

Diego Araujo Frota

**Eficiência dos Arranjos de Poços na
Recuperação de Óleo Pesado Usando
Combustão *In-Situ***

Fortaleza

05/08/2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

Diego Araujo Frota

**Eficiência dos Arranjos de Poços na
Recuperação de Óleo Pesado Usando
Combustão *In-Situ***

Dissertação submetida à Coordenação do
Curso de Pós-Graduação em Física, da Uni-
versidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para a obtenção do grau de Mes-
tre em Física

Orientador:

Murilo Pereira de Almeida

Co-orientador:

Cláudio Lucas Nunes de Oliveira

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ - DEPARTAMENTO DE FÍSICA

Fortaleza

05/08/2010

Diego Araujo Frota

**Eficiência dos Arranjos de Poços na
Recuperação de Óleo Pesado Usando
Combustão *In-Situ***

Dissertação submetida à Coordenação do
Curso de Pós-Graduação em Física, da Uni-
versidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para a obtenção do grau de Mes-
tre em Física

Aprovada em 05/08/2010

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Murilo Pereira de Almeida (Orientador)
Universidade Federal do Ceará

Dr. Cláudio Lucas Nunes de Oliveira (Co-orientador)
Universidade Federal do Ceará

Prof. Dr. João Bosco Verçosa Leal Júnior
Universidade Estadual do Ceará

*À Eneinha e Maria,
in memoriam.*

Agradecimentos

Ao Professor Murilo Pereira de Almeida pela paciência e orientação neste trabalho;

Ao Dr. Cláudio Lucas, pelo grande apoio na co-orientação;

Ao Professor Josué Mendes Filho pelo incentivo e empenho em prol da pós-graduação e dos estudantes do curso de Física;

Aos professores Paulo de Tarso, Euclimar Passos e Jeanlex pelas contribuições durante minha formação de mestre;

Às funcionárias da pós-graduação, Rejane e Ana Cleide;

Aos amigos, José Robson, Jorge André, João Philipe, Igor Rochaid, José Euclides, Rocicler Holanda e Nádia Ferreira com quem debati e desabafei a respeito dos problemas de eletrodinâmica do Jackson.

Aos amigos do laboratório Marceliano Oliveira, Francisco Alberto e Francisco Narcílio.

À Ana Paula, Pedrinho, Maria Letícia e Marianinha minhas maiores motivações;

À minha mãe Margarida, minha madrinha Fátima, minha sogra Fransquinha, às primas Valéria, Larissa, Lorena, Morgana e Cidinha pelo amor e incentivo;

Em especial ao meu primo doutorando em física Roberto Júnior, por toda a ajuda durante esse período da minha formação;

Aos professores e grandes mestres Antônio José e Antônio Siqueira, pela minha formação durante a graduação e o apoio sempre presente durante esses dois anos de mestrado;

Ao CNPq pela bolsa concedida durante o mestrado.

Resumo

Este trabalho contém um estudo comparativo sobre a eficiência de vários arranjos de poços para a recuperação de óleo de reservatórios de hidrocarbonetos usando a técnica de combustão *in-situ*. Conforme a demanda por energia aumenta a cada dia com o crescimento da economia mundial e o desenvolvimento das nações, a matriz energética mundial ainda depende fortemente de fontes fósseis e principalmente do petróleo, o qual, com o decorrer de sua exploração exige o aperfeiçoamento de métodos para a sua extração. Vários métodos foram criados para facilitar a extração de petróleo das rochas porosas, incluindo injeção de fluídos e/ou reações químicas para aumentar a pressão e/ou reduzir a viscosidade do óleo. Com o avanço tecnológico tornou-se possível também a perfuração de poços horizontais, que passam pelo reservatório paralelamente a superfície. Com isso, aparecem questões sobre determinar qual combinação do método de extração e configuração de poços é a mais favorável para um determinado tipo de reservatório, cujas características são especificadas pelas propriedades de suas rochas e seus fluídos.

Nesta dissertação apresenta-se uma breve compilação dos conceitos e equações diferenciais usados na modelagem matemática dos escoamentos multi-fásicos de fluídos e do transporte de calor em meios porosos. Faz-se também um estudo comparativo de várias configurações de poços horizontais e verticais (VIHP, VI2HP, HIHP, HI2HP e 2VIHP) para injetar e extrair fluídos em reservatórios de óleo pesado com dimensões de 300x100x20 metros. Ar é então injetado em seu interior a fim de criar uma frente de combustão que se propaga do poço injetor ao produtor. As simulações numéricas são realizadas através do simulador térmico de reservatórios STARS do CMG. As propriedades físicas e químicas do reservatório e as reações químicas são baseadas no reservatório Wolf Lake. Foi investigado também a influência dos parâmetros que controlam a dependência da viscosidade do óleo com a temperatura. Os resultados mostram que a configuração 2VIHP obtém a melhor recuperação entre as configurações estudadas independentemente dos parâmetros estudados.

Abstract

This thesis contains an efficiency study of several well configurations together with *in-situ* combustion method for oil recovery from petroleum reservoirs. The demand for energy continuously increases with the world economic growth. The world energetic matrix still deeply relies on fossil fuels and especially on petroleum, whose exploitation constantly requires the solution of technological problems in order to optimize the recovery from new horizons, mature oil fields and of heavier oils. Several enhanced oil recovery (EOR) methods exist and they include the injection of fluids and/or chemical reactions to increase reservoir pressure and/or reduce fluid viscosity. Among them there is the *in-situ* combustion method which consists of the burning of local oil caused by the injection of air in the reservoir with a posterior ignition of the oil through an external heater. The well drilling technology also evolved and the drilling of horizontal well are now frequent. This kind of well has a larger contact with the oil bearing layers, which might facilitate the oil recovery. The determination of the best recovery method for each reservoir is an important economic issue, and this is best assessed through numerical simulations.

This work includes a brief recollection of concepts and equations used in the mathematical modelling of the flow of heat and mass in porous media. Our purpose is to investigate the performance of several well configurations by performing numerical reservoir simulations with the simulator STARS by CMG. We qualitatively compare the efficiency of various well configurations (VIHP, VI2HP, HIHP, HI2HP, and 2VIHP) applying the *in situ* combustion method for 300x100x20 meters heavy oil reservoirs. The physical and chemical properties of the reservoir and the chemical reactions are based on Wolf Lake reservoir. It was investigated also the influence of those parameters which control the oil viscosity dependency with temperature. Our results show that the configuration 2VIHP gives the best recovery among the configurations studied independently of the parameters that we have considered here.

Conteúdo

Lista de Figuras

INTRODUÇÃO	p. 14
1 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	p. 17
1.1 Simulação de reservatórios	p. 17
1.2 Propriedades das rochas reservatório	p. 18
1.2.1 Porosidade	p. 18
1.2.2 Permeabilidade	p. 19
1.3 Propriedades dos fluidos	p. 20
1.3.1 Fase	p. 20
1.3.2 Compressibilidade	p. 21
1.3.3 Viscosidade	p. 21
1.4 Propriedades de interação rocha-fluido	p. 22
1.4.1 Saturação	p. 23
1.4.2 Molhabilidade	p. 23
1.4.3 Pressão capilar	p. 24
1.4.4 Permeabilidade relativa	p. 25
2 DESCRIÇÃO FÍSICA E MATEMÁTICA DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR E MASSA EM MEIOS POROSOS	p. 27
2.1 Mecanismos de transferência de calor	p. 27
2.1.1 Condução de calor	p. 28

2.1.2	Convecção de calor	p. 28
2.2	Equação diferencial do balanço de energia	p. 29
2.3	Equação diferencial do balanço de massa	p. 31
2.4	Lei de Darcy	p. 32
2.5	Reações químicas	p. 33
3	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA	p. 35
3.1	Métodos miscíveis	p. 35
3.2	Métodos químicos	p. 35
3.3	Métodos térmicos	p. 36
3.4	Combustão <i>in-situ</i>	p. 37
3.4.1	Combustão seca × combustão molhada	p. 37
3.4.2	Principais dificuldades com a combustão <i>in-situ</i> e tentativa de solução	p. 38
3.5	THAI - Toe-to-Heel Air Injection	p. 40
3.6	Diferentes configurações de poços para o THAI	p. 41
3.6.1	Combinação VIHP	p. 41
3.6.2	Combinação VI2HP	p. 42
3.6.3	Combinação HIHP	p. 42
3.6.4	Combinação HI2HP	p. 43
3.6.5	Combinação 2VIHP	p. 43
4	EFEITO DOS ARRANJOS DOS POÇOS NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PESADO	p. 45
4.1	Modelo	p. 45
4.1.1	Reações químicas	p. 46
4.1.2	Dependência da viscosidade do betume com a temperatura	p. 46
4.1.3	A simulação computacional	p. 47

4.2	Resultados	p. 48
4.3	Estudo com as viscosidades	p. 51
CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS		p. 63
Referências		p. 65

Lista de Figuras

- 1 Figura ilustrativa mostrando uma seção transversal de uma amostra de rocha permeável. p. 18
- 2 Figura ilustrativa de um fluido movendo-se na região entre duas placas, S_1 e S_2 , onde a placa superior (S_1) está movendo-se à uma velocidade constante u_0 e a placa inferior (S_2) está parada. Adotamos a condição de não deslizamento ao longo das placas. p. 22
- 3 Esquema ilustrativo da interface de dois fluidos, em equilíbrio, sobre uma superfície horizontal. O ângulo de contato θ entre a superfície e a interface da gota define a molhabilidade. Na figura da esquerda, $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$, o fluido da gota é a fase não-molhante. Já na figura da direita, $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, ele é a fase molhante. p. 23
- 4 Tubo capilar de seção circular de raio r , mostrando a curvatura da interface, de separação entre duas fases, com raio R e ângulo de contato com a parede do tubo θ p. 24
- 5 Curvas das permeabilidades relativas da água e do óleo versus a saturação da água. Existe uma saturação residual da fase óleo, aproximadamente igual a 35%, que ficará no reservatório independentemente da pressão aplicada. Lembrando que a soma das saturações é sempre igual a 1 ($S_o + S_a = 1$). A fase residual é aprisionada nos poros por forças capilares. p. 25
- 6 Ilustração indicando que o sentido do fluxo é o negativo do sentido do gradiente, como por exemplo, uma colher de metal sendo aquecida na chama do fogão. p. 28
- 7 Volume de controle para o cálculo do balanço de energia. p. 30
- 8 Efeito da taxa de injeção da razão água/ar no perfil de temperatura. Figura extraída do artigo [15]. p. 38

9	Ilustração do processo convencional de combustão <i>in-situ</i> , onde o óleo tem uma longa distância a percorrer em seu deslocamento até o poço produtor. Por ter uma menor densidade o gás atravessa o reservatório pela parte superior deixando a parte inferior fria.	p. 39
10	Ilustração do processo integrado de combustão <i>in-situ</i> e poço produtor horizontal, onde o óleo percorre uma curta distância para atingir o poço produtor. Neste caso o gás percorre todo o reservatório.	p. 40
11	Figura ilustrando o processo THAI, com as zonas de combustão, coke, óleo móvel e região fria evidenciadas.	p. 41
12	Reservatório em três dimensões, com seus <i>grides</i> numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo VIHP (um poço injetor vertical e um poço produtor horizontal).	p. 42
13	Reservatório em três dimensões, com seus <i>grides</i> numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo VI2HP (um poço injetor vertical e dois poços produtores horizontais).	p. 42
14	Reservatório em três dimensões, com seus <i>grides</i> numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo HIHP (um poço injetor horizontal e um poço produtor horizontal).	p. 43
15	Reservatório em três dimensões, com seus <i>grides</i> numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo HI2HP (um poço injetor horizontal e dois poços produtores horizontais).	p. 43
16	Reservatório em três dimensões, com seus <i>grides</i> numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo 2VIHP (dois poços injetores verticais e um poço produtor horizontal).	p. 44
17	Logarítimo da viscosidade versus temperatura, caracterizando o óleo a ser estudado, e os elementos no estado líquido considerados neste trabalho para um efeito comparativo.	p. 47
18	Fator de Recuperação versus tempo, para os 5 arranjos de poços.	p. 48
19	Fator de Recuperação versus tempo, para os 5 arranjos de poços.	p. 49
20	Curva de viscosidade para cada combinação A_{visc} e B_{visc}	p. 50

21	Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 52
22	Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório estão os poços produtores. . . .	p. 53
23	Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 54
24	Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 55
25	Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 56
26	Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 57
27	Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 58

28	Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 59
29	Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.	p. 60
30	Fator de recuperação com os números A_{visc} e B_{visc} , para 1000 dias. . .	p. 61
31	Fator de recuperação com os números A_{visc} e B_{visc} , para 8000 dias. . .	p. 62

INTRODUÇÃO

O petróleo teve origem na decomposição de matéria animal e vegetal depositadas com sedimentos minerais, onde ficaram sujeitas a alta temperatura e pressão, da qual se originaram os *hidrocarbonetos* (*H-C*). Desde a antiguidade temos relatos que nos contam sobre a existência do petróleo em algumas civilizações, onde este tinha nomes e aplicações diferentes. Os egípcios por exemplo, utilizavam esse material para embalsamar seus mortos, nos povos pré-colombianos esse mesmo produto era utilizado na pavimentação de estradas. Várias outras utilidades surgiram no decorrer da história fazendo com que o petróleo se tornasse um produto comercial muito procurado, sendo, hoje em dia, uma das principais fontes de energia no mundo.

Essa demanda gerou a necessidade de se estudar tecnologias que envolvem o desenvolvimento e aplicação de técnicas para o aumento da recuperação em campos de petróleo. Uma das técnicas mais utilizadas, consiste da injeção de um fluido, comumente a água, através de um poço injetor para aumentar a pressão no interior do reservatório e forçar a saída do óleo por um poço produtor. Essa técnica é conhecida como produção secundária, pois necessita de um fornecimento externo de energia e difere da produção primária (produção devida a alta pressão no interior do reservatório), que utiliza a energia do próprio reservatório para produção.

No Brasil, em 1938, a discussão sobre o uso e a exploração dos recursos do subsolo brasileiro viabilizou a criação do CNP - Conselho Nacional do Petróleo (atual Agência Nacional do Petróleo - ANP). Em suas primeiras ações, o conselho determinou várias diretrizes com respeito ao petróleo e determinou que as jazidas pertencessem à União. No ano seguinte, o primeiro poço produtor de petróleo foi perfurado no bairro de Lobato. No ano de 1941, o governo brasileiro anunciou o estabelecimento do campo de exploração petrolífera de Candeias, na Bahia. Apesar das descobertas em pequena escala, o surgimento dessa nova riqueza incentivou, em 1953, a oficialização do monopólio estatal sobre a atividade petrolífera e a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A.”, mais conhecida como Petrobras. Desde então o número de jazidas encontradas no Brasil teve um aumento significativo fazendo do país um dos maiores produtores do mundo.

Dessas jazidas em produção no Brasil uma grande quantidade delas são reservas de óleos pesados, óleos com alta densidade e viscosidade, em bases no Rio Grande do Norte, Campos, Santos e Espírito Santo, dentre outras. Entretanto, os métodos convencionais (primários e secundários) para a extração desses tipos de óleos exibem uma baixa eficiência de recuperação, uma vez que a diferença de viscosidade entre os fluidos criam canais preferenciais de fluido injetado do poço injetor para o poço produtor deixando para trás uma grande quantidade de óleo [1].

Para reservatórios com esse tipo de óleo, técnicas melhoradas de recuperação devem ser aplicadas a fim de aumentar a eficiência de recuperação. Essas técnicas conhecidas pela sigla em inglês EOR (Enhanced Oil Recovery) se baseiam em aumentar a mobilidade do óleo, dividindo-se principalmente em três métodos: método térmico; método químico e método miscível. Esse último se caracteriza pela injeção de gases miscíveis com o óleo (CO_2 e N_2 , por exemplo) que reduzem a viscosidade do óleo. Já o método químico se caracteriza pela injeção de surfactantes que reduzem a saturação residual do óleo. Diferente desses dois métodos anteriores, o método térmico consiste em aumentar a temperatura no interior do reservatório para reduzir a viscosidade do óleo. Esse aumento de temperatura pode ser ocasionado pela injeção de fluidos quentes, onde o calor é gerado fora do reservatório e transportado para seu interior pelos poços, levando o nome de Injeção a Vapor. Outra forma de gerar calor é através da injeção de oxigênio que provoca a queima de parte do óleo, esse método é chamado de combustão *in-situ*. A injeção a vapor é mais utilizada, porém, ela apresenta um problema em reservatórios submarinos ou de grande profundidade pois os fluidos injetados perdem calor nas linhas de injeção. Para esses casos, a combustão *in-situ* pode ser aplicada pois os fluidos injetados (oxigênio) não necessitam serem aquecidos fora do reservatório.

O método a ser usado por uma certa companhia de extração vai depender das características do reservatório assim como do retorno financeiro. Para a implementação de qualquer um desses métodos é necessário um estudo específico no qual as simulações numéricas tem um papel fundamental, pois permitem o estudo do comportamento futuro de produção.

Este trabalho utiliza simulações computacionais para prever a produção de reservatórios de óleos pesados onde o método da combustão *in-situ* é aplicado. Foi estudado a influência de várias propriedades físicas e químicas do reservatório na produção do óleo. Além disso, foi verificado a influência de diversos arranjos (posição e direção-horizontal e vertical) dos poços para se conseguir um método mais estável e eficiente para a recu-

peração do óleo no interior do reservatório, procurando ainda verificar a dependência de uma configuração com as propriedades do reservatório.

A dissertação está dividida da seguinte forma:

No capítulo 1, estão descritos conceitos e propriedades relacionados a reservatórios de petróleo, bem como de fluidos e de interação rocha-fluido. É descrito ainda os passos que se fazem necessários para a simulação de reservatórios de petróleo. A descrição física e matemática do escoamento em meios porosos é feita no capítulo posterior, onde uma das seções é dedicada a uma revisão geral de reações químicas. No terceiro capítulo, a combustão *in-situ* é tratada em detalhes e se apresentam os conceitos relacionados ao arranjo de poços. Os resultados são apresentados no capítulo 4, seguido pela conclusão e referências bibliográficas.

