

1. Introdução

Os dias atuais exige um conhecimento globalizado, que seja interligado entre as ciências, trace um paralelo com o desenvolvimento da humanidade, esteja focado nas razões econômicas e possa se fundamentar na sustentabilidade do planeta. Isso faz do profissional moderno alguém polivalente em seu campo de trabalho mesmo com as especializações muitas vezes requeridas para um cargo.

Nesse cenário a carreira de Engenharia de Petróleo desponta não apenas como uma das mais promissoras, sobretudo no Brasil depois das descobertas do pré-sal, mas também como uma das mais impactantes no cotidiano da sociedade e com um intenso foco na multidisciplinariedade. Além disso, a Engenharia de Petróleo é um ramo onde a experiência profissional adquirida ao longo dos anos muitas vezes é decisiva para o desenvolvimento de um trabalho. Um campo ou um poço pode apresentar peculiaridades que agrega ao profissional responsável por conduzi-lo um conhecimento único, até mesmo fora da literatura.

O estudo sobre o petróleo é uma exemplificação prática de método holístico. Ou seja, um estudo das partes para a compreensão do todo, do sistema por completo a fim de entender as interações individuais de cada fração que o compõe considerando também as experiências de quem o faz. Cada componente tecnológico e científico contribui para a montagem do quebra-cabeça que forma um campo petrolífero e suas ramificações: produção, processamento, transporte e distribuição.

Neste trabalho tem-se a oportunidade de colocar em prática o conhecimento adquirido. Para isto, as seguintes disciplinas foram essenciais:

PTR0401 – Reservatórios

PTR0402 – Métodos de recuperação suplementar

PTR 0501 – Tratamento da água produzida de reservatórios de petróleo

PTR 0405 – Simulação numérica de reservatórios

Estes conteúdos serão abordados no estudo de um campo hipotético desde, a análise de mapas geológicos à econômica. Para isto, por meio de simulação numérica de reservatório será possível, ajustar histórico, definir o método de recuperação e as intervenções de perfuração (adição de poços) e completação, bem como, desenvolver soluções para o descarte da produção residual em concordância com um projeto economicamente viável e sustentável.

1.1. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo explorar as habilidades e conhecimentos desenvolvidos ao longo da graduação para elaborar um estudo de valoração e exploração de uma nova jazida petrolífera, a partir de dados próximos da realidade para trabalhar desde a geologia até o descarte de resíduos da produção do campo hipotético 3TCC2012.1.

Em termos acadêmicos, essa unificação de conhecimento mostra a capacidade da graduação cursada e para o mercado de trabalho, apresenta as habilidades potenciais do profissional que está sendo formado. Ao longo dos próximos capítulos serão contempladas as seguintes abordagens:

Capítulo II: Aspectos Teóricos - Engloba os conceitos fundamentais para o melhor entendimento deste trabalho.

Capítulo III: Modelagem do processo – Descreve como o modelo para o campo 3TCC2012.1 foi desenvolvido enfocando o desenho da malha, os parâmetros de reservatório e operacionais, as simulações e análises realizadas. Neste capítulo também será mostrada uma solução para o descarte do alto volume de água produzida.

Capítulo IV: Resultados e discussões – Mostra e discute os resultados do estudo.

Capítulo V: Conclusões – Lista em tópicos os pontos conclusivos e aponta recomendações para trabalhos futuros.

Ao final as referências-base são apresentadas.

Capítulo II

Aspectos Teóricos

2. Aspectos Teóricos

Para uma melhor compreensão deste trabalho alguns conceitos precisam ser previamente apresentados. Uma breve explicação a respeito dos métodos de recuperação térmica, estudo da viabilidade técnica econômica e dispersão atmosférica será mostrada nesse capítulo.

2.1. Método de Recuperação

Durante a vida de um campo de petróleo algumas etapas são decisivas para a continuidade do projeto. Por exemplo, a escolha do método de recuperação suplementar a fim de extrair mais óleo quando a produção do reservatório inicia seu declínio.

A escolha do método de recuperação considera as condições do sistema e a viabilidade econômica. Sistemas de óleo pesado como o do presente trabalho são submetidos a métodos térmicos a fim de, uma vez reduzindo a viscosidade haja maior varrido e consequentemente, maior produção do óleo. Dentro dessas características apresentadas, a injeção de vapor é considerada mais indicado dos processos. A Figura 2.1 ilustra o método térmico utilizado neste trabalho de conclusão.

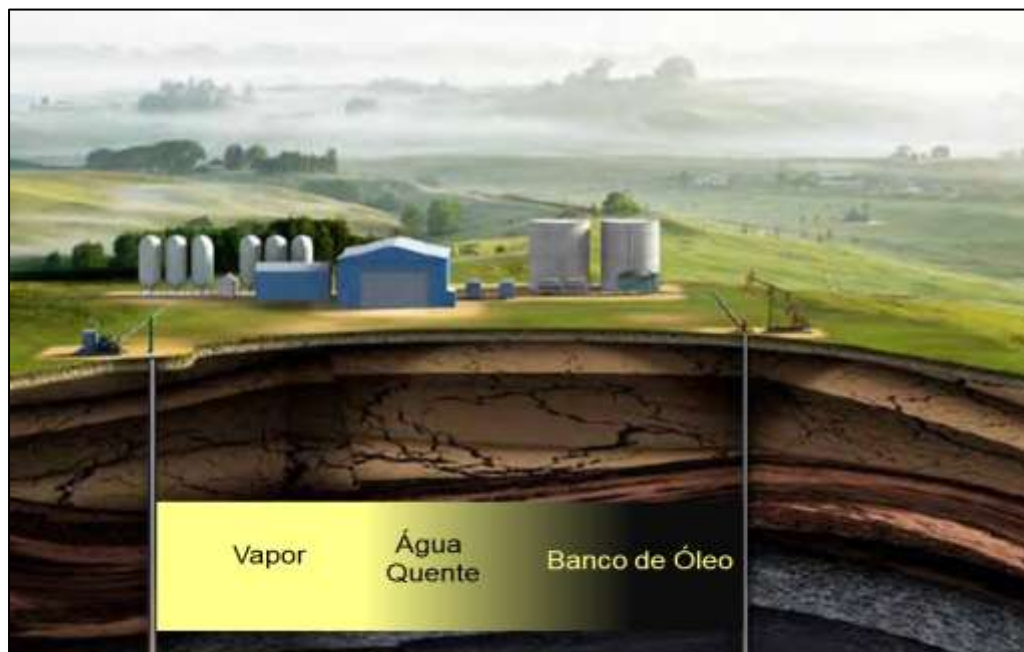


Figura 2.1: Esquema da injeção contínua de vapor

A Figura 2.1 mostra a injeção contínua de vapor que necessita de poços diferentes para produção e injeção. Seu mecanismo ocorre quando uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório.

2.2. Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE

Cada grupo de modelos simulados foi submetido à análise econômica segundo o VPL. Para isto, utilizou-se de dados aproximados, pois, não é objetivo deste trabalho realizar uma análise econômica detalhada. O que se vai mostrar é um estudo simplificado, porém, capaz de traçar um perfil econômico para tomada de decisões.

a. Custo e Receita

Os custos representam investimentos, despesas, aplicações em dinheiro, aplicações ou parcelas que foram deixadas de receber. Receitas representam dividendos ou economias realizadas.

b. Valor Presente Líquido – VPL

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como objetivo avaliar por meio de fluxos de caixa os impactos de eventos futuros no valor presente de um projeto ao longo de sua vida útil.

c. Fluxo de Caixa

É a apreciação das contribuições monetárias (entradas e saídas de dinheiro) ao longo do tempo a uma caixa simbólica já constituída. O fluxo dos modelos desse trabalho é apresentado na Figura 2.2.



Figura 2.2: Fluxo de caixa ilustrativo do projeto

A partir da Figura 2.2, calcula-se o valor presente líquido.

d. Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade consiste na quantificação do valor da oportunidade que está sendo perdida por não se investir em outras aplicações.

2.3. Dispersão Atmosférica

O modelo físico idealizado para este trabalho possui dois pontos fortes de indicação de altos volumes de produção de água: Uma extensa zona de água e a presença de óleo pesado o que faz necessário o uso de um método térmico, injeção de vapor no caso, que aumentaria tal produção. Por isso foi proposto um sistema para descarte que para ser melhor compreendido, os conceitos a seguir precisam ser apresentados.

- **Dispersão Atmosférica**

Entende-se por dispersão o processo caracterizado pelo espalhamento de partículas para diferentes partes em três etapas: emissão, transporte e de imissão. Dessas etapas apenas o transporte será o foco deste trabalho. Esta depende diretamente das partículas a serem dispersas, bem como, dos aspetos meteorológicos do meio onde o sistema é instalado. A Figura 2.3 esquematiza o processo de dispersão.

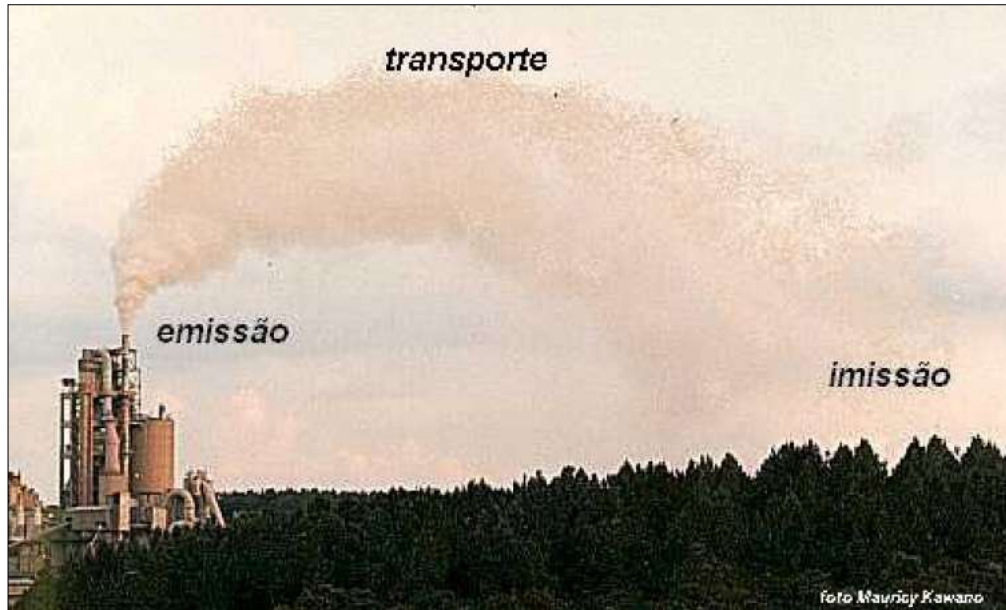


Figura 2.3: Etapas de uma dispersão: emissão, transporte e imissão (Modificado de Lisboa, 2010)

Matematicamente, o transporte apresentado na Figura 2.3 implica no desenvolvimento e estudo do comportamento de uma pluma.

- **Aspectos Meteorológicos**

As condições externas, aquelas imprevisíveis que em geral, não são consideradas, uma vez acontecendo modificam todo o cenário da abordagem. Quando essas condições externas estão vinculadas ao meio ambiente mais cauteloso deve ser o estudo.

- a. Ventos**

Se o ar se move em relação ao solo, pode-se dizer que se trata de vento. Assim, uma série de forças coloca este ar em movimento como: Gradiente de pressão, gravidade, fricção e força de Coriolis.

Na prática, o vento tende a soprar de maneira constante, sem mudanças de velocidade e direção em relação a Terra. A 2ª lei de Newton expressa que uma vez aplicando uma força, é produzida uma aceleração proporcional. Com isso, se não há aceleração, não

pode haver forças. E uma vez não existindo essas forças, fica evidente a presença de um equilíbrio. Somente sob essas considerações o vento pode soprar com velocidade constante. Assim, pode-se dizer que o ar se move normalmente e está sujeito a um equilíbrio de forças. (Henry, J.G e Heinke, G.W.; 1999).

b. Escalas de Movimento

São três as escalas de movimento: sinótica, mesoescala e microescala. Em termos de extensão são distribuídas conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Extensões das escalas de movimento

		Escalas		
		Sinótica	Mesoescala	Microescala
Extensões	Horizontal	100 km a 300 km	Até 1 km	100 m a 500 m
	Vertical	14 km	100 km	10 km

Em virtude das extensões da Tabela 2.1, o sistema de dispersão proposto se enquadra na Microescala na qual, são inseridos os movimentos resultantes dos efeitos aerodinâmicos das edificações, da rugosidade das superfícies e da cobertura vegetal. Nesta, quaisquer pequenos obstáculos interferem na trajetória da dispersão.

c. Gradiente Térmico

A influência da temperatura na atmosfera é mais significativa na direção vertical, responsável pelos processos de ascensão e descenso do ar. Como a pressão atmosférica diminui com a altitude, se um volume de ar seco ou não saturado for elevado, sua pressão diminui e devido à expansão a temperatura também diminui. Se esse decréscimo na temperatura variar em 1 °C a cada 100 m de altitude tem-se o chamado gradiente adiabático de temperatura, ilustrado na Figura 2.4.

