

5 Poço Produtor

A metodologia desenvolvida e testada no Capítulo 4 foi empregada para prever a deposição de parafina em um poço produtor da Petrobras. Uma geometria simplificada representando o poço foi definida. O óleo foi caracterizado e a partir de dados de campo do poço produtor, obtidos de um teste de produção ocorrido em 2008, especificaram-se as condições de contorno do problema. Sendo um poço real, continuamente em operação, dados referentes à espessura do depósito não se encontram disponíveis. Dessa forma, o objetivo da simulação consiste em prever o aumento de pressão necessário para manter uma determinada vazão, devido à restrição da seção transversal da tubulação com o depósito de parafina.

Os resultados da simulação são comparados com dados de campo e com os resultados numéricos obtidos com o programa OLGA 5.3 (Scandpower).

Para a caracterização das propriedades dos fluidos utilizou-se o mesmo procedimento empregado para os casos apresentados no Capítulo 4. A curva de solubilidade da parafina ajustada pelo programa PVTSIM 18 (Calsep, 2010), foi obtida a partir da curva de cristalização feita no laboratório.

5.1 Geometria

A Figura 5.1 apresenta a geometria do poço produtor, o qual possui 4 pontos chave. O nó 1 corresponde ao reservatório de petróleo localizado a aproximadamente 3000 m de profundidade. Logo após a saída do reservatório (a 320 metros do nó 1) encontram-se localizados medidores de pressão e temperatura do escoamento (PDG, Pressure Downhole Gauge). O poço (ou coluna de produção) é localizado entre o reservatório e a árvore de natal molhada e apresenta uma inclinação de aproximadamente 45°. O nó 2 representa a árvore de natal molhada (ou ANM), e encontra-se a mais ou menos 1000 m de profundidade. Na árvore de natal encontra-se localizado outro medidor de pressão e temperatura (TPT, Temperatura and Pressure Transducer). Após a árvore de natal, uma linha flexível

de produção é posicionada no fundo do mar, a qual é aproximadamente horizontal. O final da linha corresponde ao nó 3, o qual é conectado ao nó 4, unidade estacionária de produção (UEP), por um riser flexível de produção. A unidade de produção também possui medidores de pressão e temperatura.

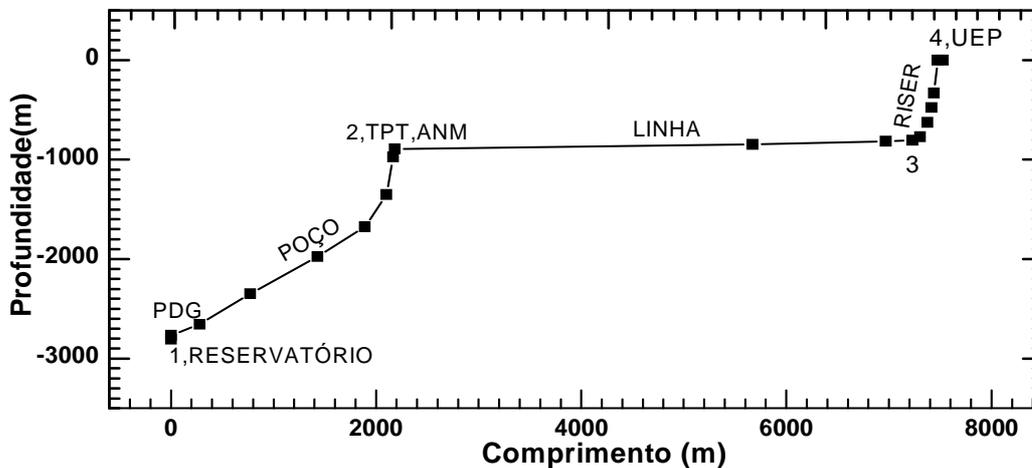


Figura 5.1: Geometria do poço produtor

A Tabela 5.1 apresenta as características geométricas e condutividade térmica da tubulação de cada trecho do poço produtor.