1 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Um reservatório de petróleo é um meio poroso que contém hidrocarbonetos, e para prever sua performance um dos métodos empregados na engenharia de petróleo é a simulação numérica de reservatórios, que além disso nos permite encontrar meios que otimizem a recuperação dos hidrocarbonetos presentes em seu interior, sob diversas condições de operação [2, 3].

1.1 Simulação de reservatórios

A simulação pode ser dividida em quatro estágios:

1. *Estabelecimento de um modelo físico*, onde se leva em consideração os parâmetros necessários para descrever as características essenciais ligadas ao fenômeno físico.
2. *Desenvolvimento de um modelo matemático*, que se trata de um sistema de equações diferenciais parciais acopladas, não-lineares e dependentes do tempo. Elas são desenvolvidas e analisadas pela existência, unicidade, estabilidade e regularidade.
3. *Discretização desses modelos*, para que se possa dar um tratamento numérico em busca de soluções das equações, levando em conta as propriedades básicas dos modelos anteriores.
4. *Criação de algoritmos*, para resolver de maneira eficiente as equações algébricas decorrentes da discretização.

Cada um desses estágios é essencial para a simulação de reservatórios e algumas vezes, é necessário um número de repetições entre esses estágios para melhorar a precisão da simulação.

A simulação de reservatórios requer um entendimento tanto da rocha porosa que serve de reservatório, quanto dos fluidos que estão em seu interior. Esses podendo ser encontrados em uma das seguintes fases: *água, óleo ou gás*. Nas próximas seções explanaremos os principais conceitos e propriedades encontrados em reservatórios de petróleo.

1.2 Propriedades das rochas reservatório

Rochas reservatórios, como visto na introdução, são rochas porosas que ao longo dos anos foram acumulando hidrocarbonetos. Essas rochas são sedimentares na sua maioria, principalmente arenitos ou calcários, cujas propriedades de interesse para a recuperação de óleo são aquelas que refletem a capacidade da rocha de transmitir e armazenar fluidos. Como por exemplo sua porosidade e permeabilidade, que serão estudadas abaixo.

1.2.1 Porosidade

Rochas porosas são rochas que contem espaços vazios minúsculos em seu interior que são chamados de poros¹. Cada poro contem um volume e formato próprio, definidos durante o processo de formação da rocha. Esses poros podem ou não estar conectados uns aos outros por passagens que existem em uma rocha permeável, onde identificamos as gargantas, como sendo as constrições entre esses espaços vazios. A Figura 1 mostra um exemplo de seção transversal de uma amostra de rocha permeável, onde podem ser observados os dois tipos de poros: interconectados e isolados.

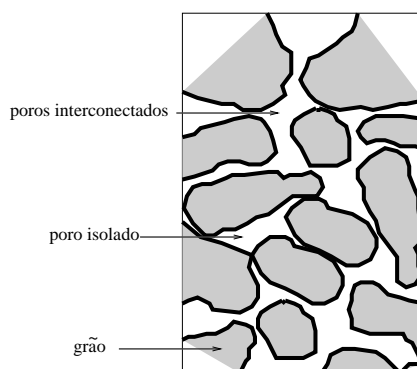


Figura 1: Figura ilustrativa mostrando uma seção transversal de uma amostra de rocha permeável.

¹Espaços vazios macroscópicos, chamados de fraturas, também podem ser encontrados em reservatórios, porém estas requerem um tratamento matemático adequado e não são levados em consideração neste trabalho.

A porosidade (ϕ) de uma rocha é, então, definida como sendo a razão entre o volume dos poros e o volume total da rocha,

$$\phi = \frac{V_p}{V_T}, \quad (1.1)$$

sendo portanto uma grandeza adimensional que nos dá a fração dos espaços vazios na rocha. Uma vez que os poros podem estar ou não conectados, pode-se definir uma *porosidade total e efetiva* da seguinte forma:

- Porosidade total quando consideramos os espaços porosos interconectados e isolados, ou seja, V_p na equação anterior é o volume total dos poros tanto os interconectados quanto os isolados.
- Porosidade efetiva quando consideramos somente os espaços porosos interconectados. Esta será a definição de porosidade utilizada durante todo esse trabalho.

A porosidade de uma rocha é uma função da localização dos poros, cujos diâmetros característicos variam de 1 a $200\mu m$ [2]. Para se obter esses valores o método mais comum de medição é aquele em que pequenas amostras, chamadas de testemunhos, da rocha-reservatório são extraídas através dos poços.

O valor da porosidade para um reservatório como um todo é obtido a partir do tratamento estatístico dos dados das medições realizadas em várias amostras. Verifica-se na prática que a porosidade apresenta em geral uma distribuição normal [4, 5]. Assim o valor médio da porosidade é obtido através de uma média aritmética,

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \phi_j, \quad (1.2)$$

onde N é o número de amostras, e ϕ_j a porosidade da j -ésima amostra. Em muitos casos de aplicações práticas a porosidade pode ser considerada como sendo uma constante e igual a sua média. Nestes casos, dizemos que a rocha é macroscopicamente homogênea com respeito a essa propriedade, caso contrário, dizemos que ela é heterogênea.

1.2.2 Permeabilidade

Enquanto a porosidade está relacionada ao volume dos espaços vazios, uma outra propriedade da rocha relaciona como esses espaços estão conectados entre si, essa propriedade é chamada de permeabilidade e nos dá a capacidade da rocha de conduzir fluidos. Como

veremos no capítulo 2, a permeabilidade apresenta dimensão de área e unidade expressa em *darcy* (D), onde $1D = 10^{-8}cm^2$ [6].

Como a permeabilidade é uma propriedade que depende das conexões entre os poros e as conexões podem depender da direção, por exemplo, em uma rocha é comum encontrar uma direção privilegiada de escoamento, a permeabilidade então depende não só da posição mas também da direção em que se dá o escoamento. Assim, em muitas situações práticas, é possível assumirmos que k é um tensor diagonal [2],

$$k = \begin{pmatrix} k_{11} & 0 & 0 \\ 0 & k_{22} & 0 \\ 0 & 0 & k_{33} \end{pmatrix}. \quad (1.3)$$

onde k_{11} é a permeabilidade na direção x , k_{22} a permeabilidade na direção y e k_{33} a permeabilidade na direção z .

Em muitas situações práticas, é comum assumir as permeabilidades no plano horizontal como sendo iguais, ou seja, $k_H = k_{11} = k_{22}$, onde k_H é chamada de permeabilidade horizontal e $k_V = k_{33}$ é a permeabilidade vertical. Normalmente a permeabilidade horizontal é maior do que a permeabilidade vertical. Quando $k_{11} = k_{22} = k_{33}$ dizemos que o meio é isotrópico, caso contrário chamamos anisotrópico.

1.3 Propriedades dos fluidos

Fluidos são substâncias que podem fluir, ou escoar, como os líquidos e os gases. Em processos de recuperação, as propriedades de maior interesse do fluido são aquelas que dependem fortemente da temperatura e pressão [2], uma vez que os principais mecanismos utilizados para extrair o óleo alteram principalmente estes parâmetros. A seguir, apresentamos alguns conceitos e propriedades gerais de fluidos utilizados nesse trabalho.

1.3.1 Fase

A fase refere-se a uma região quimicamente homogênea de um fluido com propriedades física e químicas distintas. Na engenharia de petróleo, além da rocha porosa, as fases encontradas são óleo, água e gás [3].

1.3.2 Compressibilidade

A compressibilidade de um fluido a temperatura constante (c_f) é definida em termos da variação da fração do volume (ou densidade) com a pressão,

$$c_f = -\frac{1}{V} \left. \frac{\partial V}{\partial p} \right|_T = \frac{1}{\rho} \left. \frac{\partial \rho}{\partial p} \right|_T. \quad (1.4)$$

Para líquidos cuja a compressibilidade é muito pequena (c_ℓ), a relação da densidade com a pressão pode ser obtida integrando e expandindo em série de Taylor a equação acima, desprezando termos de c_ℓ^2 e maiores, obtendo,

$$\rho_\ell \approx \rho^0 \left[1 + c_\ell (p - p^0) \right]. \quad (1.5)$$

Para gases há uma complicação adicional, uma vez que devido a sua alta compressibilidade o termo de c_g^2 não é desprezível. Porém para os gases que se comportam como um gás ideal, onde $\rho_g = \frac{pm}{RT}$, a compressibilidade pode ser obtida por,

$$c_g = \frac{RT}{pM} \frac{\partial(pM/RT)}{\partial p} = \frac{1}{p}. \quad (1.6)$$

Portanto, a compressibilidade isotérmica de um gás ideal é igual ao inverso da pressão a que está submetido.

1.3.3 Viscosidade

No estudo do escoamento de fluidos uma propriedade de grande importância é a viscosidade (μ). Essa é uma propriedade associada a resistência que o fluido oferece à deformação devido tensões de cisalhamento. Em outras palavras, ela corresponde ao atrito interno nos fluidos devido suas interações moleculares [7].

Para demonstrar matematicamente a viscosidade, consideramos um fluido escoando entre duas placas paralelas, S_1 e S_2 , que estão distantes entre si de b , como podemos ver no esquema mostrado na Figura 2. Nela a placa superior está se movendo com relação ao nosso sistema de referência, enquanto a inferior está parada, existe uma condição de não deslizamento ao longo das placas, ou seja, a velocidade relativa do fluido em relação às placas é zero ao longo das mesmas. A velocidade do fluido é portanto uma função da altura.

Em um ponto \mathbf{P} do fluido a uma altura y e velocidade $u(y)$ a tensão de cisalhamento

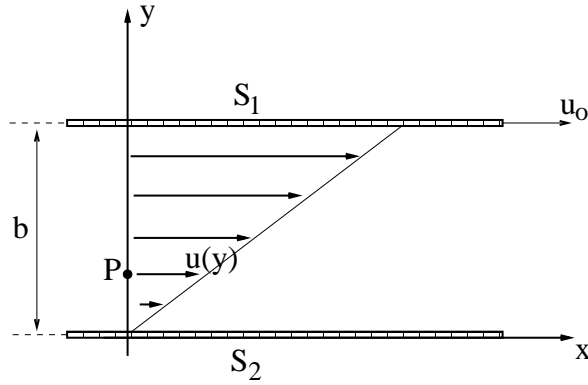


Figura 2: Figura ilustrativa de um fluido movendo-se na região entre duas placas, S_1 e S_2 , onde a placa superior (S_1) está movendo-se à uma velocidade constante u_0 e a placa inferior (S_2) está parada. Adotamos a condição de não deslizamento ao longo das placas.

τ_{yx} , sofrida pelo fluido na direção de $+x$ com normal na direção $+y$, é dada por,

$$\tau_{yx} = \mu \frac{\partial u(y)}{\partial y}, \quad (1.7)$$

onde μ é a viscosidade do fluido, que tem dimensão de $\left(\frac{\text{força}}{\text{área}}\right) \cdot \text{tempo}$, com unidades $\text{Pa} \cdot \text{s}$, no SI , e mais comumente usada o poise (p), no CGS . Esta equação é conhecida como a lei de Newton para viscosidade e todos os fluidos que a obedecem são chamados de fluidos newtonianos [8], caso contrário, não-newtonianos.

Em geral, a viscosidade de um fluido depende da pressão, da temperatura e de sua composição [2, 4]. No entanto para a maioria dos casos de interesse prático, o efeito da pressão na viscosidade pode ser ignorado e a dependência da viscosidade com a temperatura para líquidos pode ser dada por,

$$\mu_\ell = A_{visc} \exp \left[\frac{B_{visc}}{T} \right], \quad (1.8)$$

com A_{visc} e B_{visc} são constantes que dependem da composição do fluido [9].

Para os gases essa dependência é da forma,

$$\mu_g = A_{visc} T^{B_{visc}}. \quad (1.9)$$

1.4 Propriedades de interação rocha-fluido

Até agora, tratamos isoladamente as propriedades das rochas e dos fluidos, no entanto, devemos considerar ainda alguns conceitos e propriedades da interação rocha-fluido.

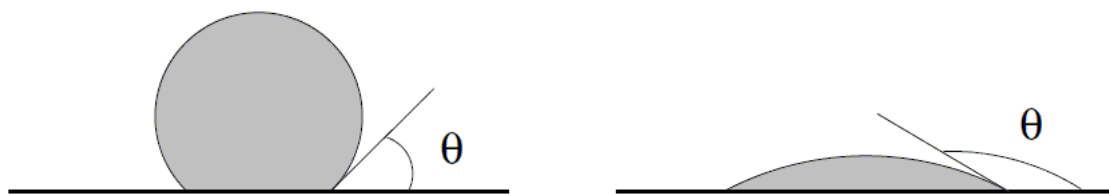


Figura 3: Esquema ilustrativo da interface de dois fluidos, em equilíbrio, sobre uma superfície horizontal. O ângulo de contato θ entre a superfície e a interface da gota define a molhabilidade. Na figura da esquerda, $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$, o fluido da gota é a fase não-molhante. Já na figura da direita, $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, ele é a fase molhante.

1.4.1 Saturação

A saturação de uma fase (S_f) é a razão do volume que uma fase f ocupa com o volume do poro, ou seja, é a fração do espaço poroso ocupado pela fase. Para escoamento bifásico de água e óleo, por exemplo, as saturações S_w e S_o , de um poro ou de uma região porosa, satisfazem a seguinte relação,

$$S_w + S_o = 1, \quad (1.10)$$

o que significa que os dois fluidos ocupam completamente o volume dos poros. Para um escoamento multifásico essa equação continua sendo válida, pois a soma das saturações de todas as fases presentes no meio poroso deve ser igual a 1.

1.4.2 Molhabilidade

Uma propriedade de interesse para escoamentos multifásicos em meios porosos é a molhabilidade, que é definida para cada par de fluidos quando em contato com uma rocha. Ela define as fases com maior e menor aderência à superfície sólida da rocha, como exemplo ilustrativo temos a Figura 3 que mostra uma gota de um dado fluido 1 (cor cinza) envolvida por um outro fluido 2 (branco) no qual ambos estão em contato com uma superfície sólida (linha preta). Essa propriedade é característica de cada conjunto fluido 1 - fluido 2 - rocha que terá um ângulo de contato θ entre a superfície e a interface da gota. Este ângulo de contato depende das interações entre as moléculas de cada fase e define qual dos dois fluidos tem maior aderência à superfície. Para $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$, o fluido que envolve a gota tende a “molhar” mais a superfície do que a gota, portanto para esse caso a gota é dita não-molhante e o fluido 2 molhante. Para o caso de $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, a gota se espalha sobre a rocha aumentando sua superfície de contato molhando mais o sólido, nesse caso a gota é chamada de molhante e o fluido 2 de não-molhante.

Em um reservatório de petróleo, essa propriedade define quais fluidos do reservatório tem maior ou menor afinidade com os maiores e os menores poros. Ela influenciará, portanto, no comportamento do escoamento desses fluidos pelo reservatório.

1.4.3 Pressão capilar

A pressão capilar (P_c) é a descontinuidade nas pressões parciais de dois fluidos imiscíveis que ocorre através da interface que os separa. A pressão capilar está relacionada com a molhabilidade, e ocasiona a curvatura da interface entre esses dois fluidos. Ela é definida por,

$$P_c = P_{nw} - P_w, \quad (1.11)$$

onde P_{nw} é a pressão parcial do fluido não-molhante e P_w a pressão parcial do fluido molhante. A pressão capilar é considerada, como um fato empírico, sendo uma função somente da saturação [10].

O fenômeno da capilaridade é responsável pela elevação de um fluido por um tubo de pequeno raio r (ver Figura 4), vencendo as forças gravitacionais, ocasionadas pelas forças capilares. Sendo também dada por,

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (1.12)$$

com σ sendo a tensão superficial, θ o ângulo de contato entre o fluido e a parede do tubo e r o raio do tubo capilar. É comum em estudos de escoamento em meios porosos desconsiderar a pressão capilar, o que significa desprezar a curvatura da interface, ou seja, considerar a interface plana.

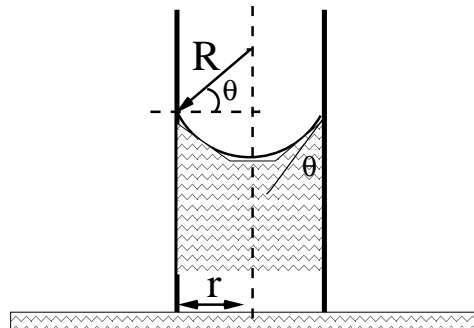


Figura 4: Tubo capilar de seção circular de raio r , mostrando a curvatura da interface, de separação entre duas fases, com raio R e ângulo de contato com a parede do tubo θ .

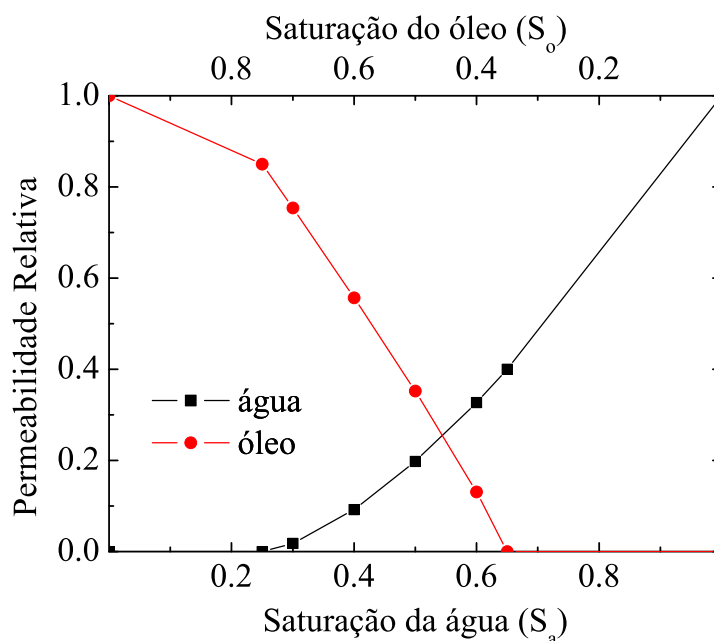


Figura 5: Curvas das permeabilidades relativas da água e do óleo versus a saturação da água. Existe uma saturação residual da fase óleo, aproximadamente igual a 35%, que ficará no reservatório independentemente da pressão aplicada. Lembrando que a soma das saturações é sempre igual a 1 ($S_o + S_a = 1$). A fase residual é aprisionada nos poros por forças capilares.