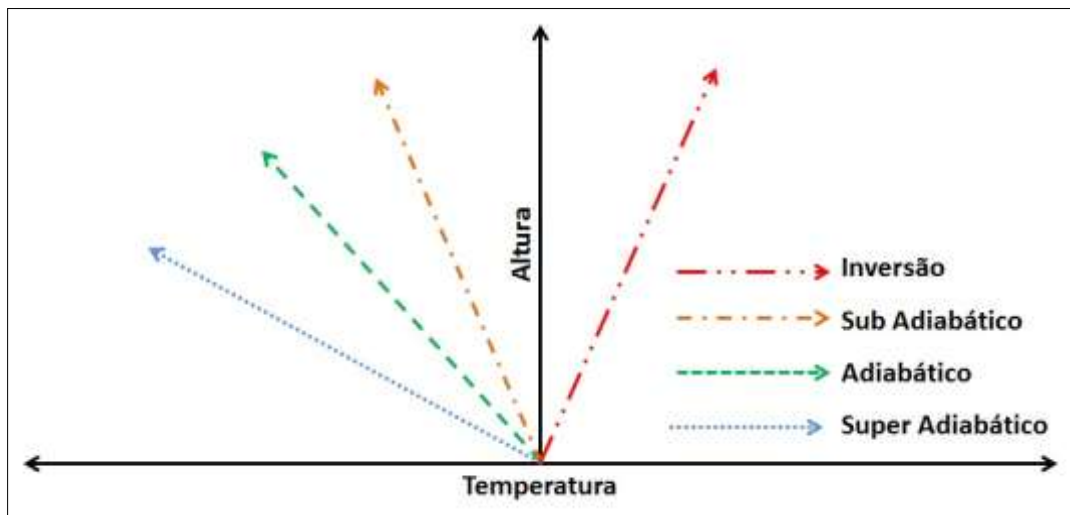


Figura 2.4: Gradiente térmico

O gradiente adiabático da Figura 2.4 é tido como padrão, temperaturas que decrescem mais rápido do que o comportamento nesse sistema são categorizadas como super adiabáticas. Quando decrescem de forma mais lenta, são sub adiabáticas. O caso extremo ocorre quando a temperatura aumenta com a altura, a chamada inversão.

d. Estabilidade Atmosférica

Para esse estudo, turbulência e estabilidade podem assumir o mesmo significado: resistência ao movimento vertical ou intensificação deste. E depende dentre outros fatores, do gradiente vertical de temperatura, da rugosidade do terreno, da velocidade do vento e dos efeitos da viscosidade.

• Processos de Dispersão

Gifford (1959) (apud, Dourado, H.O., 2007) propôs que a dispersão emitida para a atmosfera é o resultado do espalhamento do composto na pluma originada, bem como da flutuação desta devido à variação da direção do vento. Sabe-se também que a forma como as partículas se dispersam na atmosfera segue, basicamente a tendência do gradiente de temperatura. Com base nesse modelo pluma e no gradiente térmico, os processos de dispersão podem ser definidos de acordo com a Figura 2.5.

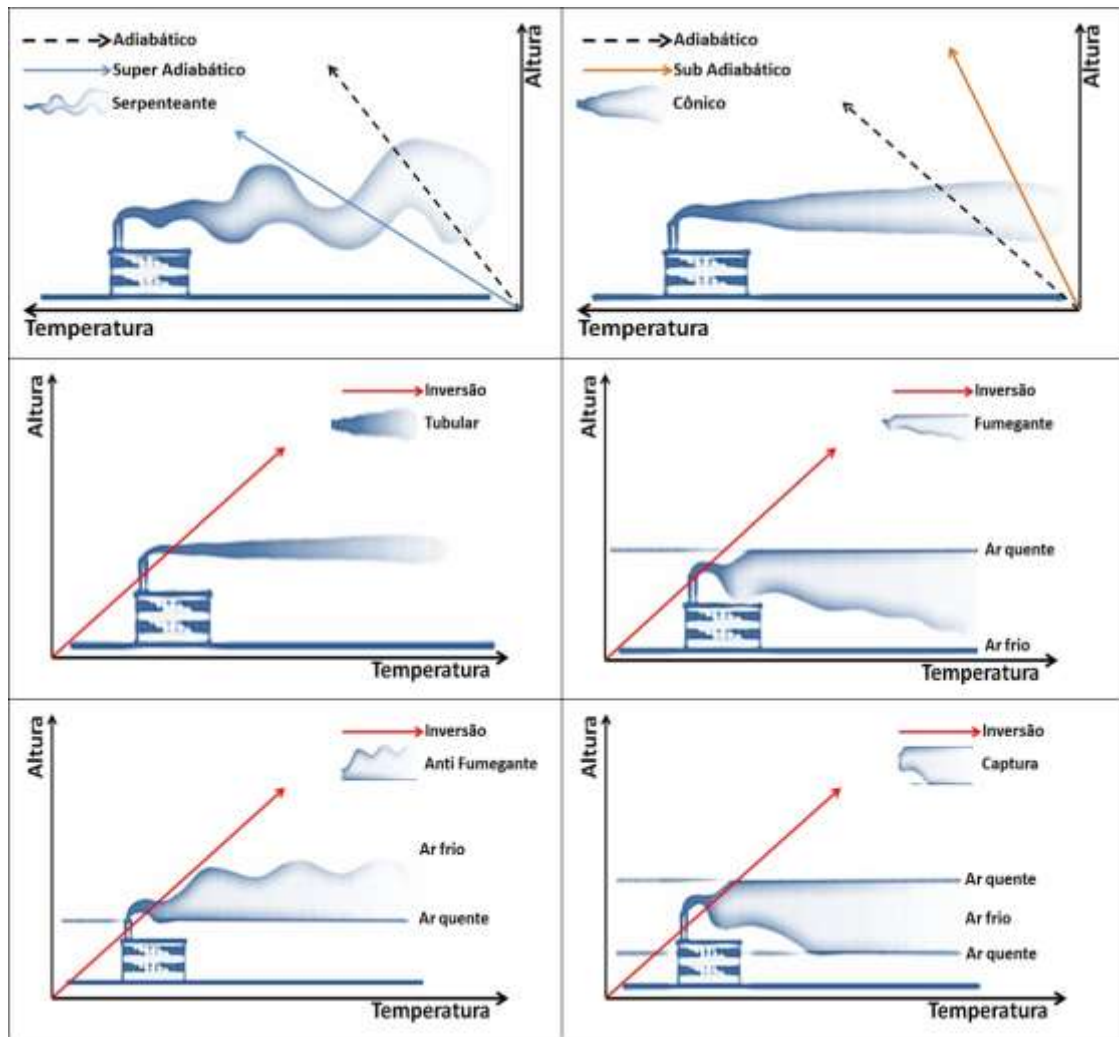


Figura 2.5: Processos de dispersão

Considerando o clima predominante na região da Bacia Potiguar, dos sistemas de dispersão apresentados na Figura 2.5 se enquadra em um possível padrão para o SADAT o modelo Serpenteante cujas características principais são: Perfil térmico super adiabático, a temperatura diminui mais rápido que a adiabática. São condições predominantes para sua ocorrência: atmosfera instável, ventos fracos, céu claro com poucas nuvens e muita insolação.

Neste modelo, a estabilidade de origem térmica provoca grandes turbilhões que aceleram a dispersão. No entanto, em nível numérico, o modelo cônico é o desejável. Assim sendo, só um estudo mais detalhado definiria a melhor formatação.

Capítulo III

Modelagem do Processo

3. Modelagem do Processo

Este capítulo apresenta o modelo do campo estudado bem como, descreve como o projeto foi desenvolvido através de simulação numérica, considerando a análise econômica e por fim, apresenta o desafio proposto e sua solução.

3.1. Modelo Físico

A fim de explorar ao máximo os conteúdos estudados ao longo da graduação, a elaboração do modelo físico partiu de um mapa estrutural do Campo 3TCC2012.1 conforme ilustrado na Figura 3.1.

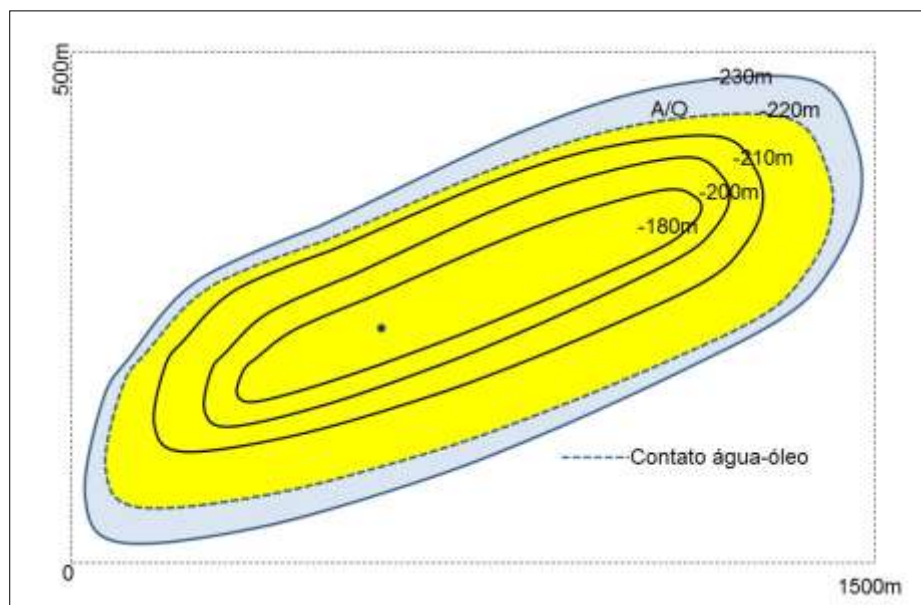


Figura 3.1: Mapa estrutural das zonas de interesse do campo 3TCC2012.1

A Figura 3.1 evidencia a larga extensão da zona de óleo em relação à de água. Contudo, a fim de aplicar um novo sistema de descarte de água produzida foi proposta uma modificação no modelo inicial expandindo a zona de água de modo que, no simulador o desenho final fosse trabalhado conforme as Figuras 3.2 e 3.3.