Tabela 5.1: Características Geométricas do Poço Produtor

Nós	1-2	2-3	3-4
Tipo	Aço carbono	Linha flexível	Linha flexível
Diâmetro(m)	0,124	0,152	0,152
Comprimento(m)	2600	5132	795
Espessura (m)	0,008	0,047	0,039
Rugosidade (m)	0,0015	0,00061	0,00061
Condutividade (W/mk)	58	0,460	0,460

5.2 Caracterização do Fluido

A Tabela 5.2 apresenta algumas propriedades referentes ao fluido no reservatório de acordo com os dados de campo medidos no teste realizado em 04/11/2008. A composição do fluido no poço produtor é apresentada na Tabela 5.3, onde os hidrocarbonetos mais pesados (acima de C10) foram agrupados em pseudo componentes.

Poço Produtor _____

Tabela 5.2: Fluido no reservatório

RGO (m ³ /m ³)	100
Fração de água (%)	1,0
Densidade relativa água	1,0
Densidade relativa do gás	0,7
TIAC (°C)	18

Tabela 5.3: Composição do fluido poço produtor

Componente	Fração Molar	Peso Molecular	Fração de parafina
N2	0,60	28,01	
CO2	0,22	44,01	
C1	47,59	16,04	
C2	8,55	30,07	
C3	4,04	44,10	
iC4	3,16	58,12	
nC4	1,26	58,12	
iC5	1,01	72,15	
nC5	0,88	72,15	
C6	2,05	86,18	
C7	3,05	96,00	6,36×10 ⁻³
C8	2,11	107,00	1,39×10 ⁻³
C9	1,92	121,00	4,16×10 ⁻⁴
C10-C18	7,18	182,64	1,27×10 ⁻⁵
C19-C27	4,59	314,53	2,15×10 ⁻¹
C28-C35	2,99	434,32	2,90×10 ⁻²
C36-C43	2,23	546,32	2,83×10 ⁻¹⁰
C44-C53	2,02	670,80	
C54-C64	1,51	816,91	
C65-C79	1,29	994,52	
C80-C103	1,03	1251,85	
C104-C200	0,72	1775,31	
Total	100,00	7820,16	2,52×10 ⁻¹

Conforme apresentado no Capítulo 2, a massa específica do óleo, do gás e da água foram obtidas de correlações específicas correspondentes ao modelo *black oil*. As correlações apresentadas no Capítulo 2 foram utilizadas para determinar a viscosidade absoluta e o coeficiente de difusão. A condutividade térmica, calor específico do óleo, do gás e da água foram obtidos pelo modelo termodinâmico através do programa PVTSIM 18 (Calsep) após ajuste da composição do fluido apresentado na Tabela 5.3, e encontram-se ilustrados na Tabela 5.4

Tabela 5.4: Propriedades termofísicas do fluido no reservatório

Calor específico à pressão constante (J/kg K)	
Óleo	1975
Gás	2565
Água	3474
Calor específico à volume constante (J/Kg K)	
Óleo	1915
Gás	1681
Água	3474
Condutividade Térmica (w/m K)	
Óleo	0.102
Gás	0.030
Água	0.560

A Figura 5.2 apresenta a curva de cristalização da parafina obtida através do programa PVTSIM 18 (Calsep) com a composição do fluido caracterizado da Tabela 5.2. A curva de solubilização foi obtida a partir da diferença de concentração de parafina solubilizada e cristalizada.

Para utilizar na simulação numérica foi ajustada a seguinte equação para representar os pontos da curva de solubilização apresentada na Figura 5.2, para a faixa de interesse da análise.

$$w = 4 \times 10^{-7} T^3 - 4 \times 10^{-5} T^2 + 1,3 \times 10^{-3} T + 0,0001 \quad (5.1)$$

A partir da Eq. (5.1), pode-se determinar a derivada da solubilidade com a temperatura como.

$$\partial w/\partial T = 1,2 \times 10^{-6} T^2 - 8 \times 10^{-5} T + 1,3 \times 10^{-3} \quad (5.2)$$