1.4.4 Permeabilidade relativa

Como vimos na Seção (1.2.2), a permeabilidade é uma propriedade da rocha e relaciona como os poros estão conectados entre si. Isso foi feito assumindo o escoamento de uma única fase através dos poros. No entanto, quando há mais de uma fase escoando simultaneamente pelo mesmo meio poroso, há uma competição de escoamento entre essas fases. Cada fase, portanto, terá uma permeabilidade efetiva k_f que depende da fase e da rocha, ao contrário daquela que depende só da rocha, chamada permeabilidade absoluta.

A razão entre a permeabilidade efetiva de uma dada fase e a permeabilidade absoluta é chamada de permeabilidade relativa da fase (k_{rf}),

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k}, \quad (1.13)$$

sendo um número adimensional que é função da saturação e relaciona a competição descrita acima.

Apresenta-se na Figura 5 as curvas de permeabilidade relativa da água e do óleo ver-

sus a saturação da água. Nela pode-se observar a existência de uma saturação residual da fase óleo, aproximadamente igual a 35% [11]. A saturação residual de uma fase (S_{fr}) é o volume fracionado da fase que é aprisionada ou irredutível. Um exemplo é que após uma saturação elevada de água deslocando óleo num reservatório, a saturação residual do óleo S_{or} é alcançada. Na saturação residual de uma fase, a correspondente permeabilidade relativa desta fase é zero. Isto pode ser explicado, da seguinte maneira: se considerarmos uma rocha porosa saturada com óleo (fluido não-molhante) em que água (fluido molhante) é injetada, processo conhecido como embebição, inicialmente a água tende a ocupar os menores poros que contribuem pouco para o escoamento. Portanto, mesmo havendo uma certa saturação de água, esta não se desloca pelo meio, fazendo com que sua permeabilidade relativa seja zero. Com a contínua injeção de água a sua saturação aumenta até que um certo valor (aproximadamente 0,2) cuja permeabilidade relativa difere de zero, ver Figura 5. A permeabilidade relativa da água aumenta então com sua saturação diminuindo a permeabilidade relativa do óleo devido a uma competição do escoamento entre esses dois fluidos.

2 DESCRIÇÃO FÍSICA E MATEMÁTICA DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR E MASSA EM MEIOS POROSOS

Neste capítulo, serão abordados brevemente os conceitos e equações diferenciais usadas na modelagem matemática dos escoamentos multi-fásicos de fluídos, e do transporte de calor em meios porosos. O entendimento dessas leis se torna necessário para modelar, implementar, controlar e interpretar projetos térmicos em reservatórios de petróleo.

Soluções numéricas dessas equações, com condições de contorno apropriadas, tem auxiliado na estimativa de produção de uma determinada reserva de petróleo. Por isso, mesmo soluções aproximadas tem grande aceitação na indústria devido ao grande desenvolvimento dos computadores, tanto em sua capacidade e velocidade de processamento quanto pelos métodos numéricos que estão cada vez mais aprimorados.

2.1 Mecanismos de transferência de calor

Tem-se três mecanismos de transferência de calor: condução, convecção e radiação. Devido ao fato de que em rochas reservatório a radiação térmica é muito pequena, então este mecanismo não tem muita relevância e portanto o mesmo não será abordado neste trabalho.

Um ponto importante a ser considerado, uma condição geralmente assumida e que prevalece, é que os fluidos e os minerais da rocha-reservatório em qualquer elemento de volume bem pequeno estão numa mesma temperatura. Isto implica que se pode desconsiderar a dissipação de energia térmica entre os fluidos e os minerais em um volume

arbitrário no espaço através do qual o fluido escoar, volume de controle, havendo somente troca de calor entre volumes de controle diferentes. Existem exceções em que esta condição não pode ser assumida, mas para os casos tratados aqui ela será válida.

2.1.1 Condução de calor

Este mecanismo é descrito pela lei de Fourier,

$$u_{\lambda x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x}, \quad (2.1)$$

onde $u_{\lambda x}$ é a taxa de transferência de calor por unidade de secção transversal de área (fluxo) fluindo na direção positiva de x , onde λ é a condutividade térmica do material. Essa lei nos diz que o fluxo de calor ocorre no sentido contrário ao do gradiente de temperatura, ou seja, das zonas de maior temperatura para as zonas de menor temperatura, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 6.

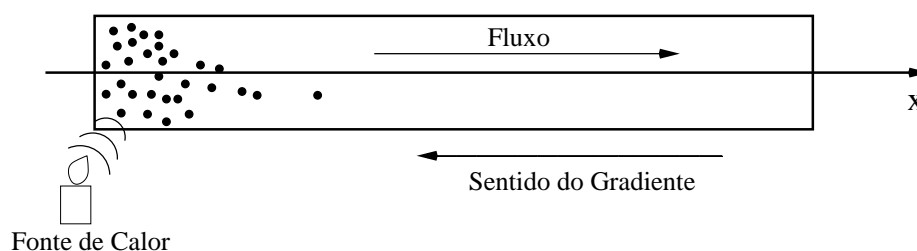


Figura 6: Ilustração indicando que o sentido do fluxo é o negativo do sentido do gradiente, como por exemplo, uma colher de metal sendo aquecida na chama do fogão.

2.1.2 Convecção de calor

O mecanismo de convecção se caracteriza pela transferência de calor causada pelo deslocamento de massa fluida. Ela pode ser originada a partir de uma alteração na densidade do fluido, pela elevação da temperatura, ocorrendo uma movimentação macroscópica, chamada convecção natural ou livre. Pode também ocorrer pela presença de agentes externos como ventiladores e bombas, sendo chamada de convecção forçada [7]. Uma característica importante deste tipo de mecanismo é que o fluxo se dá na direção paralela ao fluxo do fluido. Analisando a equação do calor sensível,

$$Q = mc(T - T_r), \quad (2.2)$$

e tomando a taxa de transferência desse calor em uma dimensão por unidade de secção transversal de área, ou seja, dividindo ambos os termos da equação 2.2 por unidade de

tempo e de área,

$$\frac{Q}{(tL^2)} = \frac{mcL(T - T_r)}{(tL^2)L},$$

assim, encontramos uma equação que descreve o fluxo de calor por convecção dada por,

$$u_{Tx} = v\rho c(T - T_r), \quad (2.3)$$

onde u_{Tx} é a taxa de transferência de calor por unidade de área na direção positiva de x pela convecção, v é a velocidade do fluido, ρ é a densidade, c o seu calor específico e T_r é uma temperatura de referência, ou inicial.

Somando os componentes condutivos e convectivos da transferência de calor, podemos determinar o fluxo total de energia devido ao escoamento de um fluido na direção positiva de x ,

$$u_{ex} = u_{\lambda x} + u_{Tx} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} + \sum_f v_f^x \rho_f c_f (T - T_r), \quad (2.4)$$

onde o somatório é feito sobre todas as fases presentes.

2.2 Equação diferencial do balanço de energia

A primeira lei da Termodinâmica, lei de conservação de energia, diz que a energia cedida a um sistema é utilizada por este para realizar trabalho e/ou variar sua energia interna, ou seja, esta não pode ser criada nem destruída. Levando em conta que em um dado volume de controle seu volume permanece constante, o trabalho realizado devido a expansão térmica do reservatório é usualmente desprezível. Aplicando a primeira lei para cada volume de controle, temos,

$$E_{LT} + E_{GF} = E_{GI}, \quad (2.5)$$

onde E_{LT} é a energia líquida transferida, E_{GF} é a energia ganha de fontes e E_{GI} é o ganho em energia interna.

A energia líquida transferida é a soma das energias térmicas fluindo para o interior do volume de controle, através de sua superfície, menos a que sai dele. Considerando um volume de controle na forma de um paralelepípedo (Figura 7), E_{LT} pode ser escrita como,

$$E_{LT} = (u_{ex}\Delta y\Delta z + u_{ey}\Delta x\Delta z + u_{ez}\Delta x\Delta y)\Delta t \\ - [(u_{ex} + \Delta u_{ex})\Delta y\Delta z + (u_{ey} + \Delta u_{ey})\Delta x\Delta z + (u_{ez} + \Delta u_{ez})\Delta x\Delta y] \Delta t,$$

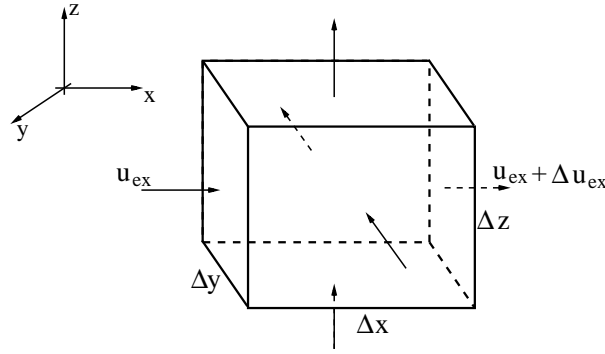


Figura 7: Volume de controle para o cálculo do balanço de energia.

o que nos dá,

$$E_{LT} = -(\Delta u_{ex}\Delta y\Delta z + \Delta u_{ey}\Delta x\Delta z + \Delta u_{ez}\Delta x\Delta y)\Delta t. \quad (2.6)$$

A energia ganha de fontes pode ser dada por,

$$E_{GF} = \dot{Q}\Delta x\Delta y\Delta z\Delta t, \quad (2.7)$$

onde \dot{Q} representa a taxa de energia por unidade de volume oriunda de reações químicas. \dot{Q} é positivo para reações exotérmicas e negativo para endotérmicas. O ganho em energia interna pode ser dado por,

$$E_{GI} = \Delta(\rho e)\Delta x\Delta y\Delta z, \quad (2.8)$$

onde e é a energia interna total por unidade de massa e $\Delta(\rho e)$ é a variação da energia interna total por unidade de volume. Podemos escrever,

$$\rho e = (1 - \phi)M_\sigma\Delta T + \phi \sum_f S_f \rho_f e_f, \quad (2.9)$$

onde M_σ é a capacidade térmica volumétrica, ϕ é a porosidade, ρ_f é a densidade da fase e S_f é a saturação da fase f .

Substituindo todos os termos na equação 2.5, ficamos com,

$$-(\Delta u_{ex}\Delta y\Delta z + \Delta u_{ey}\Delta x\Delta z + \Delta u_{ez}\Delta x\Delta y)\Delta t + \dot{Q}\Delta x\Delta y\Delta z\Delta t = \Delta(\rho e)\Delta x\Delta y\Delta z,$$

dividindo todos os termos por $\Delta x\Delta y\Delta z\Delta t$, temos,

$$-\left(\frac{\Delta u_{ex}}{\Delta x} + \frac{\Delta u_{ey}}{\Delta y} + \frac{\Delta u_{ez}}{\Delta z}\right) + \dot{Q} = \frac{\Delta(\rho e)}{\Delta t}, \quad (2.10)$$

fazendo o limite para $\Delta x \rightarrow 0, \Delta y \rightarrow 0, \Delta z \rightarrow 0$ e $\Delta t \rightarrow 0$, ficamos com,

$$-\left(\frac{\partial u_{ex}}{\partial x} + \frac{\partial u_{ey}}{\partial y} + \frac{\partial u_{ez}}{\partial z}\right) + \dot{Q} = \frac{\partial \rho e}{\partial t}. \quad (2.11)$$

Esta é a equação que descreve o balanço de energia em meios porosos, com u_e dado pela equação 2.4 para cada direção.

2.3 Equação diferencial do balanço de massa

Para encontrarmos uma equação diferencial do tipo 2.11 para a massa, usaremos o desenvolvimento análogo ao da seção anterior. Levando em conta a conservação da massa para o volume de controle, temos,

$$M_{LT} + M_{GF} = M_A, \quad (2.12)$$

onde M_{LT} é a massa líquida transferida, M_{GF} a massa ganha de fontes e M_A é a massa acumulado no interior do volume de controle.

A massa líquida transferida é a soma da massa que entra no volume de controle menos a que sai dele. Considerando o mesmo volume de controle da Figura 7, M_{LT} pode ser dada por,

$$M_{LT} = (\rho v_x \Delta y \Delta z + \rho v_y \Delta x \Delta z + \rho v_z \Delta x \Delta y) \Delta t \\ - [(\rho v_x + \Delta \rho v_x) \Delta y \Delta z + (\rho v_y + \Delta \rho v_y) \Delta x \Delta z + (\rho v_z + \Delta \rho v_z) \Delta x \Delta y] \Delta t,$$

o que nos dá,

$$M_{LT} = -(\Delta \rho v_x \Delta y \Delta z + \Delta \rho v_y \Delta x \Delta z + \Delta \rho v_z \Delta x \Delta y) \Delta t. \quad (2.13)$$

A massa ganha de fontes pode ser dada por,

$$M_{GF} = \dot{Q}_M \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t, \quad (2.14)$$

onde \dot{Q}_M representa a taxa de massa por unidade de volume devido aos poços e reações químicas. \dot{Q}_M é positivo quando massa é injetada (ou “criada” por reações químicas) e negativo quando produzida (ou consumida por reações químicas). A massa acumulada pode ser dada por,

$$M_A = \Delta(\phi \rho_f S_f) \Delta x \Delta y \Delta z, \quad (2.15)$$

onde $\Delta(\phi \rho_f S_f)$ é a variação de massa por unidade de volume.

Substituindo todos os termos na equação 2.12, ficamos com,

$$-(\Delta\rho v_x \Delta y \Delta z + \Delta\rho v_y \Delta x \Delta z + \Delta\rho v_z \Delta x \Delta y) \Delta t + \dot{Q}_M \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \Delta(\phi \rho_f S_f) \Delta x \Delta y \Delta z,$$

dividindo todos os termos por $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$, temos,

$$-\left(\frac{\Delta\rho v_x}{\Delta x} + \frac{\Delta\rho v_y}{\Delta y} + \frac{\Delta\rho v_z}{\Delta z}\right) + \dot{Q}_M = \frac{\Delta(\phi \rho_f S_f)}{\Delta t}, \quad (2.16)$$

fazendo o limite para $\Delta x \rightarrow 0, \Delta y \rightarrow 0, \Delta z \rightarrow 0$ e $\Delta t \rightarrow 0$, ficamos com,

$$-\left(\frac{\partial \rho_f v_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho_f v_y}{\partial y} + \frac{\partial \rho_f v_z}{\partial z}\right) + \dot{Q}_M = \frac{\partial(\phi \rho_f S_f)}{\partial t}. \quad (2.17)$$

Esta é a equação que descreve o balanço de massa em meios porosos. Cada fase f deverá ter uma equação como essa para descrever seu balanço, onde o termo de acoplamento é a saturação S_f . A velocidade do fluido v no meio poroso é dada pela lei empírica de Darcy, que trataremos logo a seguir.

2.4 Lei de Darcy

Em 1856, como um resultado de estudos experimentais do fluxo de água em filtros de areia, Henry Darcy formulou a lei que leva o seu nome. Esta lei tem sido usada para descrever, com algumas limitações, o movimento de outros fluidos, incluindo dois ou mais fluidos imiscíveis, em rochas e outros meios porosos [8].

A lei de Darcy declara que a velocidade de um fluido homogêneo em um meio poroso é proporcional ao gradiente de pressão que o fluido está sujeito e a constante de proporcionalidade depende da permeabilidade do meio poroso k e do inverso da viscosidade do fluido μ [3]. Portanto podemos escrever a lei de Darcy como,

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p, \quad (2.18)$$

onde os efeitos gravitacionais não são levados em consideração e o sinal negativo indica que o escoamento segue para regiões onde a pressão é menor.

Quando há duas fases escoando simultaneamente em um meio poroso haverá uma competição no escoamento de cada fase devido à sua molhabilidade, característica de aderência aos sólidos. Quando temos duas fases em contato com um mesmo sólido, em geral, uma delas será mais aderente do que a outra, a mais aderente é chamada “molhante” e a menos aderente “não-molhante” (ver Seção 1.4.2).

Assim, para um sistema bifásico, água e óleo, por exemplo, cada fase terá uma velocidade definida pela lei de Darcy, onde cada uma delas terá uma permeabilidade efetiva diferente, dada por,

$$k_a = k k_{ra}, \quad (2.19)$$

$$k_o = k k_{ro}, \quad (2.20)$$

onde k é a permeabilidade absoluta da rocha, k_{ra} e k_{ro} são as permeabilidades relativa das fases aquosa e oleosa, respectivamente.

A lei de Darcy para cada uma dessas fases será então,

$$\vec{v}_a = -\frac{k k_{ra}}{\mu_a} \nabla p_a, \quad (2.21)$$

$$\vec{v}_o = -\frac{k k_{ro}}{\mu_o} \nabla p_o, \quad (2.22)$$

onde μ_a e μ_o são as viscosidades das fases, e além disso, cada fase tem uma pressão dada por p_a e p_o .