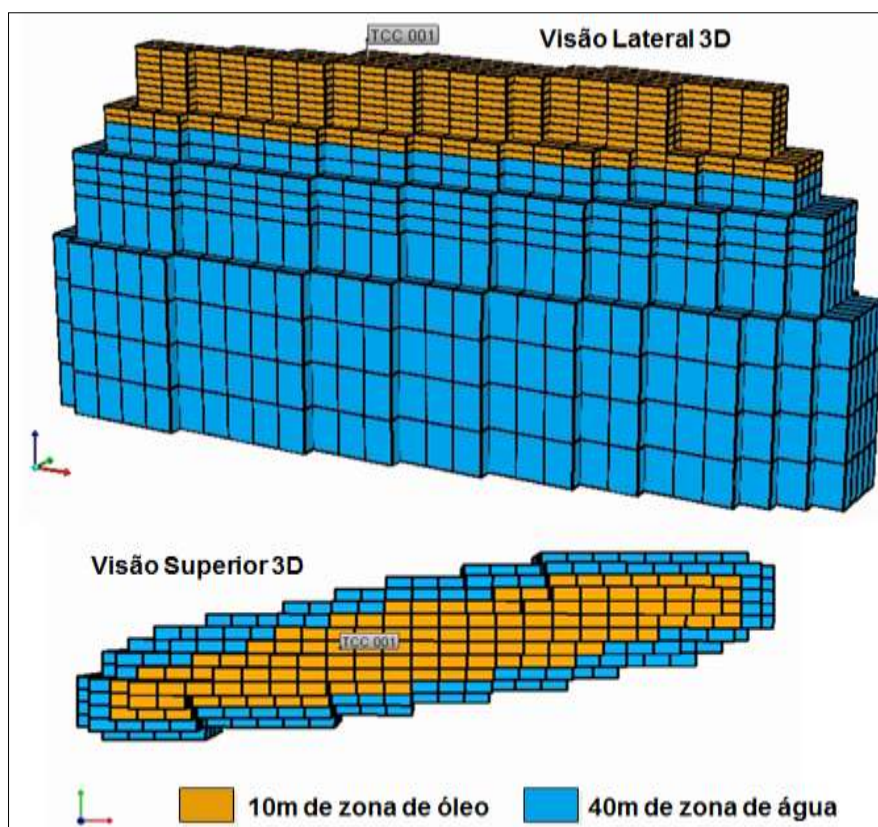


Figura 3.2: Visão 3D do Campo 3TCC2012.1

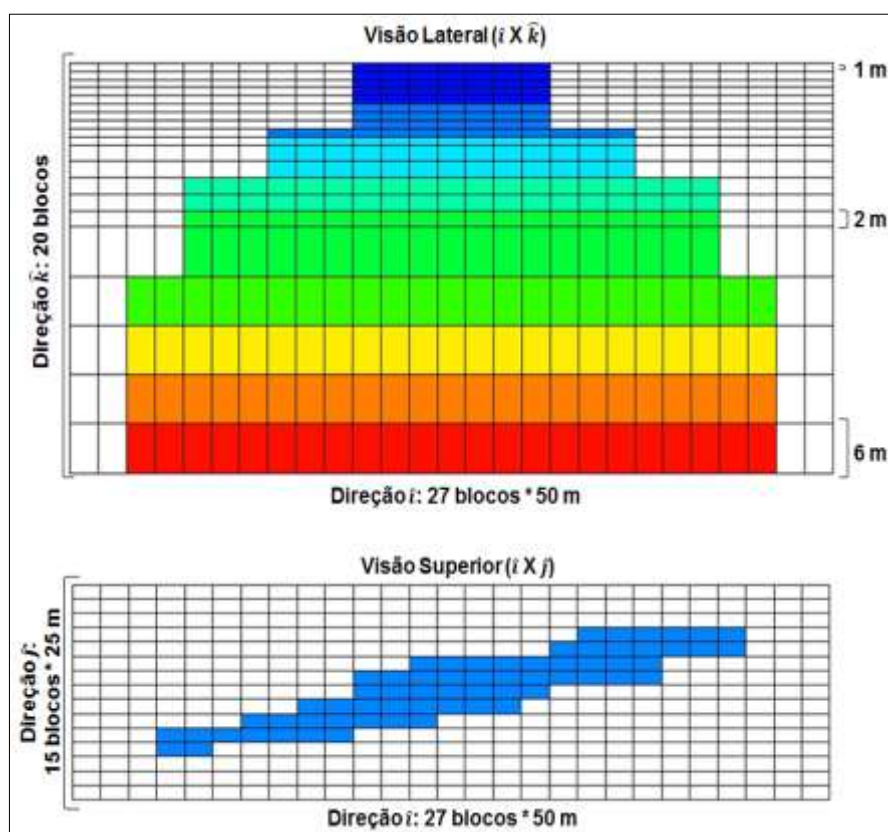


Figura 3.3: Dimensionamento do modelo físico em 8100 blocos

As imagens das Figuras 3.2 mostram um modelo físico homogêneo, sem barreiras de permeabilidade. A proposta deste trabalho foi estudar o melhor arranjo de poços a fim de proporcionar uma drenagem eficiente do reservatório aliada à viabilidade econômica. O estudo também considerou a quantidade de blocos disponíveis para simulação. Dessa forma, em um modelo cartesiano de 8100 blocos (4140 ativos e 3960 nulos), o campo hipotético foi distribuído conforme a Figura 3.3.

Os blocos da Figura 3.3 estão dispostos com o intuito de contemplarem o mapa estrutural inicial. As primeiras dez camadas são de óleo e para uma melhor simulação foram mais refinadas. As camadas subsequentes são de água e apresentam diferentes dimensões de profundidade. A divisão dos blocos ativos e nulos está esquematizada na Tabela 3.1

Tabela 3.1: Configuração dos 8100 blocos

	Configuração dos Blocos			
	I	J	k	Total
Todos os Blocos	27*50 m	15*25 m	(10*1 m) + (5*2 m) + (5*6 m)	8100 blocos
Blocos Ativos	23*50 m	15*25 m	4*6 m	1380 blocos
	19*50 m	15*25 m	4*2m	1140 blocos
	13*50 m	15*25 m	(2*1 m) + (2*2 m)	780 blocos
	4*50 m	15*25 m	8*1 m	840 blocos
Blocos Nulos	4*50 m	15*25 m	(10*1 m) + (5*2 m) + (5*6 m)	1200 blocos
	4*50 m	15*25 m	(10*1 m) + (5*2 m) + (1*6 m)	960 blocos
	6*50 m	15*25 m	(10*1 m) + (2*2 m)	1080 blocos
	6*50 m	15*25 m	8*1m	720 blocos

Os blocos ativos da Tabela 3.1 compõem o modelo de interesse deste trabalho.

3.2. Modelo de Fluido

Para modelar um sistema de óleo pesado, por sua semelhança com a parafina encontrada no petróleo, somente o icosano ($C_{20}H_{42}$) foi o hidrocarboneto escolhido para simulação pesado. As propriedades desse componente estão listadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Propriedades do fluido

Propriedades do Fluido	
Compressibilidade do líquido	$5.10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Densidade	0,1712 lbmol/ft ³
Peso molecular	282,556 lb/lbmol
Pressão crítica	161 psi
Temperatura crítica	920,93 °F

As características da Tabela 3.2 são reforçadas com a viscosidade do óleo. Tal propriedade influenciada pela variação da temperatura, foi de 1000 cP à 37,78°C e seu comportamento é observado na Figura 3.4.

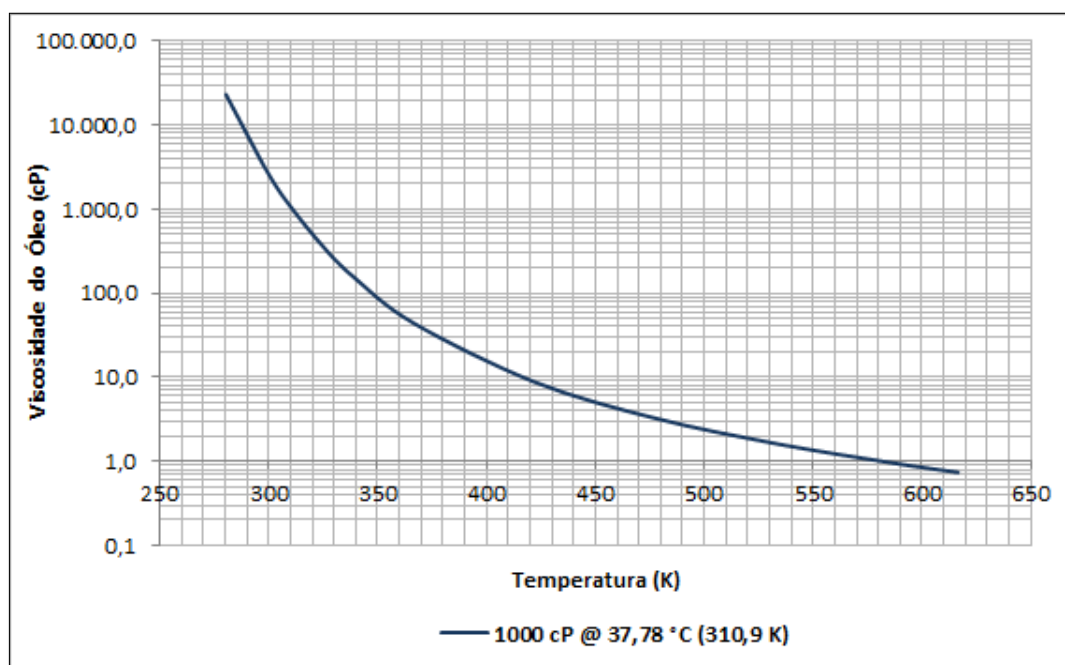


Figura 3.4: Comportamento da viscosidade do óleo com a temperatura (modificado de Barillas, 2005)

A modelagem da viscosidade apresentada na Figura 3.4 teve por base o trabalho desenvolvido por Barillas (2005).

As curvas de permeabilidade relativa foram geradas pelo simulador a partir dos pontos iniciais e finais inseridos nos sistemas. Os dados de entrada bem como, as equações utilizadas estão apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Correlações para o cálculo das permeabilidades relativas

Correlações para o Cálculo das Permeabilidades Relativas	
Permeabilidade relativa à água	$\kappa_{rw} = \kappa_{rwiro} \left[\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right]^{N_w}$
Permeabilidade relativa ao gás	$\kappa_{rg} = \kappa_{rgcl} \left[\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right]^{N_g}$
Permeabilidade relativa ao óleo-água	$\kappa_{row} = \kappa_{rowc} \left[\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right]^{N_{ow}}$
Permeabilidade relativa ao óleo-gás	$\kappa_{rog} = \kappa_{rogcg} \left[\frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right]^{N_{og}}$
Saturação de água crítica	$S_{wcrit} = 0,28$
Saturação de gás crítico	$S_{gcrit} = 0,1$
Saturação de óleo irreduzível à água	$S_{oirw} = 0,1$
Saturação de óleo residual a água	$S_{orw} = 0,15$
Saturação de óleo irreduzível ao gás	$S_{oirg} = 0,08$
Saturação de óleo residual ao gás	$S_{org} = 0,08$
Saturação de água conata	$S_{wcon} = 0,28$
Saturação de gás conato	$S_{gcon} = 0,08$
Permeabilidade relativa à água para: $S_w = 1 - S_{oirw}$	$\kappa_{rwiro} = 1$
Permeabilidade relativa ao óleo para: $S_w = S_{wcon}$ e $S_g = 0$	$\kappa_{rowc} = 0,8$
Permeabilidade relativa ao óleo-gás para: $S_g = S_{gcon}$	κ_{rogcg}
Permeabilidade relativa ao gás para: $S_l = S_{lcon}$	$\kappa_{rgcl} = 0,7$
Saturação de água	S_w
Saturação de óleo	S_o
Saturação de gás	S_g
Saturação de líquido	$S_l = S_w + S_o$
Expoentes	$N_w = N_{ow} = N_{og} = N_g = 2$

Para compor a Tabela 3.3 é preciso considerar que a razão de solubilidade é nula.

O resultado gerado pelas equações internas do simulador está nas Figuras 3.5 e 3.6.



Figura 3.5: Permeabilidades relativas da água e do óleo em função da saturação de água

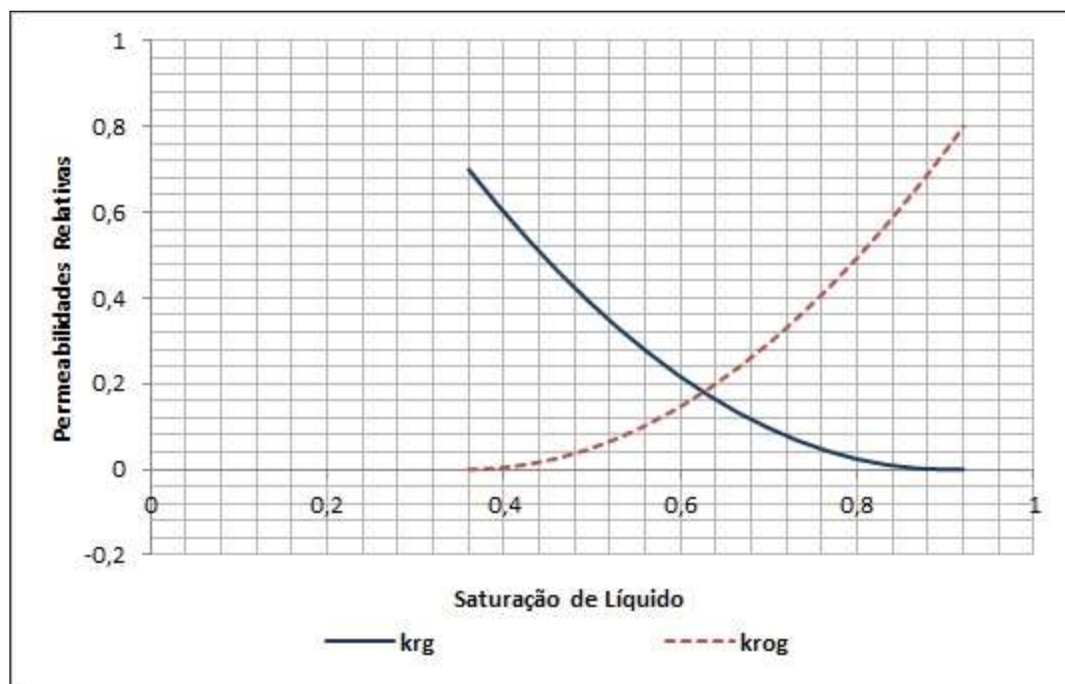


Figura 3.6: Permeabilidades relativas do gás e do óleo em função da saturação de líquido

Da Figura 3.5 observa-se que a saturação de água irreduzível é de 28% e em torno de 10% de óleo residual. Ou seja, esses valores representam as quantidades de água e óleo, respectivamente, que permanecem no reservatório. Embora não haja gás no sistema, o comportamento do vapor (água na fase gasosa) é expresso na Figura 3.6.