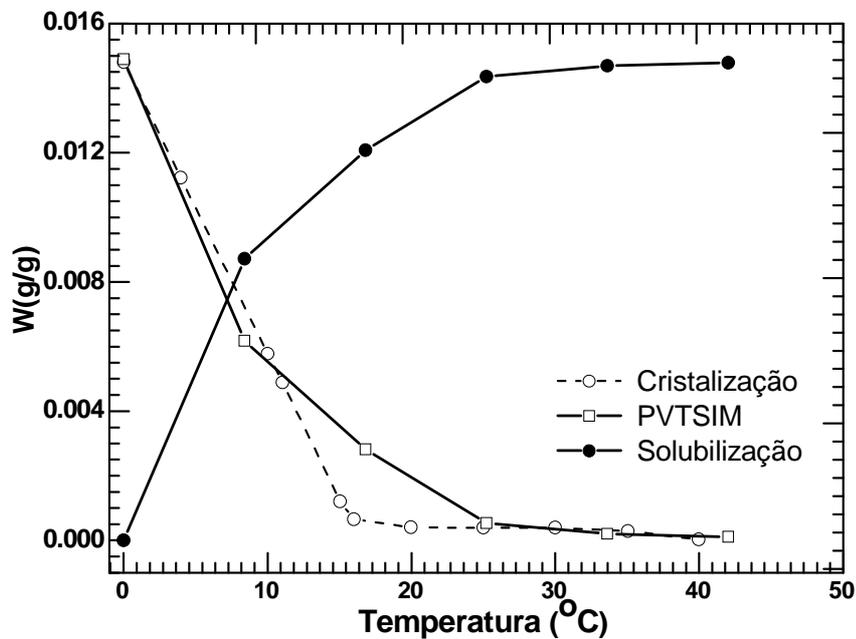


Figura 5.2: Curva de solubilização da parafina

5.3 Condições de Contorno

O histórico de pressão no poço produtor da Petrobras durante o ano de 2008 encontra-se ilustrado na Fig. 5.3. Observam-se aumentos periódicos de pressão, seguidos de grandes picos, após os quais a pressão cai. O aumento de pressão corresponde ao aumento de perda de carga devido a obstrução da seção transversal causada pelo depósito de parafina. Os grandes picos de pressão refletem a passagem de *pigs* utilizado para limpeza da linha. Uma vez removida a parafina depositada, i.e, seção transversal desobstruída, os níveis originais de pressão são recuperados.

Analisando a Figura 5.3, observa-se que no final do ano de 2008 as condições do poço estavam mais críticas para acúmulo de parafina, com frequentes operações de passagens de *pigs*. Para o presente estudo, selecionou-se um período entre passagens de *pigs*, no qual se observou o aumento de pressão. O período selecionado foi de 30/11/2008 até 12/12/2008, ou seja, 336 horas de produção.

Para comparação do modelo numérico com os dados reais analisou-se a evolução da pressão no fundo do poço (nó 1), na árvore de natal no fundo do mar (nó 2) e na chegada na plataforma (nó 3) referente ao período analisado. Estes dados encontram-se na Figura 5.4.

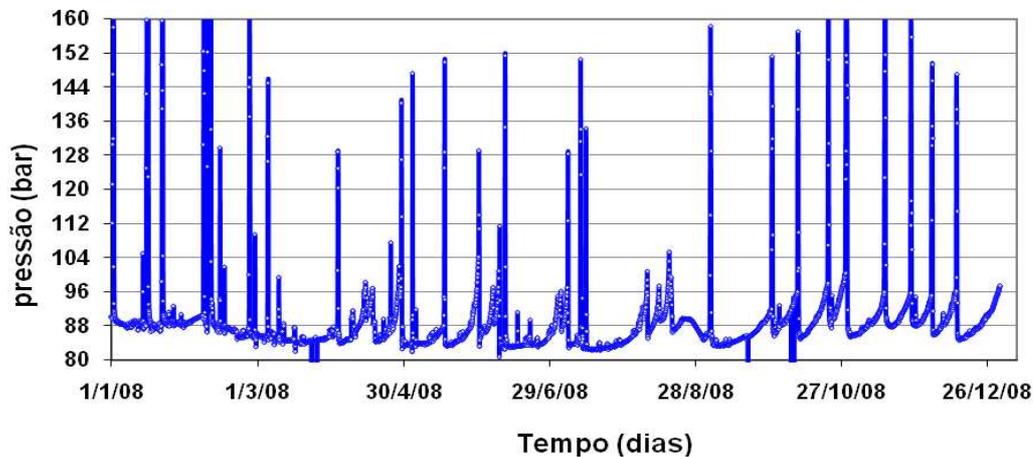
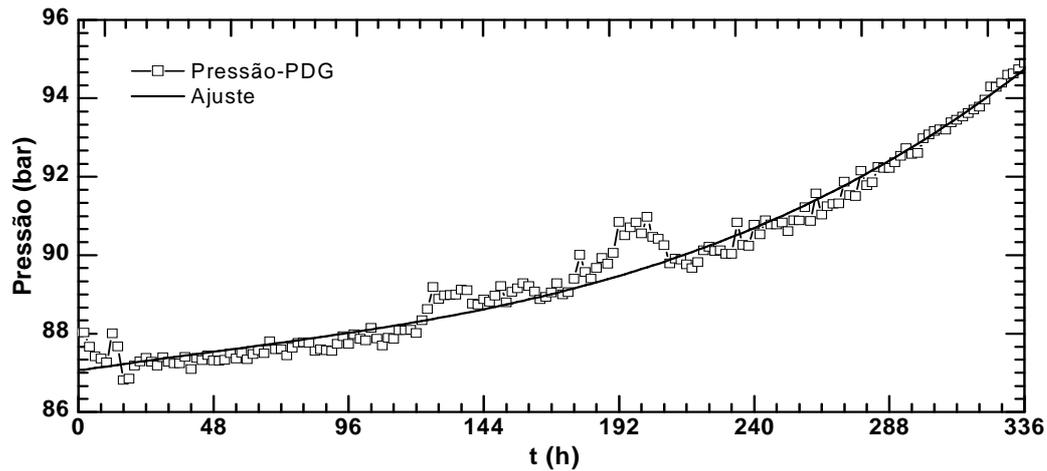