A diferença entre p_a e p_o é o que definimos anteriormente como pressão capilar (ver Seção 1.4.3), e a razão entre a permeabilidade efetiva e a viscosidade de uma fase é chamada de mobilidade, representada por λ_f , ou seja,

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}.$$

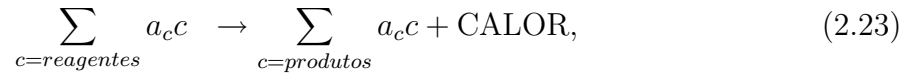
2.5 Reações químicas

Na combustão *in-situ* em reservatórios de petróleo, existem muitas reações químicas associadas a um número muito grande de moléculas que constituem o óleo, fazendo destas reações complexas e numerosas. Essas reações ocorrem em vários valores de temperatura, podendo resultar em várias substâncias como água, monóxidos e dióxidos de carbono, nitrogênio dentre outros [3].

Na indústria do petróleo, é comum se classificar as reações em duas reações de oxidação, uma para os componentes mais pesados e outra para os mais leves; e uma outra para representar a pirólise, que representa a “quebra” das moléculas dos componentes pesados do óleo, em componentes mais leves e mais um resíduo sólido, chamado “coke”.

É importante entender o cálculo das taxas de produção (ou consumo) das massas e

da energia liberada pela reação química. Levando em conta que se pode escrever essas reações de uma forma geral por,



onde a_c são os coeficientes estequiométricos. A soma do lado esquerdo é feita sobre todos os componentes reagentes e do lado direito sobre sobre todos os componentes produtos da reação.

A taxa, ou velocidade, da reação é dada pela equação de Arrhenius que depende da concentração de cada reagente, elevado à um expoente n_c , e de um termo exponencial do inverso da temperatura,

$$W = f_0 e^{-\frac{E_a}{RT}} \prod_{c=\text{reagentes}} [C_c]^{n_c}, \quad (2.24)$$

onde as constantes f_0 , E_a e R são o fator pré-exponencial, a energia de ativação e a constante universal dos gases, respectivamente. A ordem da reação é a soma dos n_c .

A taxa de massa de um dado componente por unidade de volume \dot{Q}_M , usada na equação do balanço de massa, é dada por,

$$\dot{Q}_M = \pm a_c W, \quad (2.25)$$

onde o sinal é negativo se o componente for um dos reagentes, portanto, há “destruição” dele, e positivo se for um dos produtos, onde há “formação”, da reação.

A taxa de energia, por unidade de volume, da reação \dot{Q} , usada na equação do balanço de energia, é dada por,

$$\dot{Q} = \pm \Delta h W, \quad (2.26)$$

onde Δh é a entalpia da reação por unidade de massa, e o sinal de \dot{Q} depende de a reação ser exotérmica, positivo, ou endotérmica, negativo.

3 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO TÉRMICA

Como foi visto na Introdução desta dissertação, ao longo dos anos, várias técnicas de produção foram desenvolvidas com o intuito de aumentar o volume de óleo recuperado dos reservatórios de petróleo. Primeiramente, foram desenvolvidos métodos para a recuperação de óleo leve, conhecidos como recuperação primária e secundária, ou simplesmente métodos convencionais. Isso é obtido pelo aumento do gradiente de pressão no reservatório, que como podemos perceber pela lei de Darcy (equação 2.18) ocasiona um aumento do fluxo do óleo no meio poroso.

Para a recuperação de óleos pesados, porém, outros métodos fizeram-se necessários já que os convencionais (aumento do gradiente de pressão) são inviáveis. Esses são os chamados métodos terciários, também conhecidos pela sigla em inglês EOR, *Enhanced Oil Recovery*, que aumentam o fluxo do óleo aumentando sua mobilidade. Dentre os principais métodos terciários, podemos citar o métodos miscíveis, químicos e térmicos [4], que explicaremos melhor logo abaixo.

3.1 Métodos miscíveis

Esse processo ocorre com a injeção de um fluido miscível, normalmente um gás (CO_2 ou N_2), com o óleo de alta viscosidade. Essa mistura (gás+óleo) possui uma viscosidade menor que o óleo original aumentando, então, sua mobilidade.

3.2 Métodos químicos

A principal característica deste método é mudar as curvas de permeabilidade relativa (ver Figura 5) diminuindo a saturação residual do óleo e permitindo que mais óleo seja recuperado. Esse método é realizado com a injeção de surfactantes.

3.3 Métodos térmicos

A principal característica desse método é aumentar a mobilidade do óleo reduzindo sua viscosidade pelo aumento da temperatura do reservatório. Esse será o método utilizado neste trabalho e por isso o restante deste capítulo tem como objetivo explicá-lo mais detalhadamente.

Os processos térmicos usados hoje pertencem à duas classes: aquela na qual calor é injetado no reservatório e aquela na qual calor é gerado no interior do reservatório, que são denominados processos *in-situ*.

Na injeção de calor, um fluido quente é injetado através dos poços injetores aumentando a temperatura no interior do reservatório. Esse aumento de temperatura ocasiona uma diminuição da viscosidade do óleo facilitando o seu deslocamento. Além disso, a injeção desse fluido contribui para manter a pressão elevada no interior do reservatório.

Nos processos *in-situ*, calor é gerado no interior do reservatório. Isso pode ser obtido pela injeção de um gás contendo oxigênio (ar ou ar enriquecido)¹ para que ocorra a oxidação dos hidrocarbonetos. Uma frente de combustão é gerada e se desloca pelo reservatório. A esse método se dá o nome de combustão *in-situ*. A idéia principal deste método é queimar parte do óleo dentro do reservatório para aquecer regiões não atingidas pela frente de combustão. A injeção desse fluido deve ser mantida para que a combustão não se extinga [6, 12, 13].

Uma vez que nos processos em que o calor é levado da superfície até o reservatório, perdas de calor pelos dutos de injeção podem ocorrer, dependendo das características do reservatório se opta pela utilização dos processos *in-situ*, sendo algumas vezes empregado a combinação de ambos os métodos. Um exemplo em que isso se mostra claro, é no caso de reservatórios marinhos, onde um fluido quente perde calor ao atravessar a camada de água antes de atingir o reservatório perdendo sua eficiência. Nesse caso a combustão *in-situ* é empregada uma vez que o ar injetado neste método não precisa estar quente.

O restante deste capítulo, será dedicado à uma melhor explanação dos processos de combustão *in-situ* e alguns possíveis arranjos de poços que auxiliarão o entendimento dos nossos resultados apresentados no capítulo posterior.

¹Enquanto o ar tem 21% de O₂, o ar enriquecido é fabricado na indústria para ter uma porcentagem maior de O₂.

3.4 Combustão *in-situ*

Na combustão *in-situ*, oxigênio é injetado dentro do reservatório e óleo é inflamado, sendo parte dele queimado para gerar calor. A combustão pode ser espontânea ou provocada por uma faísca elétrica controlada externamente. A injeção de ar é uma das formas mais comuns para se fazer a injeção de oxigênio, por ser o ar barato. A fim de manter a frente de combustão, a injeção de oxigênio é feita de forma contínua ou cíclica, o que irá aumentar a temperatura de todo o reservatório, mobilizando e deslocando o óleo a sua frente.

É importante salientar que, como o ar injetado está normalmente frio, as linhas de injeção precisam ser projetadas somente quando for necessário, conforme prática de prudência. Entretanto, aquela parte do poço próximo da zona de queima, que possa entrar em contato com o oxigênio e o óleo cru, deve ser projetada para suportar altas temperaturas. Por outro lado é comum que poços produtores sofram corrosão, erosão e altas variações de temperatura, recebendo eles um tratamento especial desde o reservatório até a cabeça do poço [6].

Muitas são as vantagens do uso da combustão *in-situ* na recuperação de óleo pesado, tais como sua alta eficiência em termos de utilização térmica, alta eficiência também nos mecanismos de deslocamento do óleo e um menor impacto ambiental durante todo o processo [14].

3.4.1 Combustão seca × combustão molhada

A injeção de ar, é conhecida como combustão seca (dry combustion). Nesta, a frente de combustão move-se do poço injetor para o produtor. A frente de combustão move-se na mesma direção que o ar é injetado. Ao contrário desta última, pode ser realizada a combustão reversa, quando a frente move-se na direção oposta em que o ar está sendo injetado. Conseguem-se esta combustão quando se inflama o óleo próximo ao poço produtor, enquanto ar é injetado temporariamente por este, logo em seguida passa-se então ao programa “normal” de injeção do ar.

Uma característica do processo de combustão seca é que a temperatura da zona queimada (atrás da frente de combustão) permanece sempre alta, onde o calor acaba sendo desperdiçado para o ambiente não contribuindo para a queima do óleo a frente da zona de combustão. Por esta razão, água também pode ser injetada. Como a água possui uma capacidade térmica maior do que ar, esta absorve o calor da zona queimada e leva-o con-

sigio para a zona não queimada transferindo assim calor antes atrás da zona de combustão para a frente de combustão, contribuindo para que a energia térmica seja usada mais eficientemente. A esse processo se dá o nome de combustão molhada (wet combustion) [6, 15].

Neste processo o pico no perfil da temperatura é menor do que na combustão seca, porém, ela é melhor distribuída ao longo do reservatório como podemos verificar na Figura 8, onde WAR significa a razão água-ar injetada. Sendo WAR=0 a combustão seca.

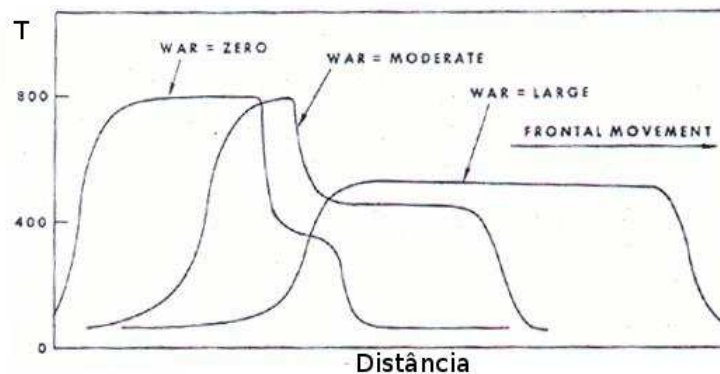


Figura 8: Efeito da taxa de injeção da razão água/ar no perfil de temperatura. Figura extraída do artigo [15].

3.4.2 Principais dificuldades com a combustão *in-situ* e tentativa de solução

A combustão *in-situ* é extensivamente estudada tanto em laboratório quanto em campo. Entretanto, o processo convencional não tem alcançado aceitação geral devido à muitas falhas aparentes, principalmente na sua dificuldade de controle. Os principais problemas operacionais que afetam a recuperação de óleo pesado usando um poço injetor vertical e um poço produtor vertical são:

1. Segregação gravitacional, devido a diferença de densidades entre o gás e óleo,
2. Acúmulo de óleo na região fria a frente da frente de combustão,
3. Desfavorável heterogeneidade da permeabilidade da rocha,
4. Dificuldade em se recuperar o modo de operação dito de alta temperatura, uma vez que se entra, no modo de operação com baixa oxidação, dito de baixa temperatura, devido à um fluxo insuficiente de oxigênio.

O fenômeno conhecido com *gas overriding*, que ocorre devido ao empuxo entre os gases provindos da combustão e os líquidos reservados, que é ainda piorado pelas diferentes permeabilidades do meio poroso, podem causar uma séria canalização de gás pelo poço produtor. Isto reduz drasticamente a eficiência de varredura, levando ao *breakthrough* do oxigênio e ao término do processo.

No processo convencional, o óleo é mobilizado à frente da zona de combustão e deslocado para dentro da região fria do reservatório. A distância entre a zona de óleo móvel e o poço produtor é da ordem de centena de metros, dependendo do espaço entre os poços, assim o classificamos como ‘deslocamentos de longas distâncias’, Figura 9.

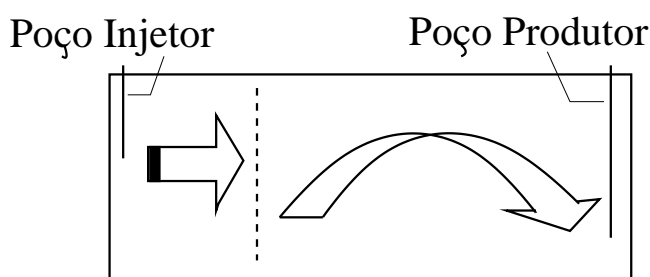


Figura 9: Ilustração do processo convencional de combustão *in-situ*, onde o óleo tem uma longa distância a percorrer em seu deslocamento até o poço produtor. Por ter uma menor densidade o gás atravessa o reservatório pela parte superior deixando a parte inferior fria.

Esse arranjo não nos garante sucesso pois há um acúmulo de óleo móvel na região fria do reservatório, que restringe o fluxo de gás, reduzindo a injetividade de ar. Este é um problema muito sério da combustão *in-situ*, porque a menos que um fluxo adequado de oxigênio seja mantido o sistema irá cair num modo de operação indesejável, o de baixa temperatura, que contribui pouco para “quebra” das frações mais pesadas do óleo [14, 16, 17].

A tentativa de solução vem com a integração da combustão *in-situ* e a tecnologia de poços horizontais que levam ao desenvolvimento de processos de “deslocamento a curta distância”, provendo um método mais eficiente para a recuperação do óleo pesado. O princípio envolvido é simples, o óleo móvel é deslocado diretamente para dentro do poço produtor, por pequenos deslocamentos do óleo, assim evitando o seu deslocamento para a região fria do reservatório, Figura 10.

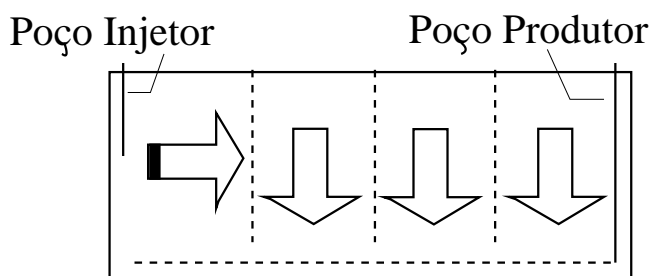


Figura 10: Ilustração do processo integrado de combustão *in-situ* e poço produtor horizontal, onde o óleo percorre uma curta distância para atingir o poço produtor. Neste caso o gás percorre todo o reservatório.

3.5 THAI - Toe-to-Heel Air Injection

Este arranjo, em que o poço injetor é vertical e o poço produtor é horizontal, denominado VIHP (ver Figura 10), constitui o THAI, no qual a frente de combustão se propaga ao longo do poço produtor horizontal, da posição imediatamente embaixo do poço injetor vertical, ‘toe’, até o fim do poço produtor, ‘heel’ (toe-to-heel) [14, 16, 17, 18]. Assim, a Figura 10 representa o THAI dito convencional, um arranjo VIHP onde a frente de combustão viaja como uma “janela móvel”. Outros arranjos no entanto podem ser trabalhados, como por exemplo, um injetor horizontal e um produtor horizontal, HIHP e dois injetores verticais e um produtor horizontal, 2VIHP.

O mecanismo básico do THAI é análogo ao do processo de combustão *in-situ*, queimando parte do óleo presente no reservatório para aumentar sua temperatura diminuindo assim a viscosidade do óleo armazenado. É importante frisar que o combustível para as reações de combustão, principalmente *coke*, resíduo do óleo pesado, é gerado a frente da zona de combustão, pela “quebra” térmica do óleo pesado. Entretanto, o caminho seguido pelo óleo móvel é diferente do processo de combustão *in-situ*, uma vez que o óleo da região fria é altamente viscoso, o óleo móvel que está a frente da zona de combustão (e da zona *coke*) é drenado para seções expostas do poço produtor horizontal que está imediatamente abaixo, Figura 11. Portanto THAI é um processo de deslocamento a curtas distâncias.

Durante o período de operação estabilizado, todos os fluidos os quais são eventualmente produzidos (gás, vapor e óleo) passam através da zona de óleo móvel sendo forçados pelo escoamento para dentro das regiões expostas do poço produtor. Na região próxima a zona fria, a drenagem ocorre principalmente pelo efeito da gravidade.

A canalização de ar pelo poço produtor não ocorre devido a um selamento que ocorre

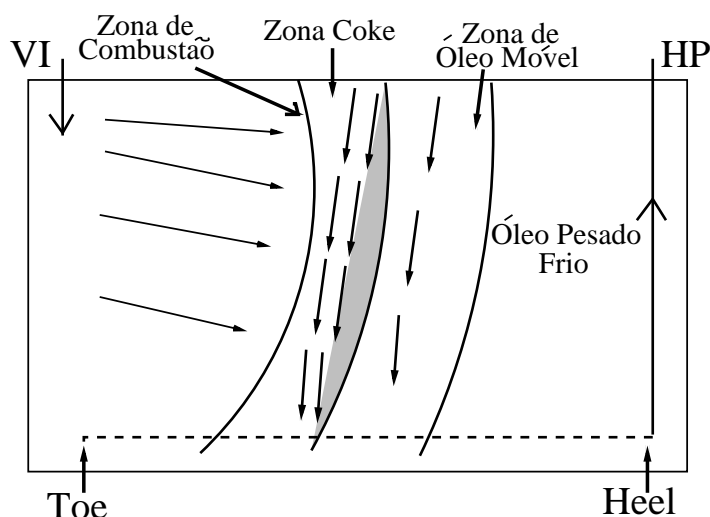


Figura 11: Figura ilustrando o processo THAI, com as zonas de combustão, coke, óleo móvel e região fria evidenciadas.

pelo *coke* considerado dinâmico por acompanhar o avanço da frente de combustão, ou seja, está sendo continuamente formado.

O THAI tem assim seus benefícios potenciais nas dificuldades e falhas dos processos de combustão *in-situ* convencionais, sendo portanto uma alternativa bastante promissora para recuperação de óleo pesado.

3.6 Diferentes configurações de poços para o THAI

Levando em conta cinco possíveis arranjos dos poços, e o processo de combustão *in-situ*, é importante conhecer os efeitos desses arranjos na recuperação do óleo pesado e ainda investigar qual o parâmetro sensível que muda a ordem desses arranjos, do mais eficiente para o menos eficiente, podendo assim se optar pela melhor estratégia de exploração.