3.3. Parâmetros de Reservatório e Operacionais

Para a simulação do modelo físico as características de reservatório e operacionais utilizadas a fim obter uma análise de um campo de óleo pesado estão listadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Parâmetros de reservatório e operacionais

Parâmetros de Reservatório	Unidades
Condutividade térmica da água	0,62 W/mK
Condutividade térmica da rocha	1,73 W/mK
Condutividade térmica do gás	0,043 W/mK
Condutividade térmica do óleo	0,13 W/mK
Contato água-óleo	190 m
Permeabilidade horizontal	1.000 mD
Permeabilidade vertical	100 mD
Porosidade	25%
Pressão no topo	241,8 kPa (350,7psi)
Profundidade do reservatório	180 m
Saturação de água conata	0,28 %
Temperatura inicial	48 °C (118,4 °F)
Volume de óleo in place	149720 m ³ std
Parâmetros Operacionais	Unidades
Distância entre os poços	Variável > 100 m
Intervalo de completação	6 ^a a 10 ^a camada
Pressão máxima para injeção	7.198 kPa (1044,0 psi)
Pressão mínima de produção	196,5 kPa (28,5 psi)
Temperatura de injeção do vapor	260 °C (550 °F)
Tempo de projeto	20 anos
Título do vapor	0,50
Vazão máxima de produção	200 m ³ std/dia
Vazão de injeção	100 e 200 ton/d
Viscosidade do óleo na condição de 37,78 °C (100 °F)	1.000 cP

Os parâmetros da Tabela 3.4 constituíram um modelo próximo da realidade a fim de que fosse possível, simular um campo de óleo pesado submetido a um método térmico.

3.4. Metodologia

A organização deste Trabalho de Conclusão de Curso foi dividida em duas partes: a modelagem do projeto e a modelagem dos resultados.

3.4.1. Modelagem do Projeto

O simulador comercial *STARS* – 2010 da *CMG* foi utilizado para desenvolver o modelo físico homogêneo com diferentes arranjos de poços para representar um campo de óleo pesado submetido à injeção de vapor. Das dez camadas possíveis de completação optou-se pela zona inferior (6ª a 10ª camada), pois de acordo com Rodrigues (2008), esta é a seção de maior varredura do vapor no reservatório, reduzindo a segregação gravitacional dos fluidos.

3.4.2. Modelagem dos Resultados

A modelagem dos resultados partiu do estudo de campo com um único poço e fundamentou-se na análise da necessidade da inserção de novos poços e de um método térmico tendo em vista a alta viscosidade do óleo.

Como o 3TCC2012.1 é um campo extenso primeiramente, obsevou-se o número máximo de poços que poderiam ser perfurados respeitando a distância mínima de 100 metros entre eles. Assim três malhas foram projetadas com 9, 10 e 11 poços simultâneos. Escolhidos os três cenários de agrupamentos de poços a etapa seguinte foi definir estratégias de injeção de vapor. Para estas estratégias, foram utilizadas duas vazões de injeção na segunda metade do tempo de projeto, período proposto no planejamento do projeto inicial.

Os modelos simulados foram divididos em 5 grupos de 3 malhas cada, conforme mostram a Tabela 3.5 e a Figura 3.7.

Tabela 3.5: Características dos grupos analisados

	Modelo	Produtores	Produtores Convertidos em Injetores	Locação exclusiva para injeção	Início da injeção de 200ton/d	Início da injeção de 100ton/d
Grupo 1	A	9	1		10	
	B	10	1		10	
	C	11	1		10	
Grupo 2	D	9	3		10	
	E	10	3		10	
	F	11	3		10	
Grupo 3	G	9	3		10	15
	H	10	3		10	15
	I	11	3		10	15
Grupo 4	J	6		3	10	
	K	7		3	10	
	L	8		3	10	
Grupo 5	M	6		3	10	15
	N	7		3	10	15
	O	8		3	10	15

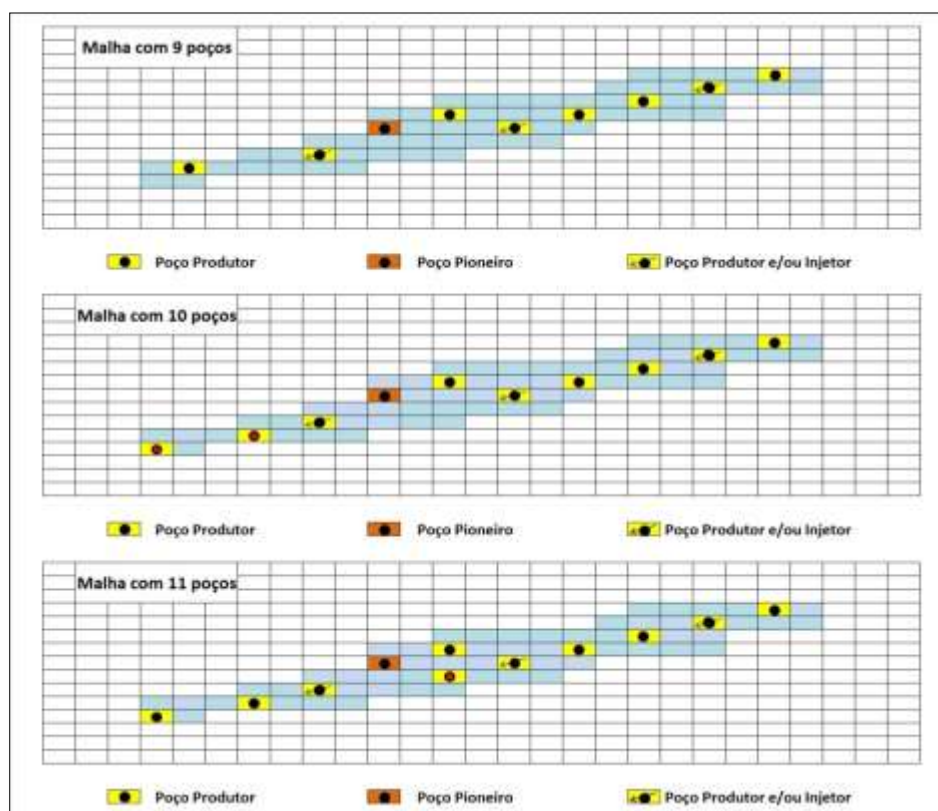


Figura 3.7: Arranjo dos três cenários de malhas

Os grupos da Tabela 3.5 são descritos a seguir:

- Grupo 1: Os modelos são iniciados com todos os poços produzindo. No 10º ano um desses é convertido em injetor e passa a fornecer 200 ton/d de vapor ao sistema.
- Grupos 2 e 3: Os modelos são iniciados com todos os poços produzindo. No 10º ano três desses são convertidos em injetores e passam a fornecer 200 ton/d de vapor ao sistema. Para o Grupo 2 essa vazão se mantém até o fim do projeto. Para o Grupo 3, é reduzida para 100 ton/d no 15º ano e assim segue até o final.
- Grupos 4 e 5: Os modelos são iniciados com três poços produtores a menos do que os do Grupo 2. No 10º ano três desses são convertidos em injetores e passam a fornecer 200 ton/d de vapor ao sistema. Para o Grupo 4 essa vazão se mantém até o fim do projeto. Para o Grupo 5, é reduzida para 100 ton/d no 15º ano e assim segue até o final.

As três malhas da Figura 3.7 mantém certa equivalência de posicionamento dos poços a partir do poço pioneiro.

3.4.3. Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica – EVTE

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

1º. Levantamento dos custos iniciais: Os custos iniciais ou investimento envolvendo o preço dos poços, desconsiderando os gastos com a recompletação, foram calculados segundo a Equação 01:

$$\text{Custo Inicial (US\$)} = [\text{Poço Vertical Raso (US\$)} * (\text{Nº de poços})] \quad (01)$$

$$\text{Onde: Poço Vertical Raso (US\$)} = 400000,00$$

2º. Levantamento dos custos operacionais: Os custos operacionais refletem os gastos anuais com o vapor e com o tratamento e descarte da água produzida. Matematicamente, estão expressos na Equação 02:

Custo Operacionais (US\$) =

$$[Winj(ton) * \text{Custo anual do vapor}(US\$/ton)] + [Wp(m^3) * \text{Custo do tratamento/descarte}(US\$/m^3)] \quad (02)$$

Onde: $Winj(ton) = 200ton/d$ ou $100ton/d$

$$\text{Custo por tonelada de vapor}(US\$/ton) = 4000,00$$

$$\text{Custo do tratamento/descarte}(US\$/m^3) = 3,00$$

3°. Levantamento da receita: Os recursos em virtude da produção de óleo são contabilizados na receita conforme mostra a Equação 03.

$$\text{Receita}(US\$) = Np(bbl) * \text{Preço do óleo pesado}(US\$/bbl) \quad (03)$$

Onde: $\text{Preço do óleo pesado}(US\$/bbl) = 70$

4°. Cálculo do VPL: A partir do fluxo de caixa da Figura 2.8, o VPL é então calculado pela Equação 04.

$$VPL = \sum_{n=0}^{n=20} F_n(1+i)^{-n} \quad (04)$$

Onde: $20 = \text{tempo de projeto em anos}$

$F_n = \text{cada um dos valores futuros}$

$i = \text{taxa mínima de atratividade} = 15\%$

3.4.4. Desafio Proposto

A sustentabilidade incorpora a ideia do consumo consciente visando suprir as necessidades humanas garantindo o desenvolvimento econômico sem agredir o meio ambiente. Pensando nesta, como o modelo de campo estudado tem extensa zona de água e está submetido à injeção de vapor, foi proposto um desafio: Elaborar um sistema de descarte de água produzida.

Como solução de descarte, após tratamento, para os altos volumes de água produzida, um projeto teórico de Sistema Atmosférico de Dispersão de Água Tratada,

SADAT foi desenvolvido. O SADAT aqui apresentado está limitado à explanação das condições atmosféricas e de dispersão.

- **Sistema Atmosférico de Dispersão de Água Tratada: SADAT**

O SADAT baseia-se no modelo, da literatura, de dispersão atmosférica para poluentes e é extrapolado para a indústria de petróleo. A Figura 3.8 mostra seu esboço.

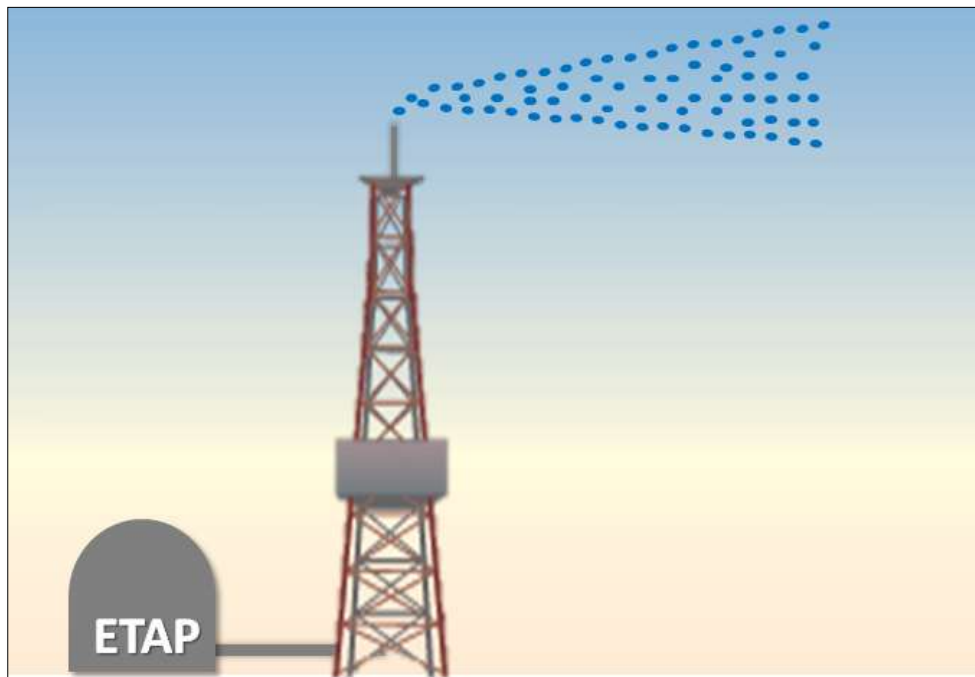


Figura 3.8: Esboço do SADAT

O esboço ilustrado na Figura 3.8 apresenta uma Estação de Tratamento de Água Produzida – ETAP, todavia, para este TCC foi abordada teoricamente, a dispersão da água sem considerar a estrutura física da estação até o ponto dispersor.

Capítulo IV

Resultados e Discussões

4. Resultados e Discussões

Este capítulo é destinado a descrição e discussão dos resultados. Primeiramente realizou-se a análise do campo apenas com o poço pioneiro e sem injeção de vapor. Depois, os grupos da Tabela 2.3 foram montados e estudados.