3.6.1 Combinação VIHP

Nesta combinação, tem-se um poço injetor vertical colocado à direita do reservatório que tem a forma de um paralelepípedo (como uma caixa de sapato). Na Figura 12, tem-se a vista tridimensional desse reservatório dividido em seus *grides* numéricos mostrando, em linha sólidas pretas, a localização dos poços.

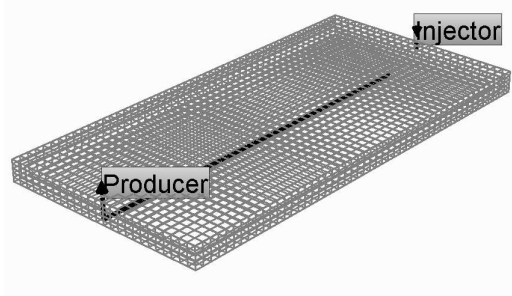


Figura 12: Reservatório em três dimensões, com seus *grides* numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo VIHP (um poço injetor vertical e um poço produtor horizontal).

3.6.2 Combinação VI2HP

Combinação poço injetor vertical e dois poços produtores horizontais, com o poço injetor colocado a esquerda do reservatório e os dois poços produtores horizontais com uma distância transversal entre si e ainda com uma pequena distância do poço injetor. Na Figura 13, tem-se a vista tridimensional desse reservatório dividido em seus *grides* numéricos mostrando, em linha sólidas pretas, a localização dos poços.

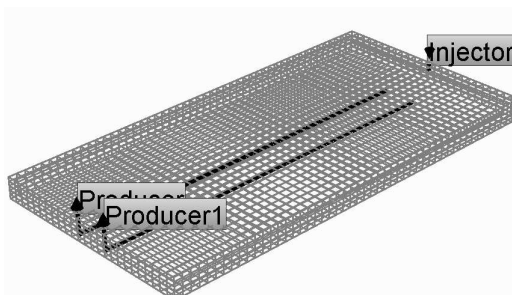


Figura 13: Reservatório em três dimensões, com seus *grides* numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo VI2HP (um poço injetor vertical e dois poços produtores horizontais).

3.6.3 Combinação HIHP

Este padrão é formado por um poço injetor horizontal e um poço produtor horizontal, localizado a uma pequena distância perpendicular do poço injetor. Na Figura 14, tem-se a vista tridimensional desse reservatório dividido em seus *grides* numéricos mostrando, em linha sólidas pretas, a localização dos poços.

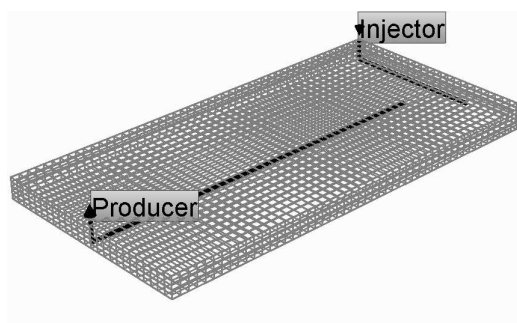


Figura 14: Reservatório em três dimensões, com seus *grides* numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo HIHP (um poço injetor horizontal e um poço produtor horizontal).

3.6.4 Combinação HI2HP

Padrão análogo ao anterior no entanto há presença de outro poço produtor horizontal, formando assim dois produtores horizontais com uma distância transversal entre os mesmos. Na Figura 15, tem-se a vista tridimensional desse reservatório dividido em seus *grides* numéricos mostrando, em linha sólidas pretas, a localização dos poços.

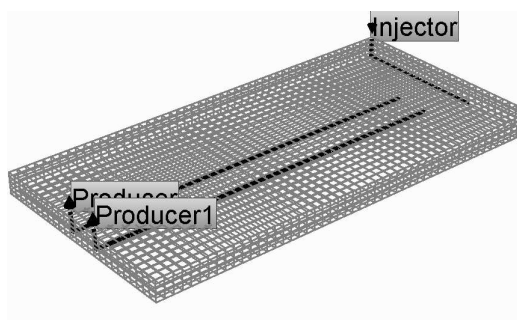


Figura 15: Reservatório em três dimensões, com seus *grides* numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo HI2HP (um poço injetor horizontal e dois poços produtores horizontais).

3.6.5 Combinação 2VIHP

Nesta combinação é colocado dois poços injetores verticais com uma pequena distância um do outro, e um poço produtor horizontal localizado entre eles mas com uma distância perpendicular deles. Neste padrão é importante salientar que a presença de dois poços injetores não irá duplicar a injetividade de ar, o que é feito é dividir a taxa de injeção igualmente para os dois. Na Figura 16, tem-se a vista tridimensional desse reservatório dividido em seus *grides* numéricos mostrando, em linha sólidas pretas, a localização dos poços.

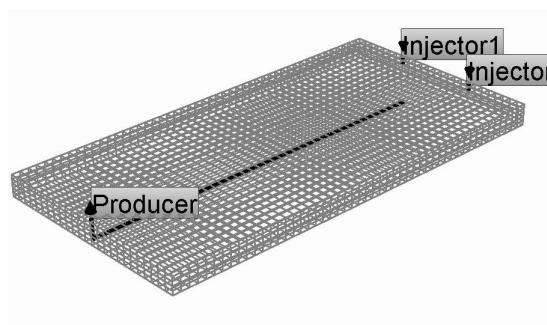


Figura 16: Reservatório em três dimensões, com seus *grides* numéricos, mostrando a localização dos poços para o arranjo 2VIHP (dois poços injetores verticais e um poço produtor horizontal).

A descrição detalhada do modelo bem como os resultados obtidos serão apresentados no capítulo seguinte, onde as simulações foram realizadas utilizando-se as cinco combinações apresentadas acima.

4 EFEITO DOS ARRANJOS DOS POÇOS NA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PESADO

4.1 Modelo

O modelo de reservatório usado neste trabalho é baseado no reservatório de óleos pesados Wolf Lake, do template STFLU00.dat ¹ que acompanha o software comercial CMG. Este reservatório é muito usado como caso de estudo por ser um reservatório real onde o método de combustão *in-situ* foi usado com sucesso. Algumas propriedades, porém, foram modificadas a fim de se adequar aos nossos interesses. A geometria do reservatório, por exemplo, foi considerada como sendo do tipo caixa de sapato (paralelepípedo), com 150 m de largura \times 300 m de comprimento \times 15 m de profundidade, como os reservatórios apresentados no final do capítulo anterior, para que os resultados possam ser aplicados a outros reservatórios de óleos pesados, e não somente ao Wolf Lake. Foi considerado um valor de 0,3 para a porosidade da rocha reservatório e uma permeabilidade horizontal constante igual a 5000 mD, ou seja, não há diferença na direção x e y , porém, diferente da permeabilidade vertical que possui valor igual 500 mD.

O modelo leva em consideração 7 componentes: água (H_2O); óleo pesado (*Betume*) e óleo leve (CH_4); gás inerte (IG) (mistura de muitos gases, predominantemente nitrogênio e monóxido de carbono); oxigênio (O_2); dióxido de carbono (CO_2) e um componente sólido chamado *coke*. Inicialmente, o reservatório está saturado com os três primeiros componentes, sendo 58,5% de Betume, 7,5% de CH_4 e 34% de H_2O a uma pressão de 2750 kPa e uma temperatura de 16 °C.

¹O conjunto de dados deste template é baseado no artigo de Rubin e Bitter, Development of operating strategy for a Wolf Lake satellite underlain by a water leg using numerical model studies, SPE/DOE 17393.

A fim de aumentar a pressão no interior do reservatório e gerar uma frente de combustão, ar (21% de O_2 + 79% de IG) é injetado no reservatório a uma taxa constante de $140000\ m^3/\text{dia}$ através dos poços de injeção. Essa alta taxa se justifica pelo tamanho do reservatório e as altas viscosidades dos óleos estudados. A combustão tem início a partir dos arredores dos poços de injeção por aquecedores, controlados externamente, que aumentam a temperatura até a temperatura de ignição do óleo. Com a contínua injeção de oxigênio os aquecedores podem ser desligados e a frente de combustão se mantém.

4.1.1 Reações químicas

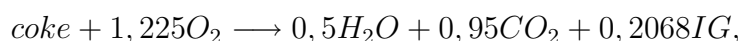
Nosso modelo permite três tipos de reações químicas: oxidação do betume (exotérmica); oxidação do *coke* (exotérmica) e a pirólise do betume (endotérmica). Essas reações estão detalhadas abaixo:

- Oxidação do betume:



com $E_{act} = 8,41 \times 10^4\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$ e $h_r = 6,29 \times 10^6\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$.

- Oxidação do coke:



com $E_{act} = 5,478 \times 10^4\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$ e $h_r = 5,58 \times 10^5\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$.

- Pirólise do betume:



com $E_{act} = 2,463 \times 10^5\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$ e $h_r = -6,86 \times 10^6\ \text{J/g}\cdot\text{mol}$. Onde E_{act} é a energia de ativação e h_r a entalpia de reação.

4.1.2 Dependência da viscosidade do betume com a temperatura

O óleo pesado considerado é caracterizado neste trabalho por sua dependência de viscosidade com a temperatura, onde uma extrapolação utilizando a equação 1.8 foi con-

Componente	A_{visc}	B_{visc}
Betume	$6,38 \cdot 10^{-5}$	5453,31
Água	0,0047352	1515,7
CH ₄	0,0104328	262,82
CO ₂	0,0007573	1331,1

Tabela 1: Tabela indicativa dos números A_{visc} e B_{visc} utilizados para criação do gráfico da Figura 17 dos componentes líquidos presentes nesta dissertação.

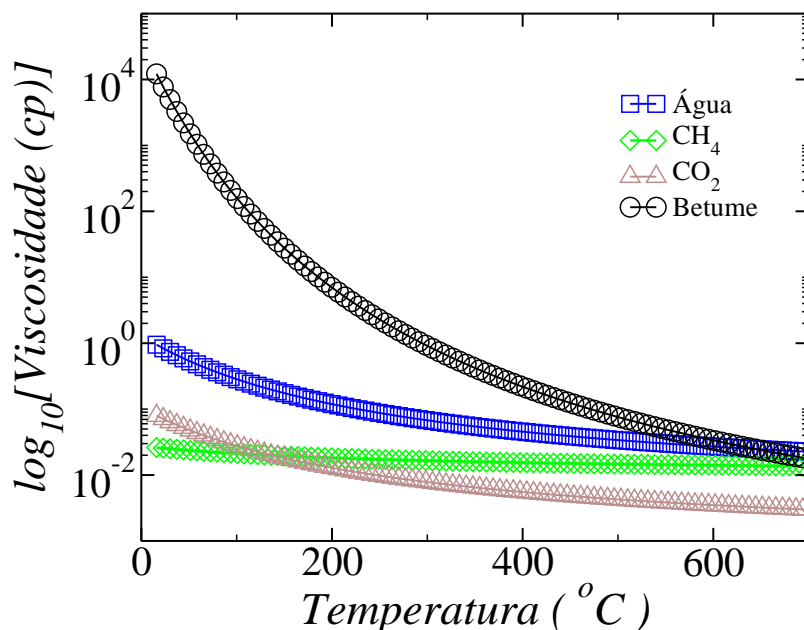


Figura 17: Logaritmo da viscosidade versus temperatura, caracterizando o óleo a ser estudado, e os elementos no estado líquido considerados neste trabalho para um efeito comparativo.

siderada, ou seja,

$$\mu_l = A_{visc} \exp \left[\frac{B_{visc}}{T} \right],$$

é considerada para ser feito o cálculo dos números A_{visc} e B_{visc} , parâmetros de entrada para o simulador.

4.1.3 A simulação computacional

O trabalho consiste de simulações computacionais feitas através do software comercial STARS do CMG, considerando as 5 configurações dos arranjos dos poços apresentadas no fim do capítulo anterior, que são variações do THAI. Investigamos os efeitos que essas diferentes configurações tinham no fator de recuperação, durante um período de 10000 dias, aproximadamente 25 anos, que é a vida útil normal de um reservatório como este, em que permanece sendo explorado nos campos petrolíferos.

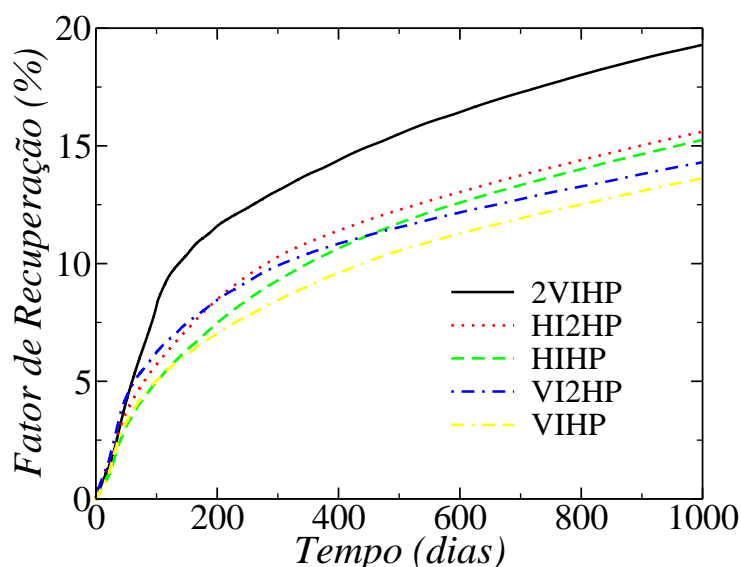


Figura 18: Fator de Recuperação versus tempo, para os 5 arranjos de poços.

Procura-se, ainda, investigar a dependência que a sequência de eficiência dos arranjos podem ter com propriedades ligadas ao modelo. É importante ressaltar que em diferentes artigos especializados [18, 20] essas diferenças são apresentadas, no entanto nenhuma justificava para ela é dada.

4.2 Resultados

O resultado das simulações para um tempo de 1000 dias apresenta a seguinte ordem de eficiência: $2VIHP > HI2HP > HIHP > VI2HP > VIHP$. Conforme pode ser vista no gráfico da Figura 18.

Com o objetivo de entender e tentar justificar esta ordem de eficiência, procura-se analisar a eficiência de varredura da frente de combustão em cada uma dessas situações. Para isso, se analisa o perfil de temperatura do reservatório (Figura 21), da viscosidade do óleo (Figura 22), e da sua saturação (Figura 23), no tempo de 1000 dias, uma vez que o perfil de temperatura possa nos dar o pico de temperatura da frente de combustão e a localização da frente com relação a região de injeção. Pode-se assim, indicar o arranjo que obteve melhor eficiência de varrido e portanto maior produção.

Nota-se que o arranjo que melhor distribui o aumento de temperatura pelo reservatório é o 2VIHP, seguido pelo HI2HP e o HIHP. No entanto para estes dois últimos a distinção quanto a distância da frente para a região de injeção é difícil de ser feita, mas pela vista do fundo do reservatório percebe-se que o arranjo que proporcionou mais áreas com o

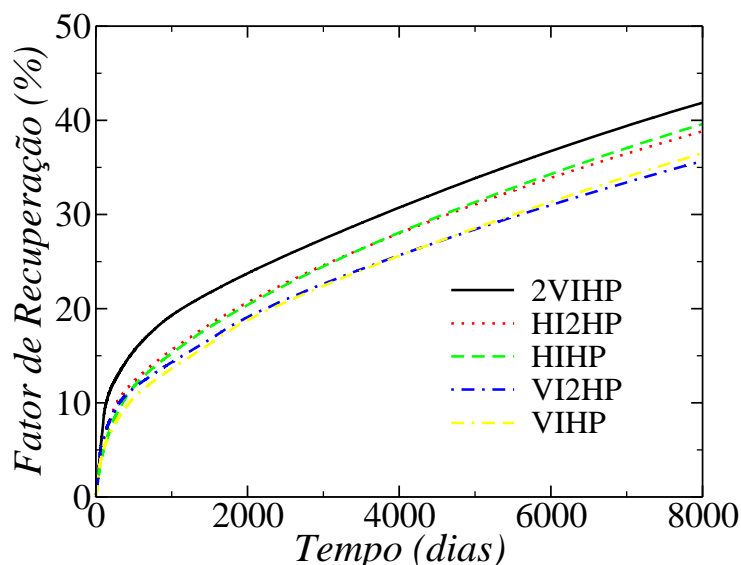


Figura 19: Fator de Recuperação versus tempo, para os 5 arranjos de poços.

pico de temperatura, portanto diminuiu a viscosidade de mais partes do óleo no interior do reservatório, foi o HI2HP, o que está em conformidade com o gráfico da Figura 18, a ordem, do mais eficiente para o menos eficiente: $2VIHP > HI2HP > HIHP$.

Somente pelo perfil de temperatura não se pode distinguir entre os demais arranjos qual o mais eficiente. Para isso, analisa-se a viscosidade do óleo juntamente com a sua saturação, no mesmo instante de tempo de 1000 dias. Analizando novamente a visão do fundo do reservatório, para a viscosidade do óleo, Figura 22, e a saturação de óleo no reservatório, Figura 23, confirma-se o que foi dito anteriormente, sobre a seguinte ordem de eficiência $2VIHP > HI2HP > HIHP$. Pode-se agora, também falar a respeito dos arranjos VIHP e VI2HP. Desses, o arranjo que reduziu a viscosidade da maior quantidade de óleo no interior do reservatório tornando móvel e portanto deslocando-o de seu lugar inicial, alterando sua saturação, foi o arranjo VI2HP, com as regiões laterais e a frente da frente de combustão melhor atingidas por esta, observando a Figura 23, o arranjo VI2HP, percebemos melhor este efeito. Assim, podemos escrever na seguinte ordem os cinco arranjos para o tempo de 1000 dias: $2VIHP > HI2HP > HIHP > VI2HP > VIHP$.

Em 5000 dias, como pode ser observado na Figura 19, ocorre um efeito no qual a ordem de eficiência é alterada para os pares HI2HP, HIHP e VI2HP, VIHP. A eficiência do varrido, pelos mesmos critérios utilizados anteriormente, se apresenta diferente, trocando a ordem para $HIHP > HI2HP > VIHP > VI2HP$ (ver Figuras 24, 25 e 26).

Para um tempo de 8000 dias os nossos resultados apresentam ordem de eficiência: $2VIHP > HIHP > HI2HP > VIHP > VI2HP$. Conforme pode ser vista no gráfico da

i	A_i	B_i	$A_{visc} \setminus B_{visc}$	B_1	B_2	B_3	B_4
1	$6 \cdot 10^{-5}$	5140	A_1	A_1B_1	A_1B_2	A_1B_3	A_1B_4
2	$7 \cdot 10^{-5}$	5370	A_2	A_2B_1	A_2B_2	A_2B_3	A_2B_4
3	$8 \cdot 10^{-5}$	5600	A_3	A_3B_1	A_3B_2	A_3B_3	A_3B_4
4	$9 \cdot 10^{-5}$	5830	A_4	A_4B_1	A_4B_2	A_4B_3	A_4B_4

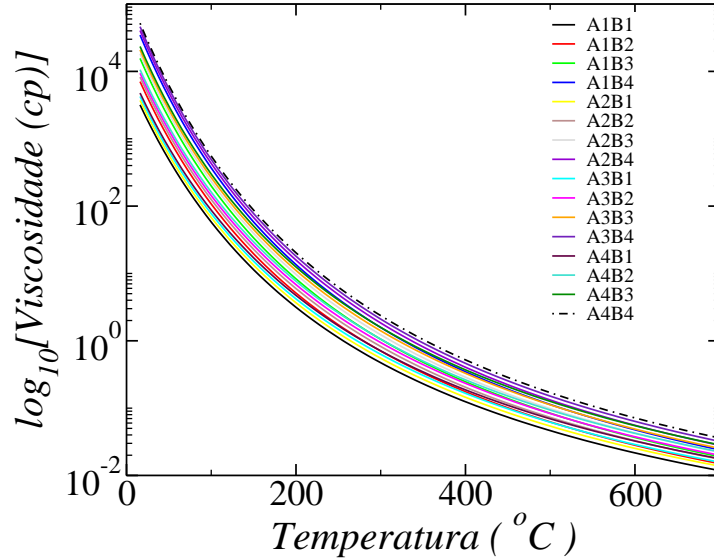
Tabela 2: Tabela como a combinação dos números A_{visc} e B_{visc} foi feita.Figura 20: Curva de viscosidade para cada combinação A_{visc} e B_{visc} .

Figura 19.

Mais uma vez, com o objetivo de tentar entender esta ordem de eficiência, analisamos a eficiência de varredura para cada um dos arranjos no tempo de 8000 dias, pelos mesmos critérios utilizados anteriormente e confirmamos, pela análise da visão do fundo do reservatório (Figuras 27, 28 e 29), a sequência apresentada no gráfico da Figura 19.

É importante citar, que a partir de 2000 dias de produção, se observa a formação de grupos de produção, ou seja, embora hajam mudanças no fator de recuperação e até inversão na ordem de eficiência para algumas configurações (HI2HP, HIHP, VI2HP e VIHP), elas não são suficientemente grandes. Os grupos podem ser caracterizados pelo número de poços injetores, o primeiro 2VIHP, o segundo com os arranjos HI2HP e HIHP, e o terceiro com as combinações VI2HP e VIHP. O que se percebe, para configurações com apenas um poço injetor, sendo ele vertical ou horizontal, é que a adição de poços produtores não traz melhoras significativas na produção de óleo, não sendo portanto, uma estratégia que venha a aumentar os lucros de produção, uma vez que os custos com a perfuração de poços são extremamente elevados. Percebe-se ainda que o grupo com somente um poço injetor vertical é o que apresenta o pior fator de recuperação.

4.3 Estudo com as viscosidades

Um par A_{visc} e B_{visc} , nos dá uma determinada característica para a curva da viscosidade versus temperatura. Para este estudo se utiliza essa combinação para caracterizar o óleo estudado, como feito na Tabela 2. Os valores de A_{visc} e B_{visc} escolhidos, foram calculados através de extrapolações feitas com a comparação da equação 1.8 com curvas empíricas de óleos pesados que dão as curvas de viscosidades características.

Para cada par, se plota uma curva da viscosidade versus temperatura que se utiliza para caracterizar o óleo pesado Figura 20. Para cada óleo pesado, ou seja, cada curva de viscosidade versus temperatura, fez-se uma simulação computacional onde foram testados os 5 arranjos de poços.

Como resultado, tem-se os gráficos das Figuras 30 e 31, superfícies que indicam como ocorre a dependência do fator de recuperação com os números A_{visc} e B_{visc} , e consequentemente com a curva de viscosidade que eles caracterizam. Elas indicam uma forte dependência do fator de recuperação com o B_{visc} , sendo este parâmetro o que indica como será o decaimento da viscosidade com a temperatura. O número A_{visc} não apresenta uma mudança perceptível e significativa, não influenciando portanto, tanto quanto o B_{visc} no fator de recuperação do óleo pesado.

A superfícies indicam ainda, uma independência da ordem de eficiência dos arranjos, ou seja, o arranjo mais eficiente continua sendo o mais eficiente para as combinações A_{visc} e B_{visc} testadas. O que acontece é uma mudança proporcional para todas as combinações estudadas.

O propósito foi encontrar um parâmetro sensível, que modificasse a ordem de eficiência. Esse estudo, entretanto, é preliminar, outras combinações podem ainda ser testadas e nesse nível apresentar tal sensibilidade. O que se espera é que com a descoberta desse parâmetro, ele possa ser usado como um auxiliar na tomada de decisões quanto a escolha do que tipo de arranjo de poços irá maximizar a produção de um determinado reservatório.

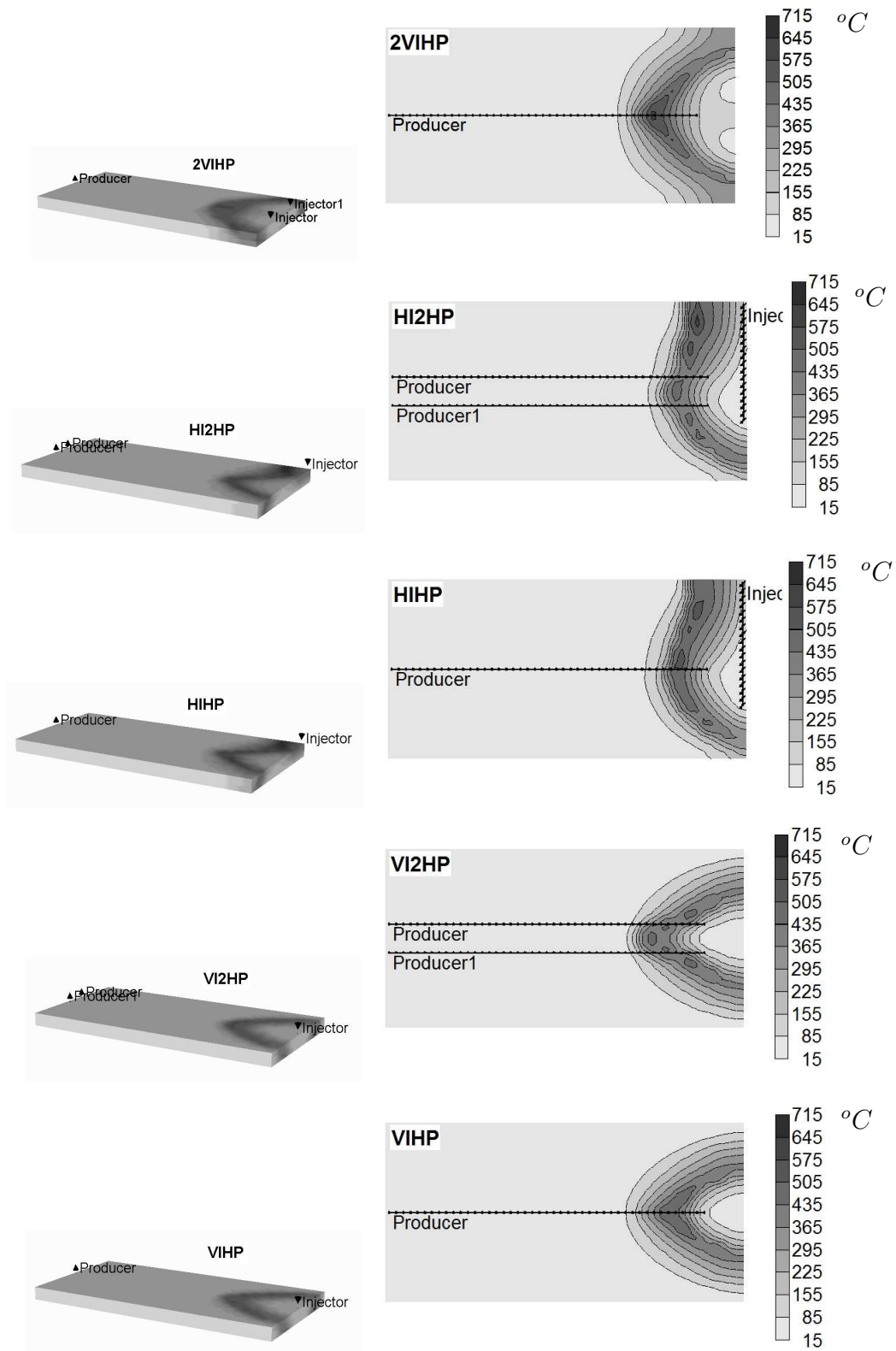


Figura 21: Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

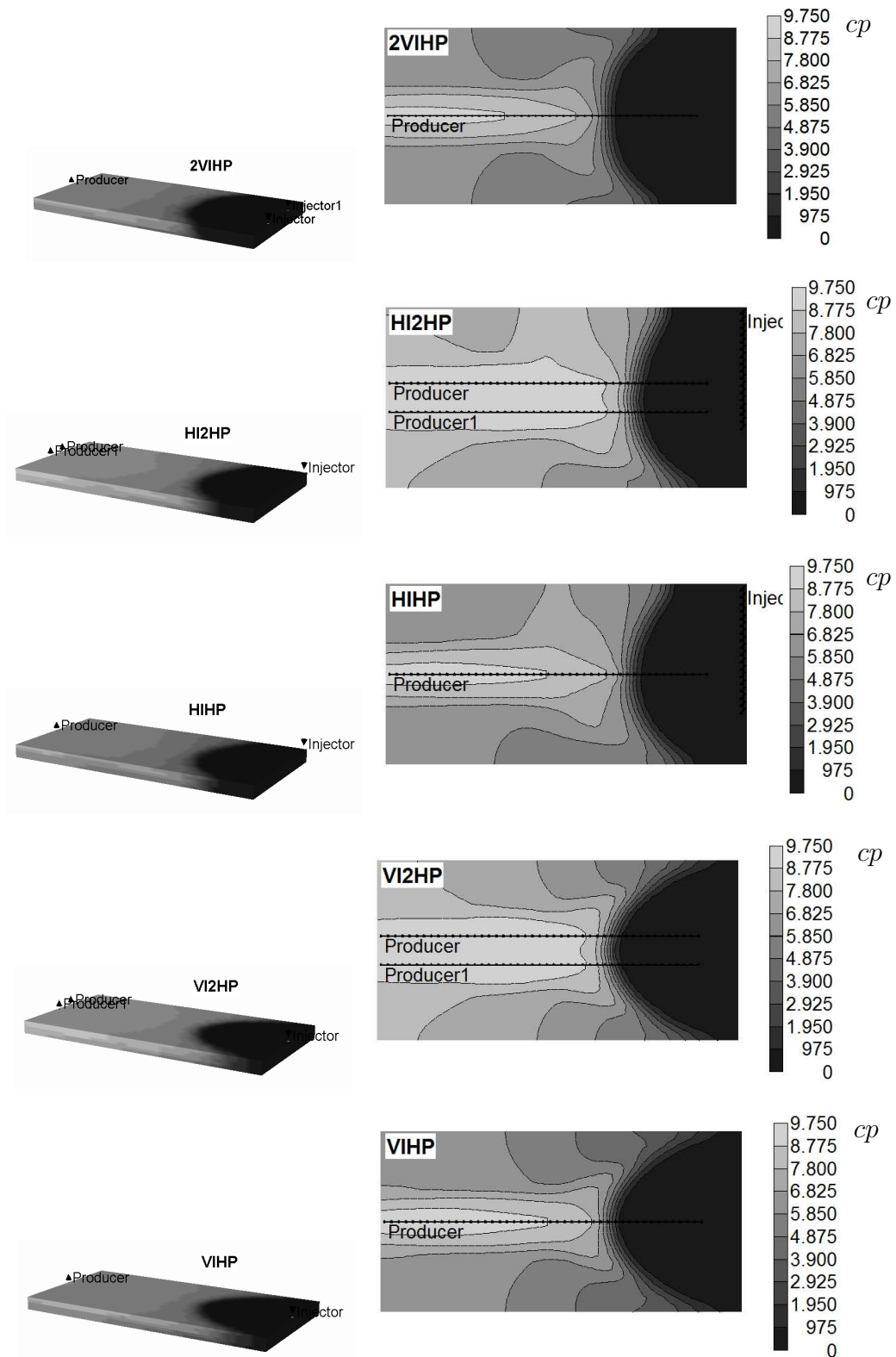


Figura 22: Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório estão os poços produtores.

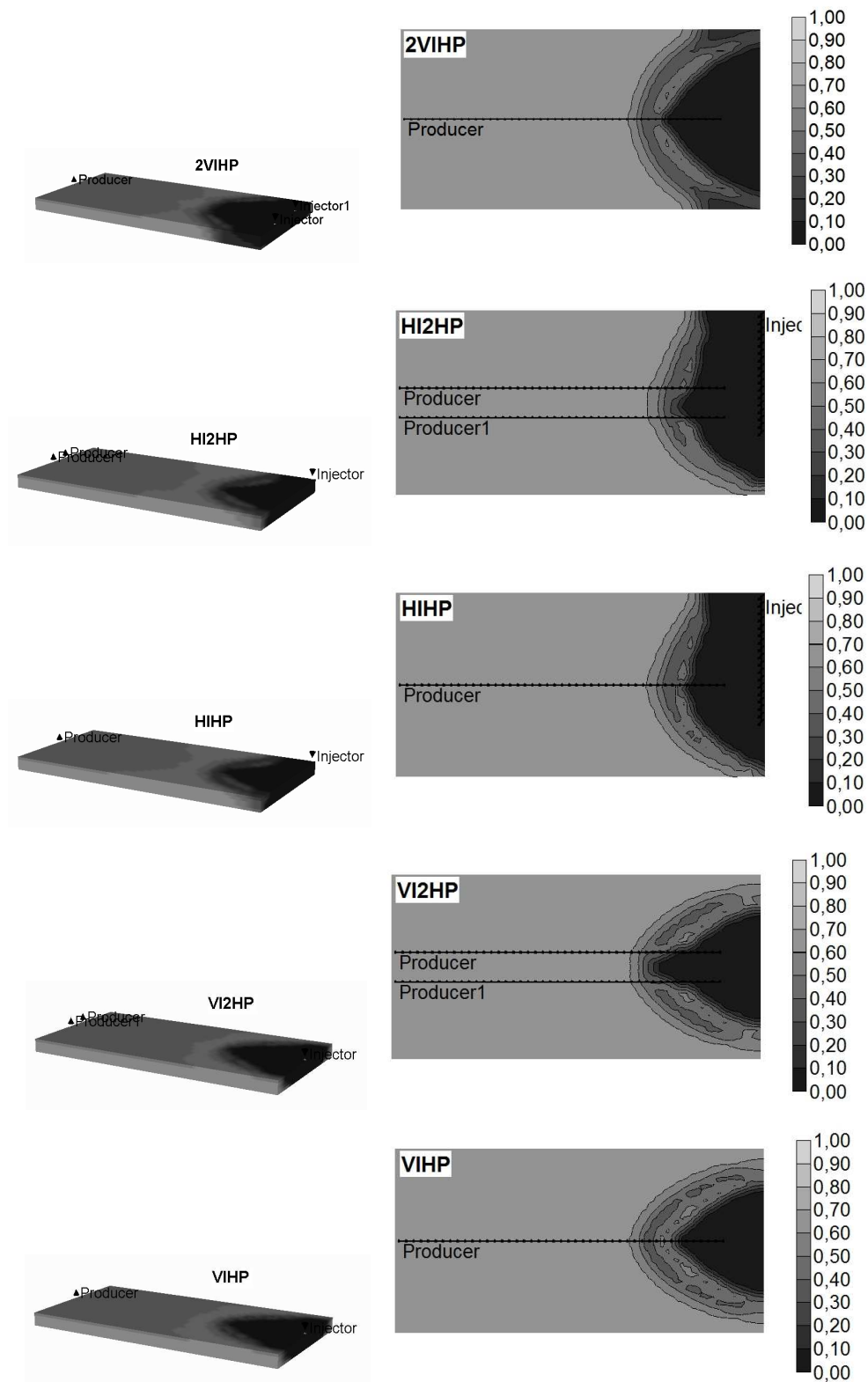


Figura 23: Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 1000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