4.1. Estudo do campo com base nos modelos sem injeção de vapor

Primeiramente, de posse do modelo com apenas o poço pioneiro verificou-se o fator de recuperação do campo, resultado expresso na Figura 4.1.

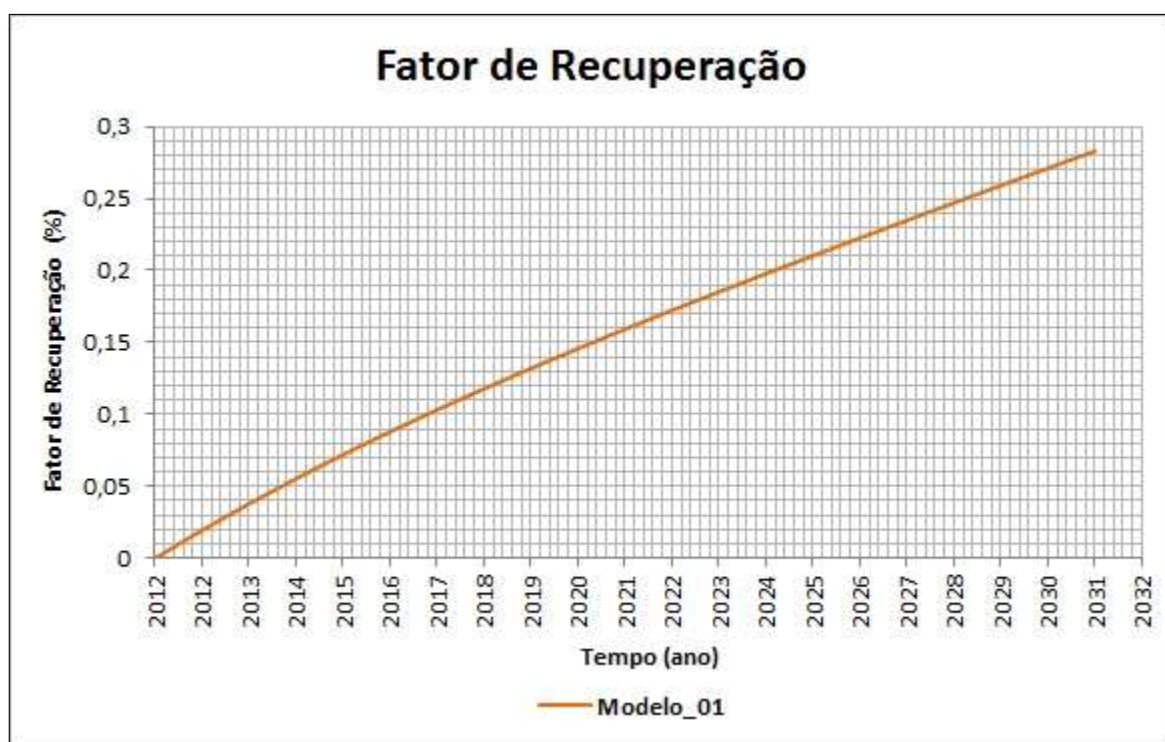


Figura 4.1: Fator de recuperação do Modelo_01

O Modelo_01 da Figura 4.1 representa o Campo 3TCC2012.1 com o poço pioneiro em produção primária, sem nenhum método suplementar de recuperação. O gráfico mostra que um único poço é insuficiente e que há necessidade da perfuração de mais poços para otimizar a drenagem do reservatório. Assim, respeitando a distância mínima de 100m entre poços, três modelos foram criados com, 9, 10 e 11 poços. A figura 4.2 e 4.3 apresenta o comportamento desses modelos.

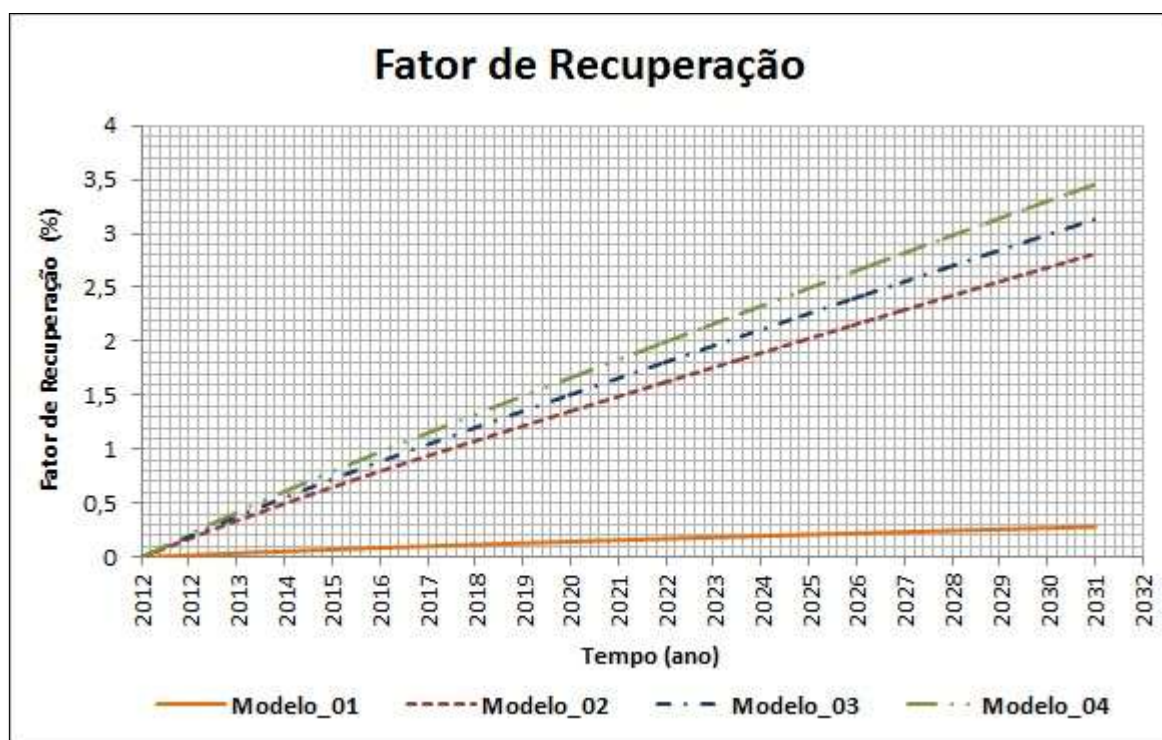


Figura 4.2: Fator de recuperação dos modelos com 1, 9, 10 e 11 poços

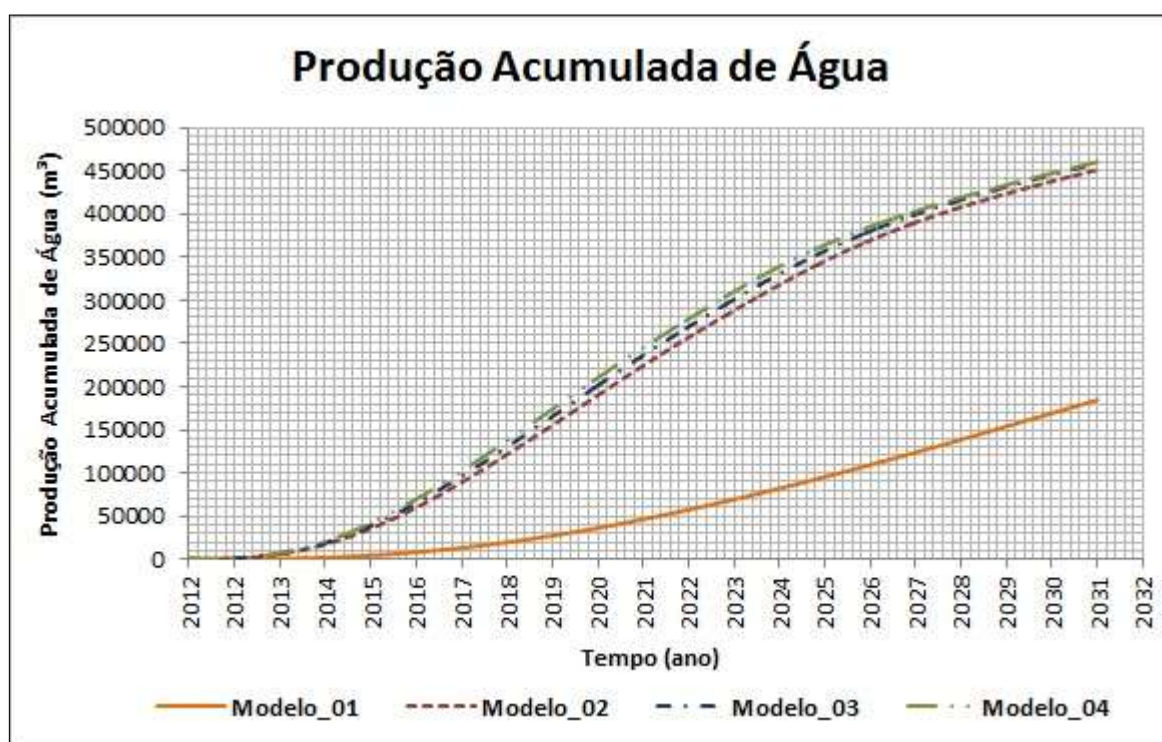


Figura 4.3: Água produzida pelos sistemas sem recuperação suplementar

O comparativo traçado na Figura 4.2 realça que os arranjos com 9, 10 e 11 poços respectivamente, Modelo_02, Modelo_03 e Modelo_04 aumentaram o fator de recuperação

do sistema. Contudo, a melhora não foi satisfatória evidenciando que o fluido muito viscoso necessita de um método térmico para aumentar sua mobilidade.

O método térmico de injeção de vapor foi então escolhido para o sistema. Pensando nos custos do processo, optou-se pela recuperação a partir do 10º ano de vida do campo deixando a primeira metade sem intervenção.

Como a injeção de vapor acarreta aumento na produção de água antes da sua implementação observou-se o quanto desta água era produzida pelos sistemas sem recuperação complementar dos Modelos 01, 02, 03 e 04 de acordo com a Figura 4.3. Este gráfico evidencia a alta produção de água, justificando a incorporação do SADAT visto que, com a injeção de vapor esse cenário tende a se agravar.

4.2. Estudo do campo com base no Grupo 1

Aplicando a injeção de vapor, em um poço injetor para cada modelo do Grupo 1, analisou-se a contribuição em termos de ganho da produção acumulada de óleo. A Figura 4.4 mostra essa evolução.

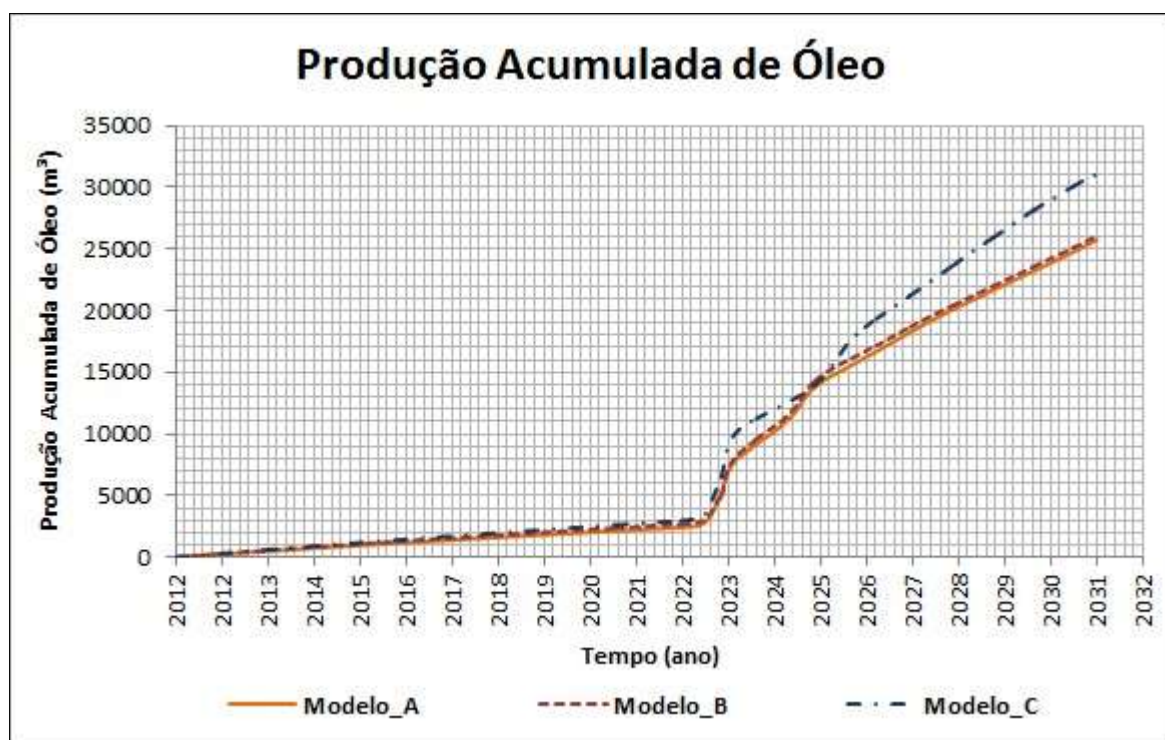


Figura 4.4: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 1

Os sistemas da Figura 4.4 apresentaram significativa melhora contudo, os valores alcançados estão aquém do previsto para a injeção de vapor que seria em torno de 50%. Por isso, o comportamento do banco de óleo foi verificado para analisar a resposta à injeção conforme mostram as Figuras 4.5 e 4.6.