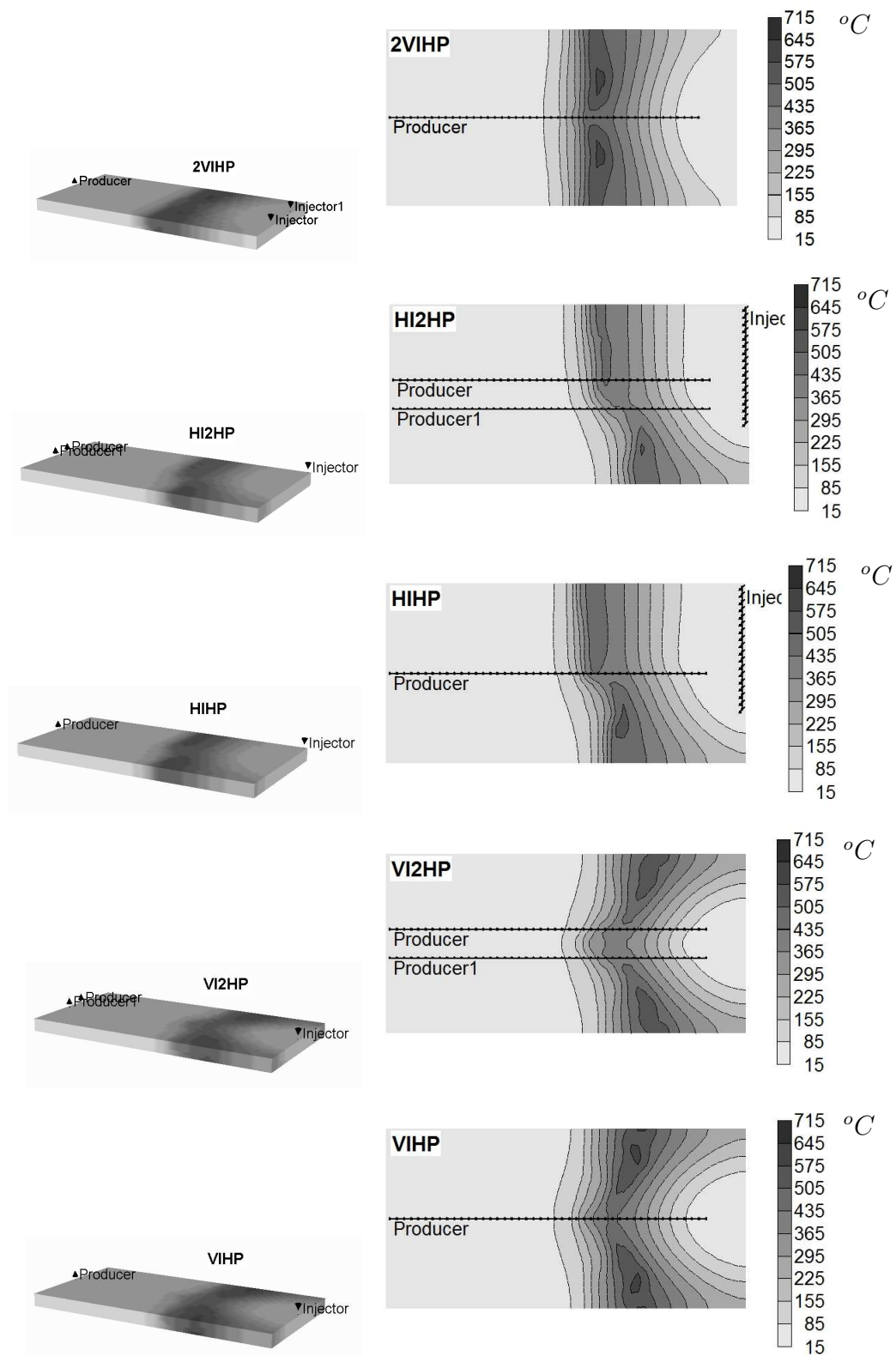


Figura 24: Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

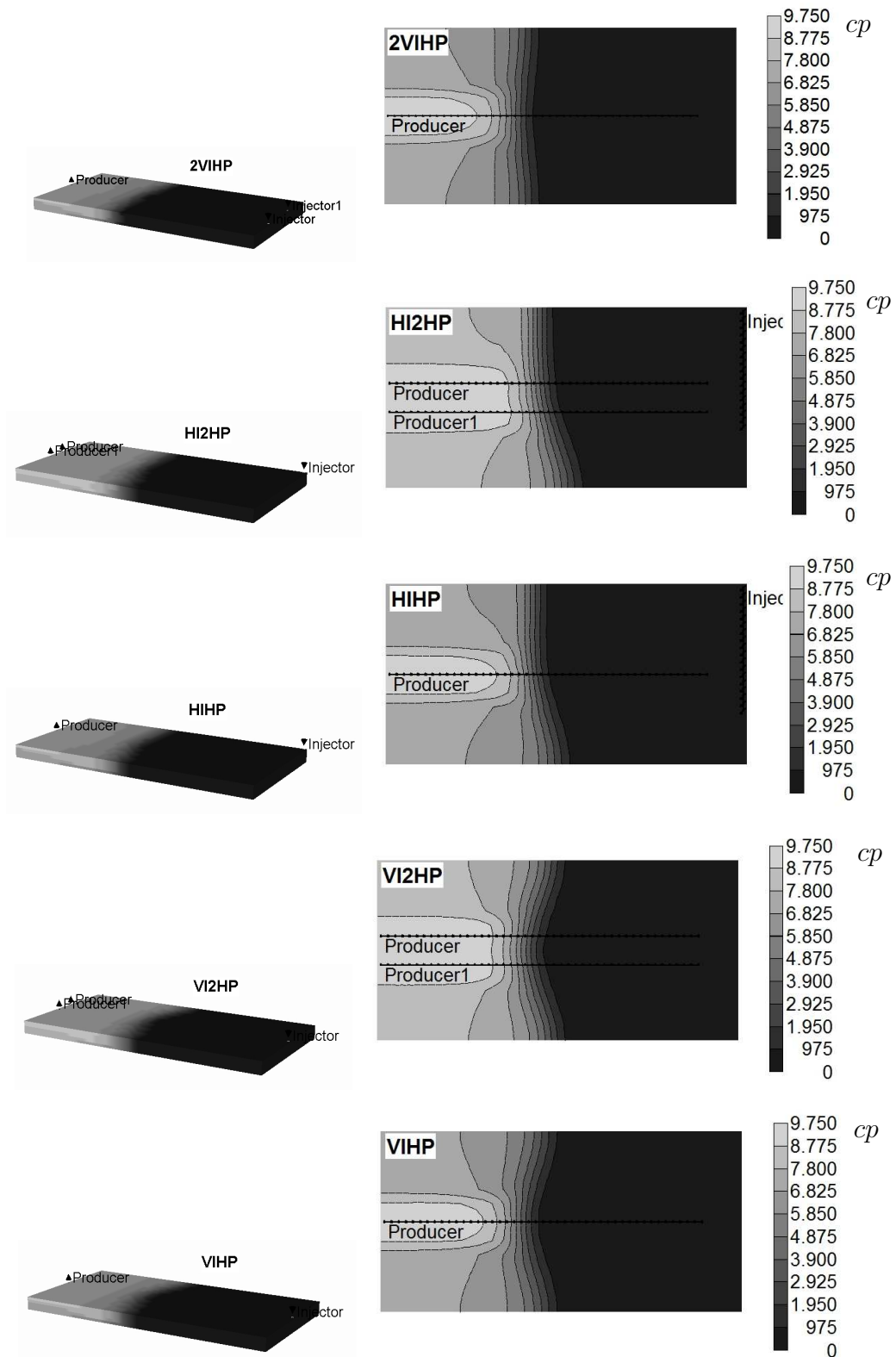


Figura 25: Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

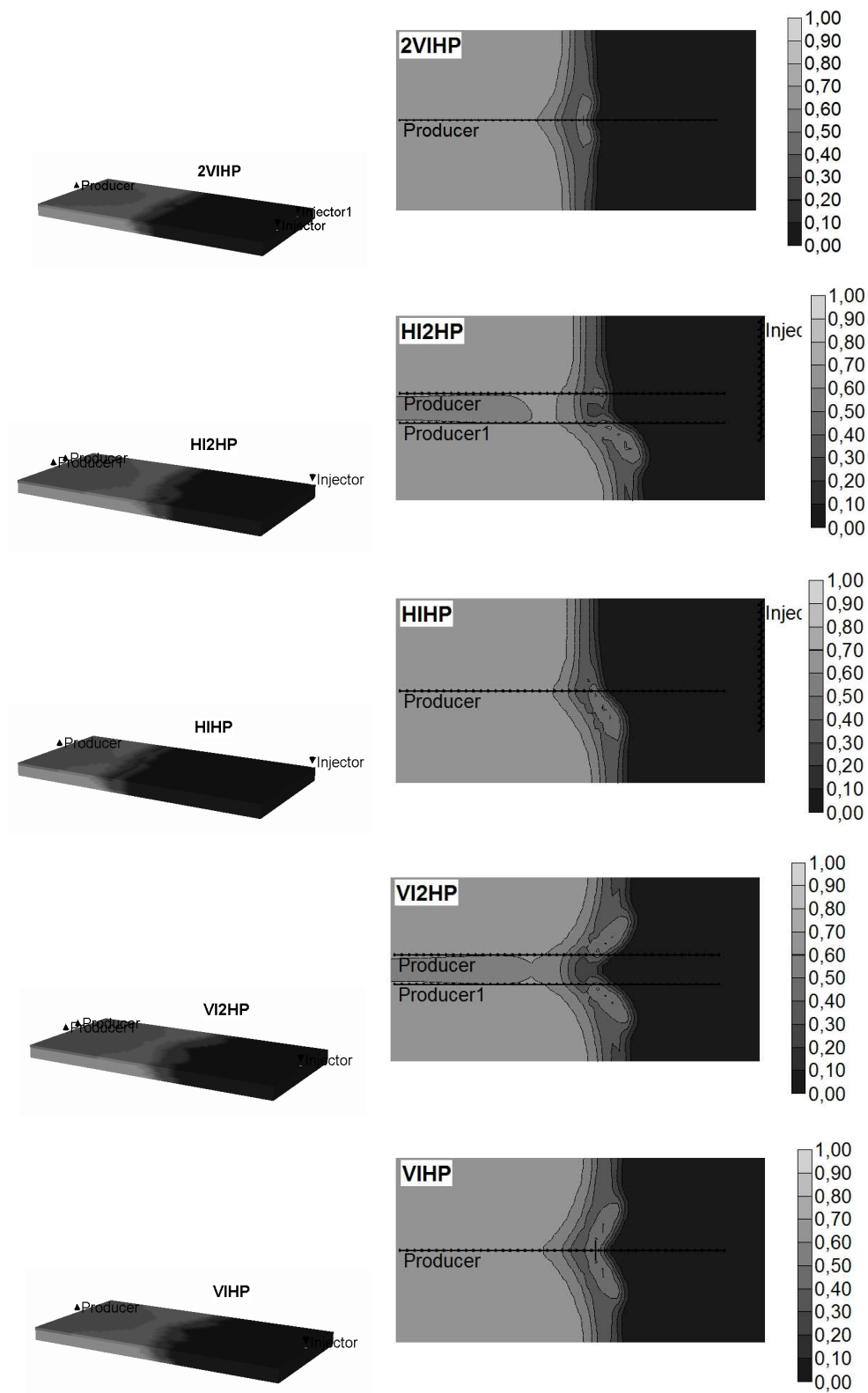


Figura 26: Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 5000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

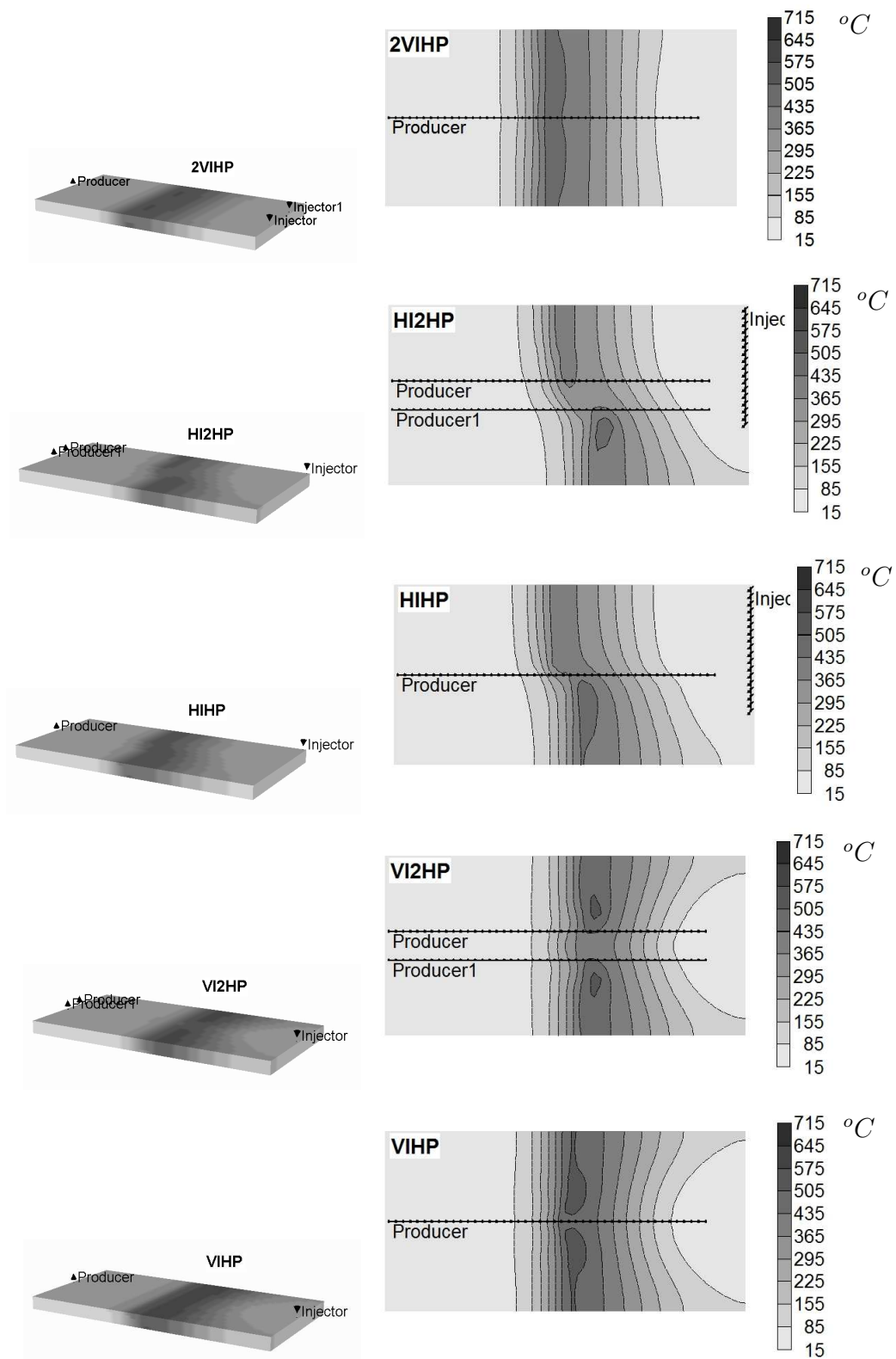


Figura 27: Gráficos do campo de temperatura em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

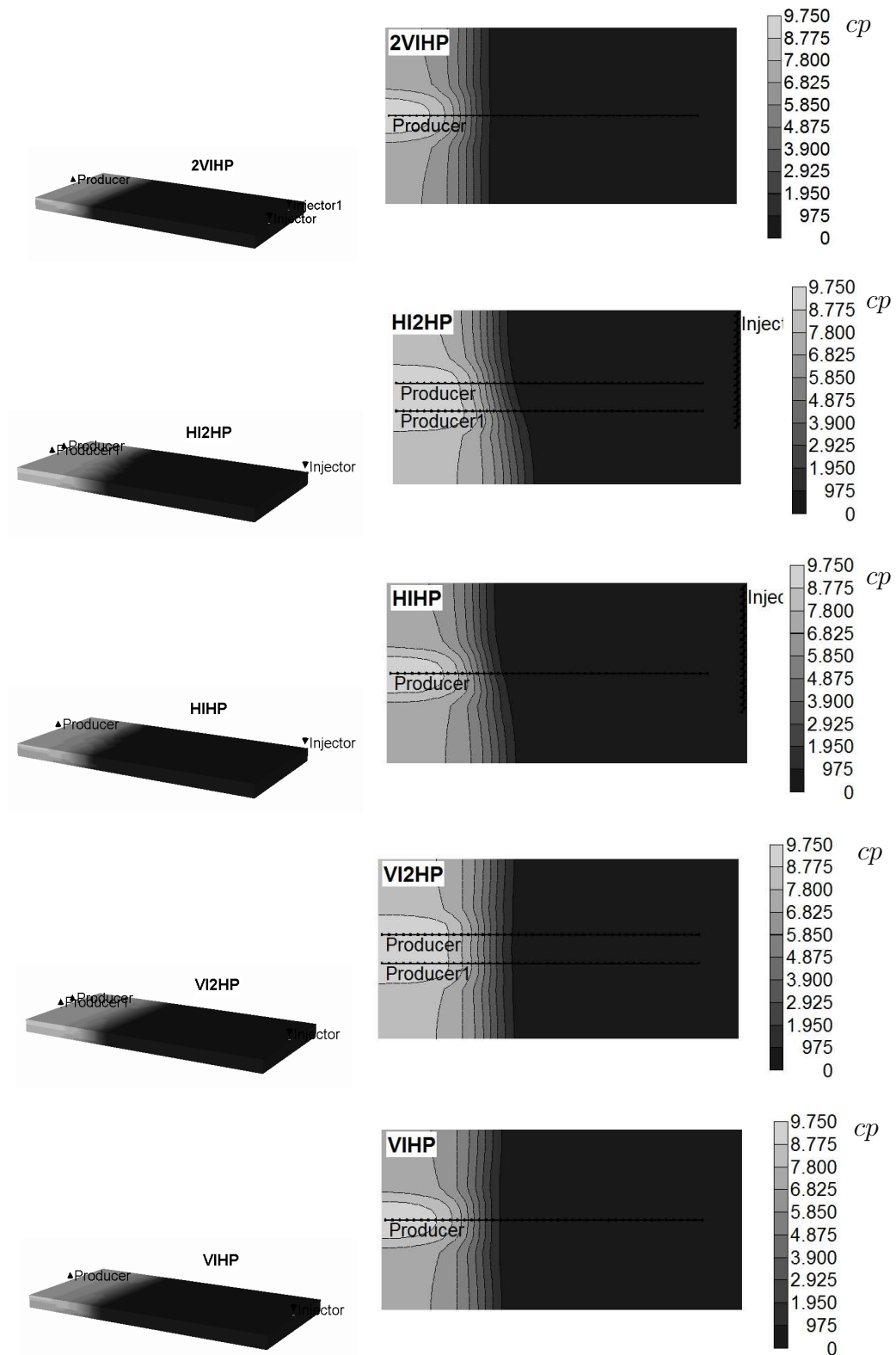


Figura 28: Viscosidade do óleo em centipoise (cp) ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

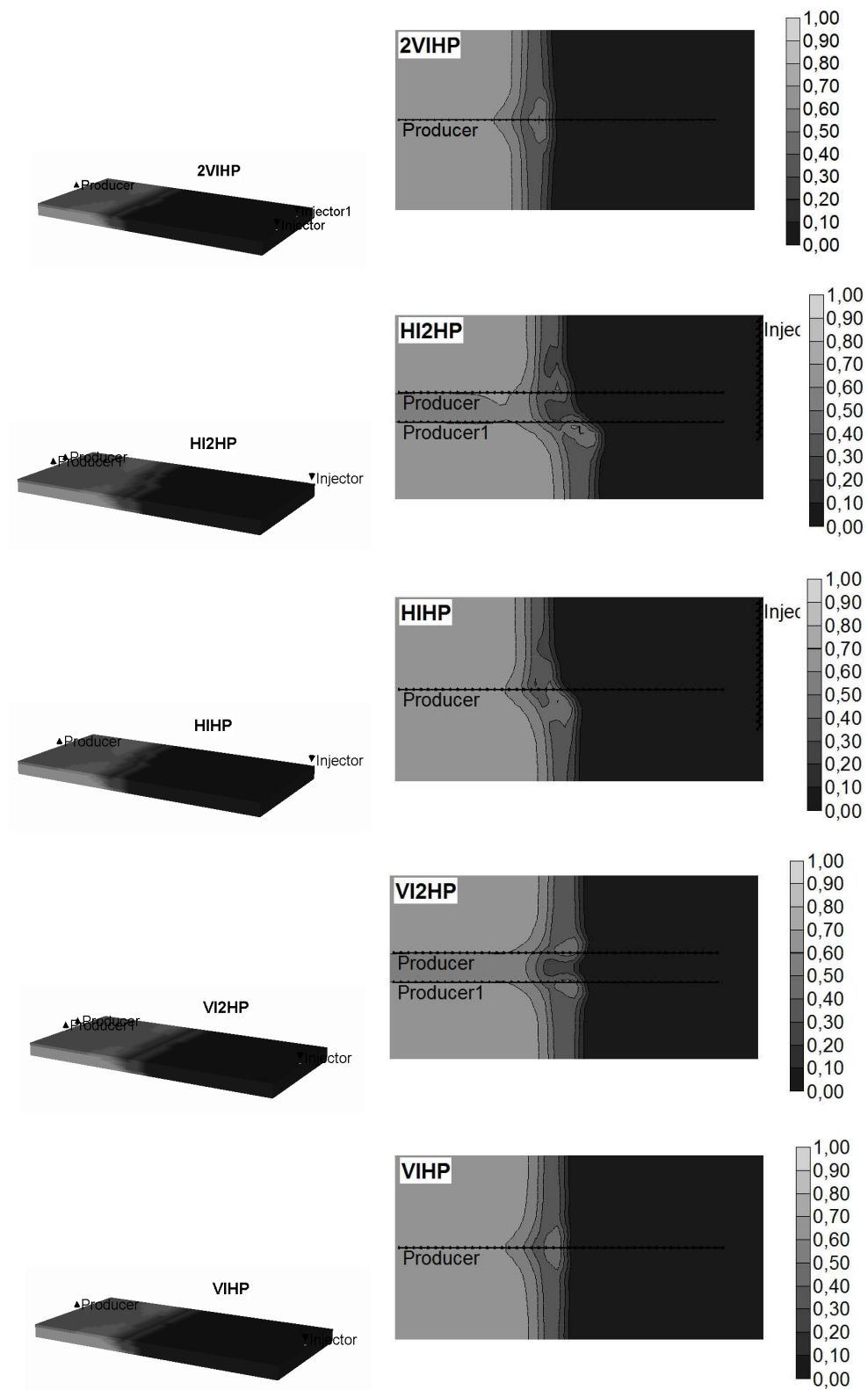


Figura 29: Saturação de óleo ao longo do reservatório, para as 5 (cinco) configurações de poços em 8000 dias de produção. Figuras da esquerda são com blocos 3D enquanto as da direita são as distribuições 2D na camada do fundo do reservatório onde estão os poços produtores.

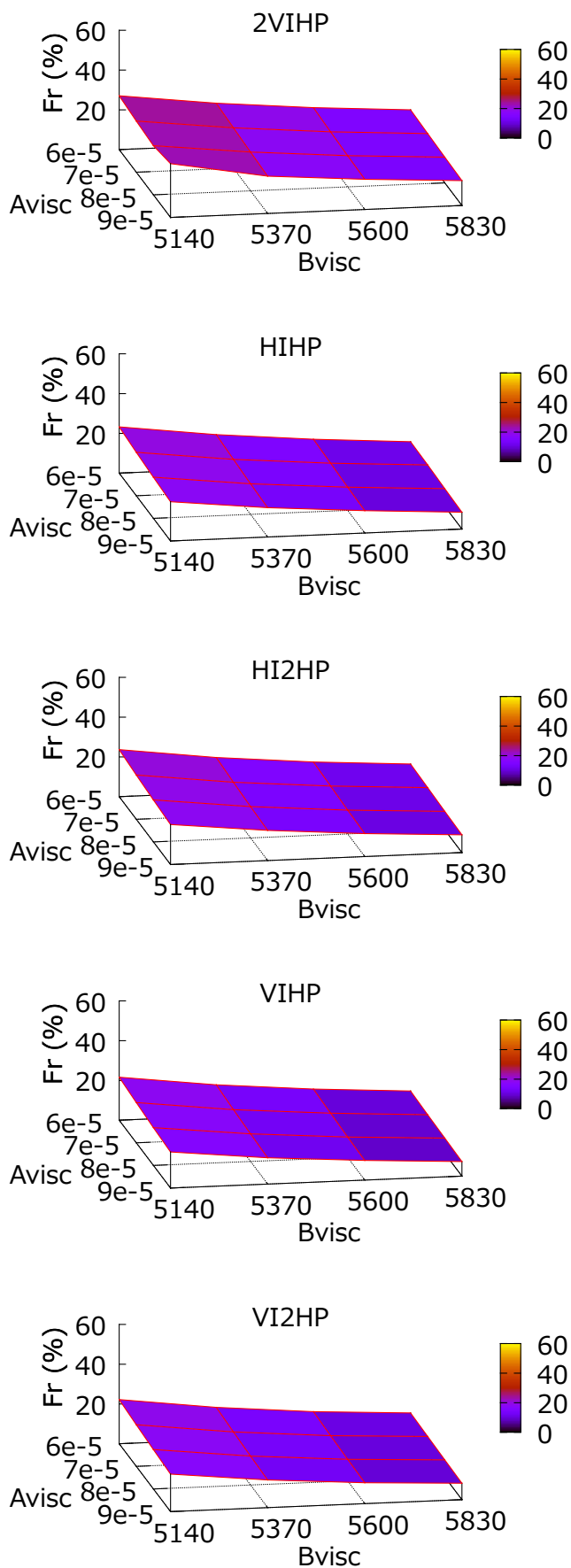


Figura 30: Fator de recuperação com os números A_{visc} e B_{visc} , para 1000 dias.

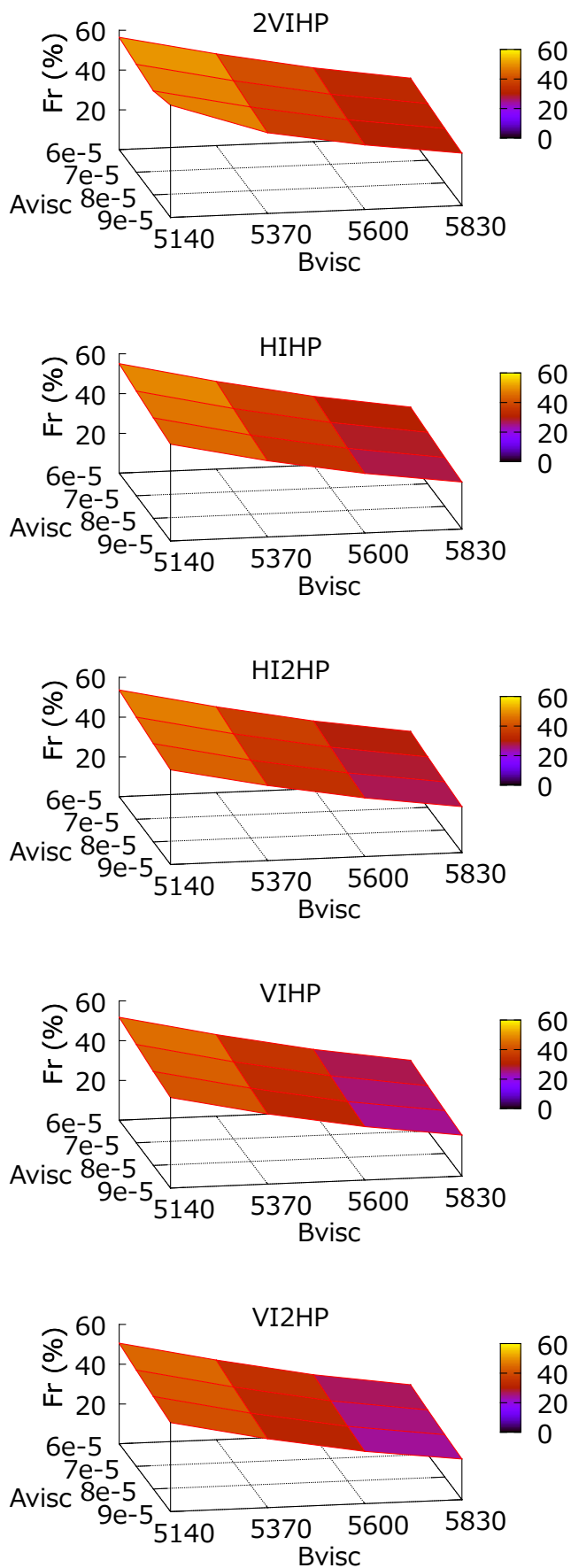


Figura 31: Fator de recuperação com os números A_{visc} e B_{visc} , para 8000 dias.

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

A dissertação apresenta um estudo sobre a influência dos arranjos dos poços no fator de recuperação em reservatórios de óleos pesados. O método de recuperação usado foi a combustão *in-situ*, onde as propriedades do reservatório e as reações químicas foram baseadas no reservatório Wolf Lake. A dependência da viscosidade do óleo com a temperatura (T) é governada pela seguinte equação exponencial: $A_{visc} \exp(B_{visc}/T)$.

Foram testados cinco arranjos diferentes: 2VIHP, HIHP, HI2HP, VIHP e VI2HP. Sendo um deles, o VIHP (também conhecido como THAI), escolhido frequentemente em projetos de recuperação com combustão *in-situ*. O reservatório estudado tem geometria do tipo caixa de sapato (paralelepípedo), com 150 m de largura, 300 m de comprimento e 15 m de profundidade, estando próximo das dimensões de reservatórios reais, o que dá uma grande aplicabilidade do nosso estudo para a indústria do petróleo.

O trabalho mostra que uma estratégia, relativamente simples, como o arranjo dos poços pode influenciar no fator de recuperação do óleo pesado. Isso pode ser observado quando se analisa a eficiência de varredura da frente de combustão para cada um dos arranjos. A sequência de eficiência, para um dado valor de A_{visc} e B_{visc} , apresenta uma mudança em sua ordem conforme a evolução temporal. Nos primeiros 1000 dias, a sequência de eficiência encontrada foi 2VIHP > HI2HP > HIHP > VI2HP > VIHP. Já em 5000 dias, a sequência mudou para 2VIHP > HIHP > HI2HP > VIHP > VI2HP, permanecendo assim até os 10000 dias, tempo final de nossas simulações.

Apresenta-se também, a formação de grupos de produção, onde existem apenas pequenas melhoras no fator de recuperação. Assim, para arranjos com apenas um poço injetor, a adição de poços produtores não traz melhoras significativas no fator de recuperação, portanto, gastos com a perfuração de novos poços produtores devem ser evitados.

Este trabalho traz ainda um estudo preliminar da dependência do fator de recuperação com os parâmetros A_{visc} e B_{visc} que caracterizam a curva da viscosidade do óleo com a temperatura. Esses valores foram mudados sistematicamente a fim de que as simulações pudessem abranger vários tipos de óleos. Apesar da forte dependência do parâmetro B_{visc} , que muda o comportamento da curva de viscosidade versus temperatura, esta não chega a

mudar, no entanto, a ordem de eficiência dos arranjos dos poços estudados. Eles tem seu fator de recuperação alterados, mas a ordem de eficiência independe desta característica.

O arranjo que se mostrou mais eficiente, basicamente durante todas as nossas simulações (a partir dos primeiros 60 dias até o fim do processo), foi o 2VIHP, podendo produzir próximo de 60% do óleo total no interior do reservatório. A configuração VIHP (THAI), apesar de ser bastante usada nos dias atuais, se mostrou como uma das piores configurações. É importante salientar que não levamos em consideração o gasto com as perfurações dos poços, mas acreditamos que a diferença na recuperação gere lucros que compensem esses gastos.

O estudo com os arranjos pode ser continuado, onde se pode investigar o efeito da distância transversal entre os poços e de sua profundidade na recuperação do óleo pesado. Testes com a combustão molhada podem ser investigados a fim de se avaliar a melhora da propagação do calor no reservatório. É possível, também, estudar os efeitos de uma injeção mista de ar e CO_2 , onde uma competição entre o método térmico e o método miscível pode contribuir para um melhor desempenho na recuperação.

Referências

- [1] *Petrobrás, 50 anos de inovação* - Edição Especial (Scientific American Brasil, 2003).
- [2] Z. Chen, *Reservoir Simulation, Mathematical Techniques in Oil Recovery*, Siam (2007).
- [3] C. L. N. de Oliveira, *Escoamento Bifásico em Meios Porosos: Aplicação na recuperação de Óleo e Infiltração de Fluidos Adesivos*, Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Ceará (2009).
- [4] A. J. Rosa, R. de S. Carvalho e J. A. D. Xavier, *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Interciência (2006).
- [5] G. Fontgalland, *Gênese, Propriedades, Modelagem e Simulação Numérica de Reservatórios de Petróleo*, Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Ceará (2003).
- [6] M. Prats, *Thermal Recovery*, Society of Petroleum Engineers, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME (1986).
- [7] C. P. Livi, *Fundamentos de Fenômenos de Transporte: Um texto para cursos básicos*, LTC (2004).
- [8] J. Bear, *Dynamics of Fluids in Porous Media*, Dover Publications (1988).
- [9] E. R. V. P. Galvão, *Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesado*, Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2008).
- [10] D. W. Peaceman, *Developments in Petroleum Science, 6: Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*, Elsevier (1977).
- [11] T. H. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, Gulf Publishing Company (2000).
- [12] J. L. M. Barillas, T. V. Dutra Jr. e W. Mata, *Improved Oil Recovery Process for Heavy Oil: A Review*, Brazilian Journal of Petroleum and Gas, **2**, 45-54 (2008).
- [13] K. H. Coats, *In-Situ Combustion Model*, Society of Petroleum Engineers of AIME, 533-554 (1980).
- [14] T. X. Xia, M. Greaves, A. T. Thurta e C. Ayasse, *THAI - A 'Short-Distance Displacement' In-Situ Combustion Process for the Recovery and Upgrading of Heavy Oil*, Institution of Chemical Engineers, **81**, 293-304 (2003).
- [15] F. W. Smith e T. K Perkins, *Experimental and Numerical Simulation Studies of the Wet Combustion Recovery Process*, The Journal of the Canadian Petroleum, 44-53 (1973).

-
- [16] T. X. Xia e M. Greaves, Main Mechanism for Stability of THAI - Toe-to-Heel Air Injection, *Journal of the Canadian Petroleum Technology*, **44**, 42-48 (2005).
- [17] M. Greaves, A. M. Saghr e T. X. Xia, THAI - New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In Situ Upgrading, *Journal of the Canadian Petroleum Technology*, **40**, 38-46 (2001).
- [18] S. M. Fatemi, C. Ghotbi e R. Kharrat, Effect of Wells Arrangement on the Performance of Toe-to-Heel Air Injection, *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, **3**, 011-028 (2009).
- [19] B. C. Craft e M. F. Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice Hall (1990).
- [20] J. L. e J. Rojas, THAI Toe-to-Heel Air Injection - Numerical Simulation of THAI Heavy Oil Recovery Process, Schlumberger (2007).
- [21] S. M. Fatemi e R. Kharrat, 3D Simulation Study on the Performance of Toe-to-Heel Air Injection (THAI) Process in Fractured Carbonate Systems, *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, **2**, 180-190 (2008).
- [22] S. Razzaghi, R. Kharrat, S. Vossoughi e D. Rashtchian, Feasibility Study of Auto Ignition in In-Situ Combustion Process, *Journal of the Japan Institute*, **5**, 287-297 (2008).

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)