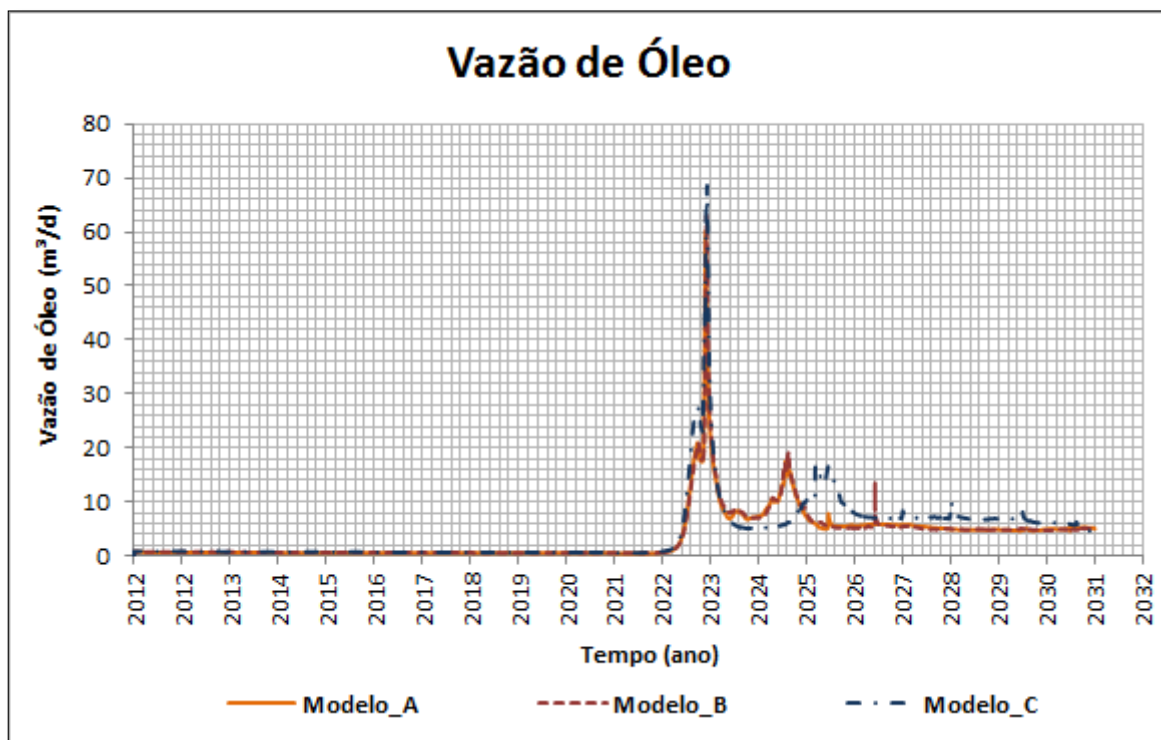


Figura 4.5: Vazão de óleo dos modelos do Grupo 1

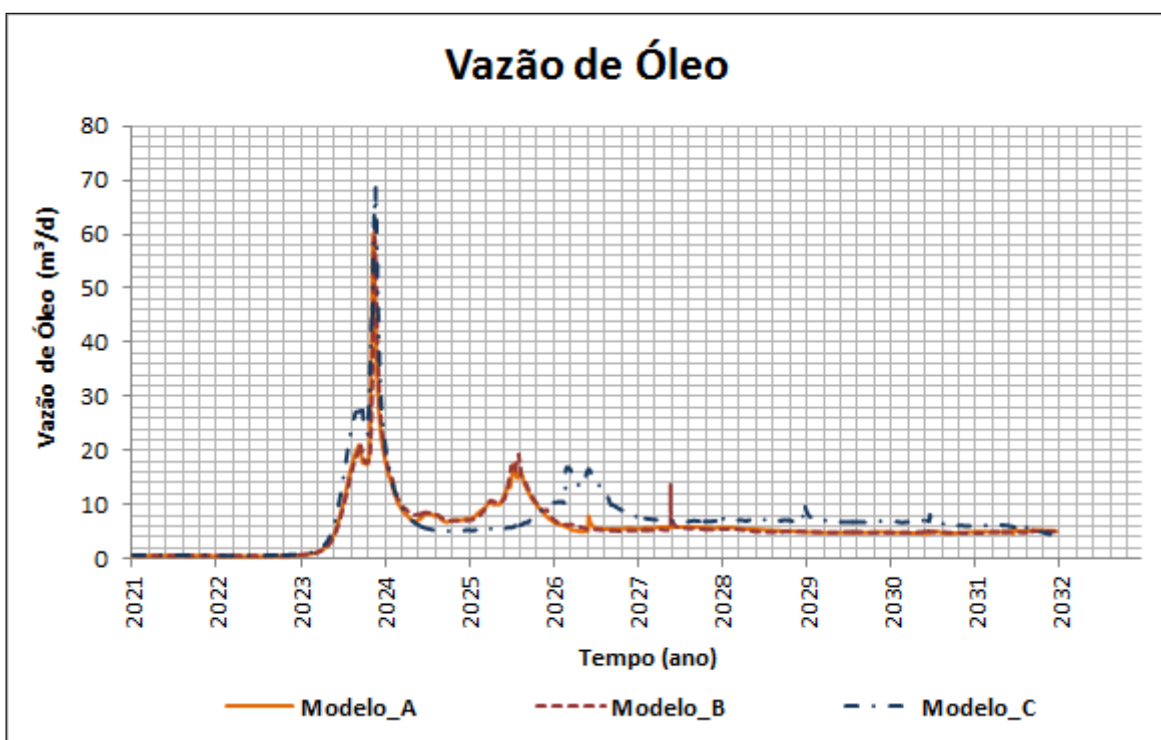


Figura 4.6: Vazão de óleo destacada dos modelos do Grupo 1

As Figuras 4.5 e 4.6 apontam comportamentos próximos para 9 e 10 poços. Para o Modelo_C de 11 poços, embora a chegada do banco de óleo seja no mesmo período, a queda é mais suave ao longo dos anos seguintes e se mantém superior aos outros dois modelos.

A fim de justificar o baixo rendimento do vapor, o mapa de temperatura para o Grupo 1 foi analisado de acordo com o que mostra a Figura 4.7.

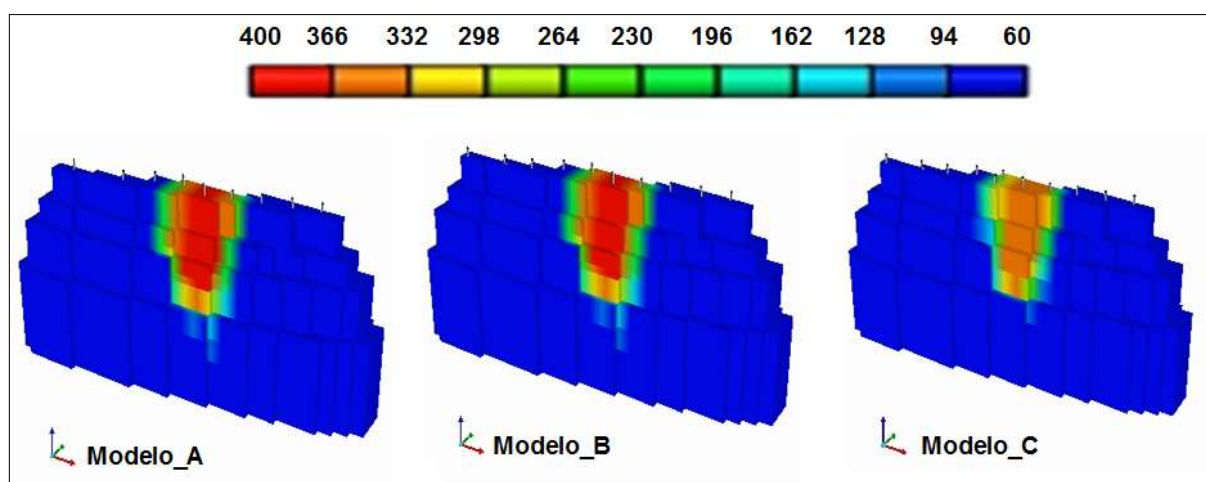


Figura 4.7: Mapa de temperatura do Grupo 1

Os mapas apresentados na Figura 4.7 mostram que as maiores temperaturas se concentram ao redor do único poço injetor localizado no centro da malha. Isso comprova a necessidade da inserção de mais poços injetores nas extremidades dos modelos para promover um melhor aquecimento do reservatório e consequentemente, aumentar a produção. A Figura 4.8 ressalta os cenários de temperatura do Grupo 2.

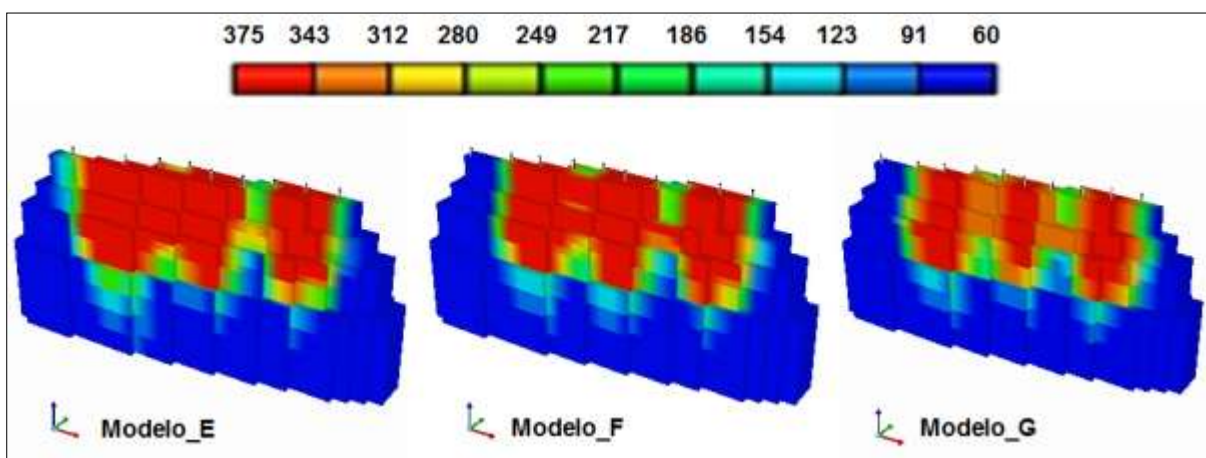


Figura 4.8: Mapa de temperatura do Grupo 2

A Figura 4.8 justifica a adição dos injetores uma vez que, evidencia a eficiência do vapor no aquecimento da zona de óleo.

4.3. Estudo do campo com base nos Grupos 2 e 3

O comportamento do fator de recuperação desses grupos em virtude do aquecimento gerado pelo vapor é mostrado nas Figura 4.9 e 4.10.

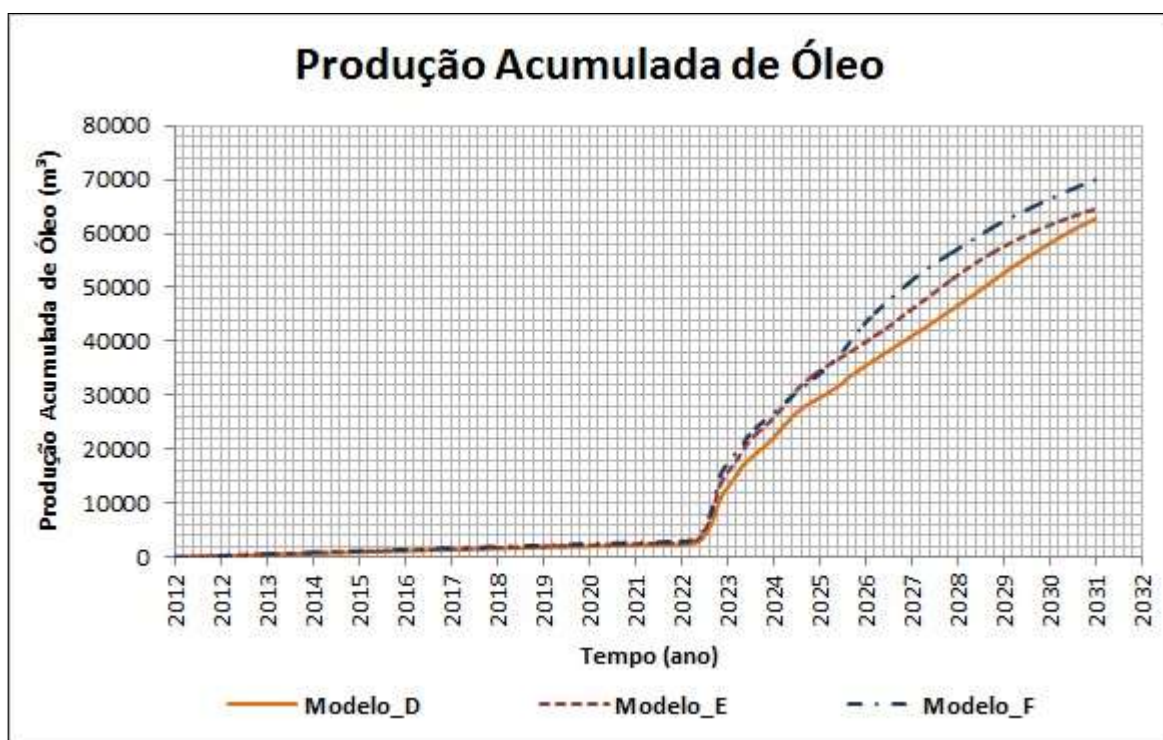


Figura 4.9: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 2

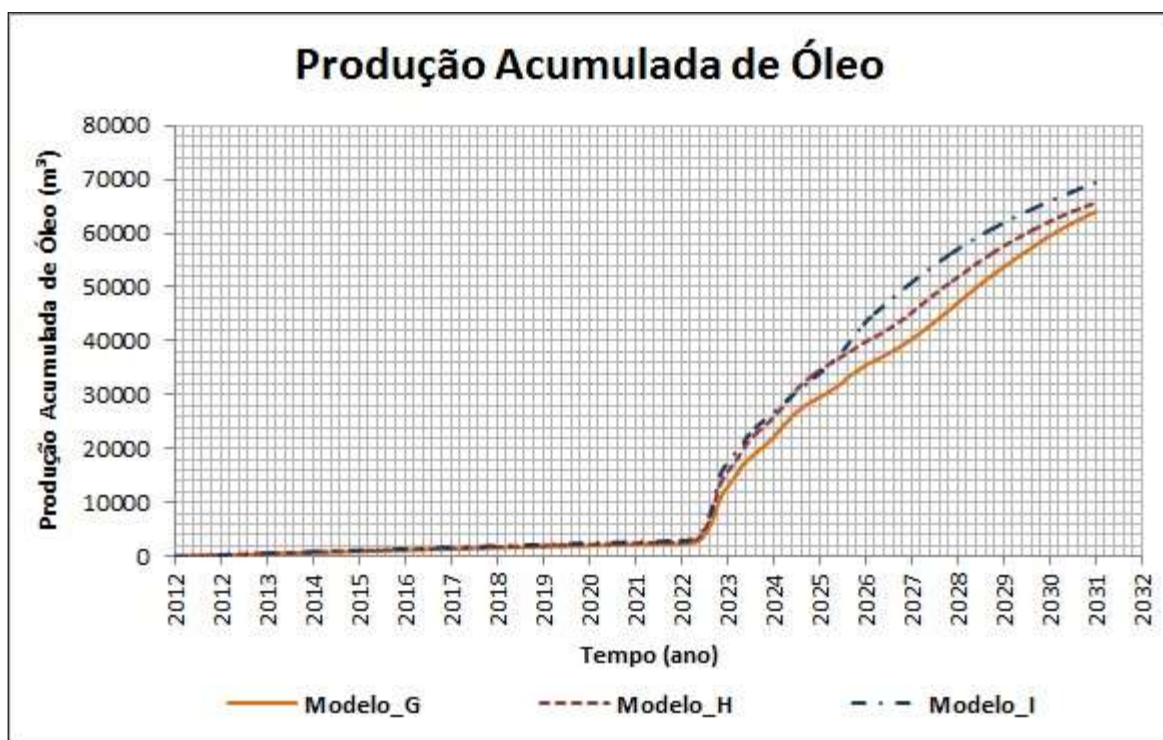


Figura 4.10: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 3

As Figuras 4.9 e 4.10 mostram a eficiência da injeção de vapor quando três injetores atuam nos sistemas. E a Figura 4.10 ainda ressalta que a redução da vazão de vapor em 50% não altera significativamente a resposta da recuperação visto que, tal redução ocorre em um momento quando o reservatório já se encontra aquecido. Isto pode ser reforçado pela análise da razão óleo-vapor das Figs 4.11 e 4.12.

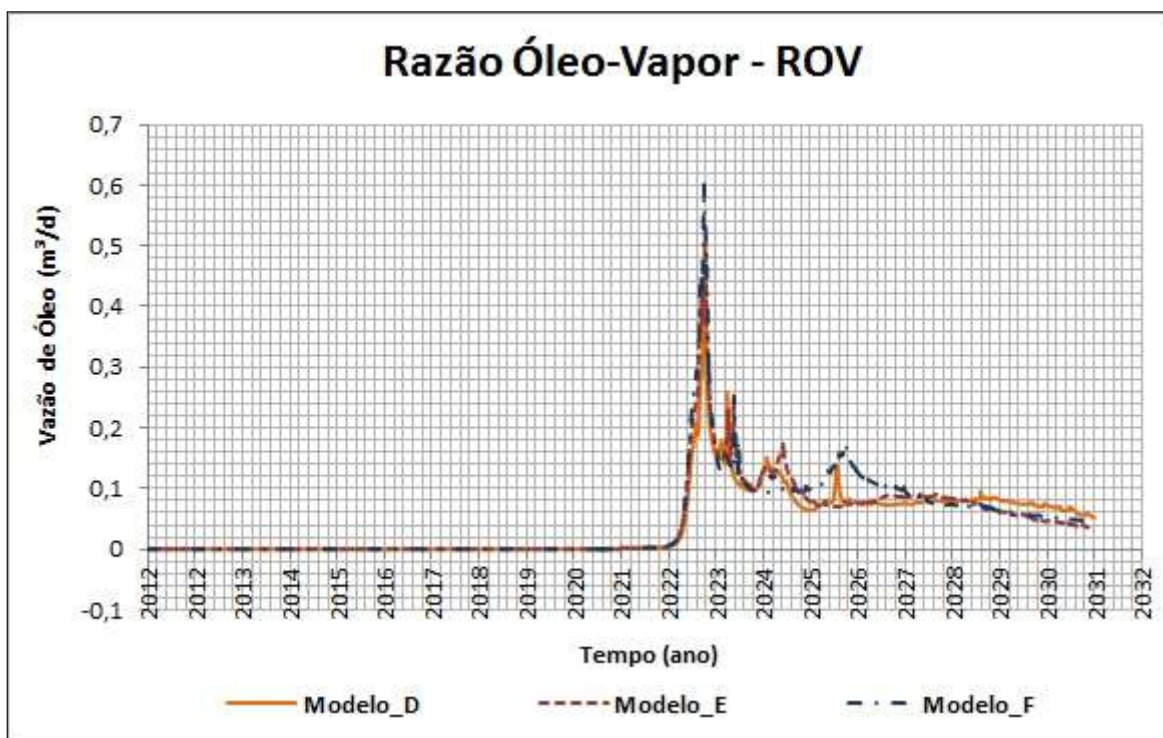


Figura 4.11: Razão óleo-vapor dos modelos do Grupo 2

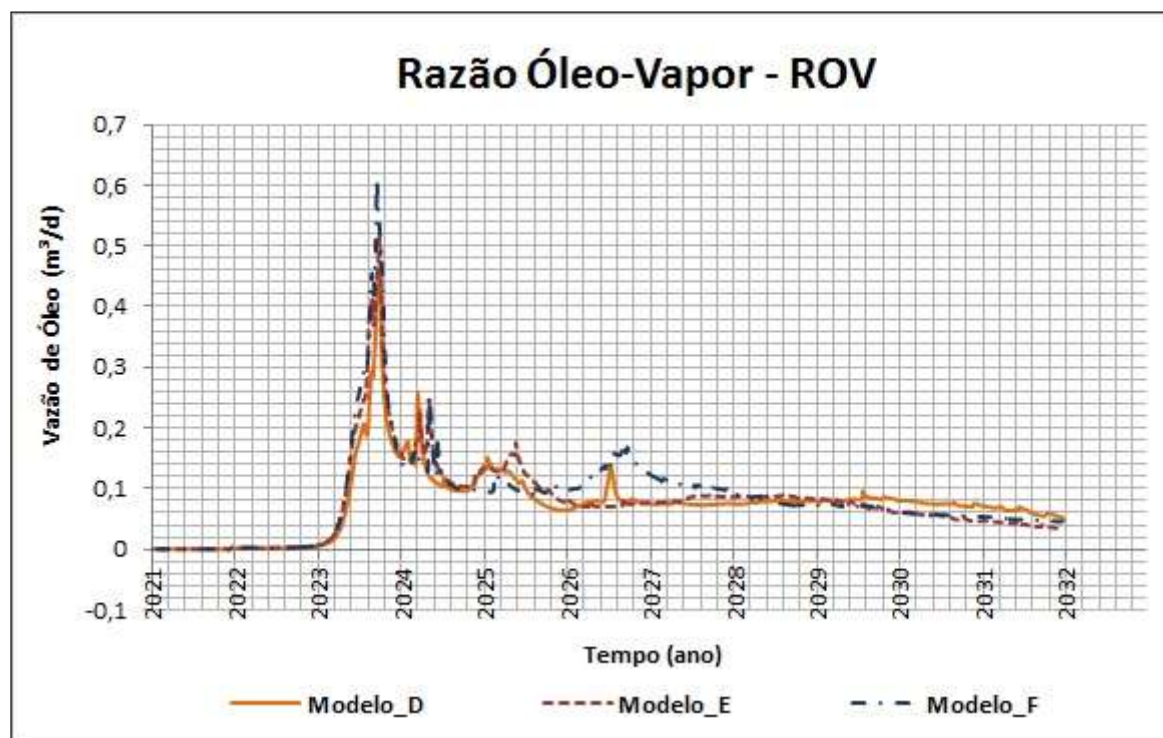


Figura 4.12: Razão óleo-vapor realçada dos modelos do Grupo 2

A razão de óleo-vapor ilustrada nas Figuras 4.11 e 4.12 justifica a redução da vazão de injeção visto que, considerando a ROV econômica de 0,10 após o 15º ano o limite econômico não é mais atingido.

4.4. Estudo do campo com base nos Grupos 4 e 5

Os Grupos 4 e 5 diferem-se dos Grupos 2 e 3 respectivamente, em função de três poços produtores a menos que estes. Ou seja, a locação dos poços injetores recebeu apenas injeção a partir do 10º ano sem produzir anteriormente. As Figuras 4.13 e 4.14 ilustram o comportamento dos sistemas.

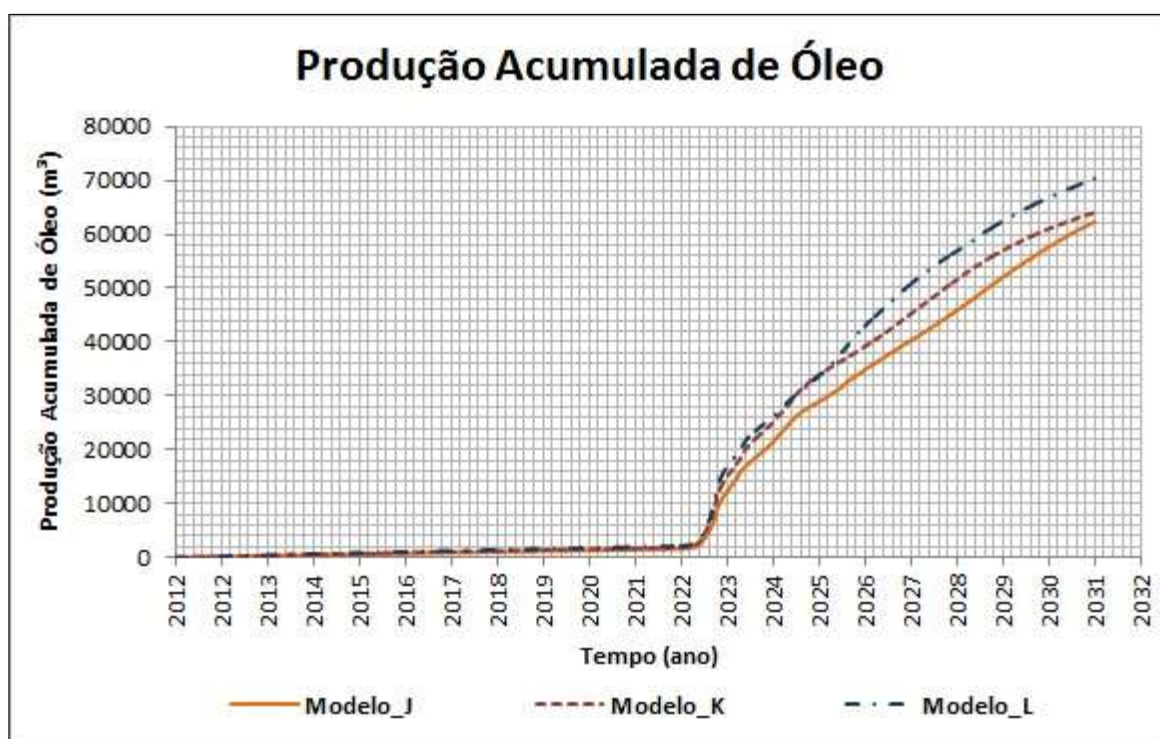


Figura 4.13: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 4

A Figura 4.13 ressalta que, a retirada de um poço produtor não causa grandes modificações nos sistemas. Isso representa uma redução nos custos sem prejuízos para a produção. Do mesmo modo, é esperado que aconteça o mesmo com os modelos do Grupo 5.

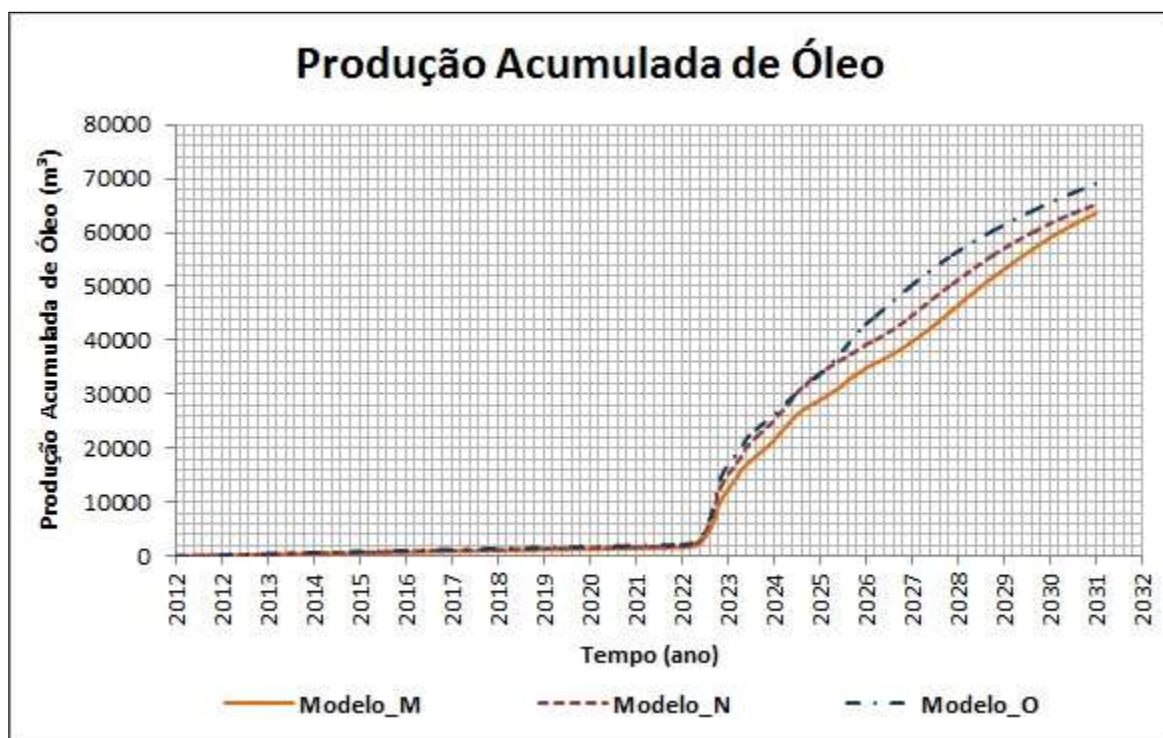


Figura 4.14: Produção acumulada de óleo dos modelos do Grupo 5

A Figura 4.14 demonstra que a redução da vazão embora diminua o fator de recuperação pode ser uma opção economicamente viável.

4.5. Análise Econômica

A escolha do melhor modelo além dos volumes de óleo produzido dependem de quanto foi recuperado e quão economicamente é viável.

O estudo da viabilidade técnico-econômica se faz necessário para comprovar ou reprovar a implantação de um projeto. Em algumas ocasiões a avaliação por volumes produzidos não é suficiente para validar um trabalho sendo preciso um estudo econômico.

A Tabela 4.1 mostra um panorama dos fatores de recuperação, ano a ano para cada grupo. Já a Tabela 4.2 resume, segundo o VPL o estudo econômico dos Grupos 2, 3, 4 e 5 cujas malhas possuem três poços injetores.

Tabela 4.1: Fator de recuperação dos grupos 2, 3, 4 e 5

Ano	Fator de Recuperação por Modelo para cada ano											
	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
2012	0,17	0,19	0,21	0,17	0,19	0,21	0,12	0,14	0,16	0,12	0,14	0,16
2013	0,34	0,38	0,42	0,34	0,38	0,42	0,23	0,27	0,30	0,23	0,27	0,30
2014	0,50	0,55	0,61	0,50	0,55	0,61	0,33	0,39	0,44	0,33	0,39	0,44
2015	0,65	0,72	0,80	0,65	0,72	0,80	0,43	0,51	0,58	0,43	0,51	0,58
2016	0,80	0,89	0,98	0,80	0,89	0,98	0,53	0,62	0,71	0,53	0,62	0,71
2017	0,94	1,05	1,15	0,94	1,05	1,15	0,62	0,73	0,83	0,62	0,73	0,83
2018	1,08	1,20	1,32	1,08	1,20	1,32	0,72	0,84	0,96	0,72	0,84	0,96
2019	1,22	1,36	1,49	1,22	1,36	1,49	0,81	0,94	1,08	0,81	0,94	1,08
2020	1,36	1,51	1,66	1,36	1,51	1,66	0,89	1,05	1,20	0,89	1,05	1,20
2021	1,49	1,66	1,83	1,49	1,66	1,83	0,98	1,15	1,32	0,98	1,15	1,32
2022	1,60	1,78	1,97	1,60	1,78	1,97	1,09	1,28	1,46	1,09	1,28	1,46
2023	8,58	10,49	11,66	8,58	10,49	11,66	8,17	10,06	11,28	8,17	10,06	11,28
2024	14,78	17,24	17,85	14,78	17,24	17,85	14,33	16,76	17,48	14,33	16,76	17,48
2025	19,73	23,07	22,72	19,73	23,07	22,72	19,33	22,65	22,52	19,33	22,65	22,52
2026	23,70	26,63	29,03	23,70	26,63	29,03	23,28	26,18	28,71	23,28	26,18	28,71
2027	27,34	30,67	34,24	26,94	30,21	33,95	26,91	30,23	33,93	26,53	29,76	33,53
2028	31,15	34,89	38,16	31,43	34,60	38,10	30,64	34,47	38,01	31,03	34,19	37,73
2029	35,16	38,46	41,59	35,87	38,48	41,34	34,76	38,07	41,70	35,50	38,10	41,01
2030	38,84	41,11	44,35	39,73	41,52	44,05	38,50	40,74	44,64	39,39	41,16	43,74
2031	41,90	43,11	46,75	42,75	43,85	46,37	41,62	42,77	46,98	42,44	43,53	46,12

Tabela 4.2: Análise econômica dos Grupos 2, 3, 4 e 5

		Custo inicial (US\$)	Custo Operacional (US\$)	Receita (US\$)	VPL (US\$)
Grupo 2	Modelo_D	\$3.600.000,00	\$55.638.944,71	\$90.547.665,29	\$68.360,53
	Modelo_E	\$4.000.000,00	\$57.267.291,27	\$99.505.994,99	\$593.434,94
	Modelo_F	\$4.400.000,00	\$58.933.788,65	\$107.219.936,59	\$826.713,60
Grupo 3	Modelo_G	\$3.600.000,00	\$46.847.728,21	\$91.307.037,74	\$875.565,98
	Modelo_H	\$4.000.000,00	\$48.682.323,27	\$99.713.492,14	\$1.340.043,42
	Modelo_I	\$4.400.000,00	\$50.463.918,65	\$106.604.756,32	\$1.512.727,23
Grupo 4	Modelo_J	\$3.600.000,00	\$55.140.791,75	\$88.239.267,97	-\$384.796,69
	Modelo_K	\$4.000.000,00	\$56.810.837,05	\$97.143.811,73	\$119.519,76
	Modelo_L	\$4.400.000,00	\$59.010.344,22	\$105.806.143,11	\$387.769,16
Grupo 5	Modelo_M	\$3.600.000,00	\$46.348.012,25	\$89.017.627,79	\$425.602,57
	Modelo_N	\$4.000.000,00	\$48.251.273,05	\$97.353.675,41	\$864.400,20
	Modelo_O	\$4.400.000,00	\$50.152.388,22	\$104.528.437,98	\$1.052.182,45

A Tabela 4.1 confirma o melhor desempenho das malhas com 11 poços. Os resultados do fator de recuperação mostram também que os modelos cujas locações dos poços injetores foram usadas apenas para este fim obtiveram melhor desempenho.

Na Tabela 4.2 observa-se que em cada grupo, a malha com 11 poços simultâneos apresentou maior VPL. Para os Grupos 4 e 5, com três produtores a menos do que os Grupos 2 e 3 embora, tenha ocorrido uma redução relevante no VPL, com exceção do Modelo_J, os demais apresentaram um retorno positivo. A justificativa para o único VPL negativo se deve pela redução de poços produtores em atuação e pela vazão de vapor de 200ton/d durante todo o processo de injeção o que torna o processo mais oneroso. E o Modelo_O em relação ao Modelo_I, obteve uma melhor resposta pois, mesmo com 3 poços produtores a menos nos dez primeiros anos, o resultado final não teve uma diferença brusca.

4.6. Importância dos resultados

Este trabalho teve por interesse avaliar os conhecimentos adquiridos ao longo da graduação independente dos resultados do projeto estudado.

4.6.1. Importância para a formação acadêmica

O esquema montado para a elaboração deste TCC foi de muita importância para abordar os conhecimentos do curso. Teve-se a oportunidade de revisar conceitos e mesmo hipoteticamente, foi possível avaliar um campo, atividade comum na indústria. Unir os conteúdos das disciplinas em um único projeto fortaleceu o conceito multidisciplinar do curso e a polivalência que o profissional de engenharia de petróleo deve possuir.

4.6.2. Importância para a formação profissional

As dificuldades no processo de simulação, a busca por ajustes mais próximos da realidade, a identificação das melhores estratégias e tomadas de decisões foram algumas das habilidades aplicadas neste trabalho. Isso reforça a identificação da teoria com a prática mostrando que o curso de graduação em Engenharia de Petróleo possibilita uma formação profissional eficiente tal como a exigência do mercado.

Capítulo V

Conclusões e Recomendações

5. Conclusões

- A injeção de vapor promove um acréscimo no fator de recuperação de sistemas com óleo pesado;
- O acréscimo de mais poços melhora a drenagem do reservatório, contudo, a adição não representa necessariamente melhor economicidade;
- A opção de fechar um poço produtor e convertê-lo em injetor em determinado período de vida do campo é economicamente viável do ponto de vista de que a perfuração não precisa ser refeita apenas a recompletação; Por outro lado se tal poço produtor não contribui significativamente para a produção final, usá-lo apenas como injetor pode ser mais rentável;
- A redução da vazão de injeção após certo tempo pode ser uma solução rentável;
- O SADAT tem sua implantação justificada pelos altos volumes de água produzida desde a produção primária.

5.1. Recomendações

- Avaliar diferentes esquemas de completação;
- Realizar a análise econômica para cenários otimista, realista e pessimista de mercado;
- Antecipar a injeção de vapor em virtude da baixa produção primária;
- Desenvolver a modelagem matemática e um equipamento experimental para o SADAT.

Referências

Referências

BARILLAS, J. L. M. et al. - Estudo do projeto de injeção no processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor. *Trabalho apresentado no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, Outubro, 2005.

DOURADO, H.O. - Dissertação de Mestrado: Estudo da dispersão de gases odorantes ao redor de obstáculos através do modelo de pluma flutuante – 2007.

HENRY, J.G e Heinke, G.W. - *Ingeniería Ambiental*: Prentice Hall, México, 1999.

LISBOA, H. M. - *Controle da Poluição Atmosférica*; 2010.

RODRIGUES, M. A. F. - *Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor*. 2008. 160f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Reservatório) – Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Reservatório, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, Brasil.

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

THOMAS, J. E. et al. - *Fundamentos de engenharia de petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.