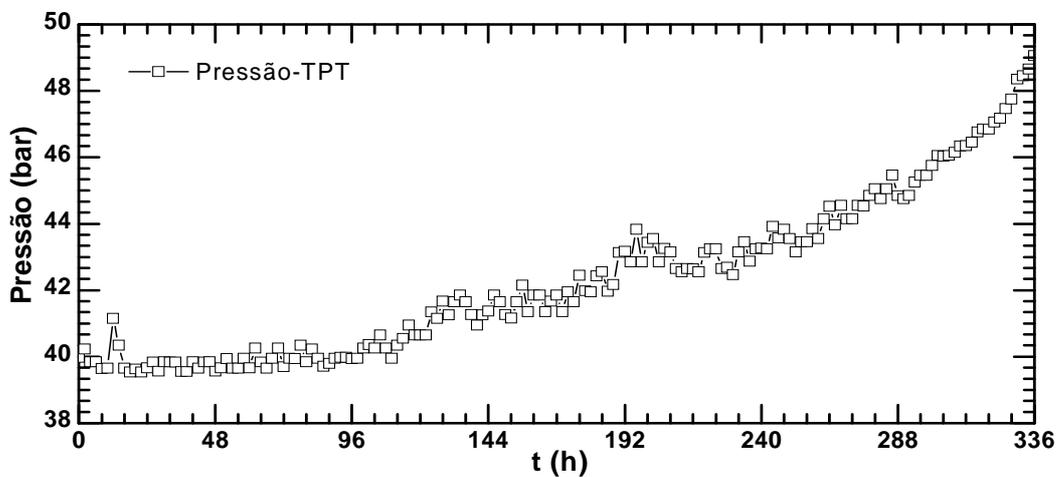
Figura 5.3: Variações de pressão no PDG no poço produtor durante o ano de 2008

Observa-se na Fig. 5.4a que ocorreu um aumento de pressão no fundo do poço decorrente do aumento de perda de carga devido a diminuição do diâmetro interno da tubulação provocado pelo acúmulo de depósito de parafina, sendo esta tendência também observada na pressão na árvore de natal. A Fig.5.4c apresenta a pressão do poço na plataforma. Observa-se que a mesma oscilou dentro de uma faixa indicando que na situação real, houve uma diminuição de vazão do poço a medida que o tempo avançou, devido ao aumento da perda de carga. Infelizmente, não foi possível medir a vazão de líquido e gás durante este período. No presente estudo, para investigar a influência da deposição de parafina na produção do poço, selecionou-se um período entre passagens de *pigs*, no qual se observou o aumento de pressão. Utilizou-se os dados correspondentes a medição de vazão de fluidos, gás-lift, razão gás líquido, pressão e temperatura de um teste de produção realizado em 04/11/2008. Estes dados encontram-se nas Tabelas 5.5 e 5.6, e foram considerados constantes para todo o período de simulação. A pressão de entrada do poço foi especificada a partir dos dados medidos no PDG (bar manométrica) em função do tempo t (*seg*) e apresentados na Fig.5.4a. Ajustou-se a seguinte expressão para a pressão na entrada em função do tempo t

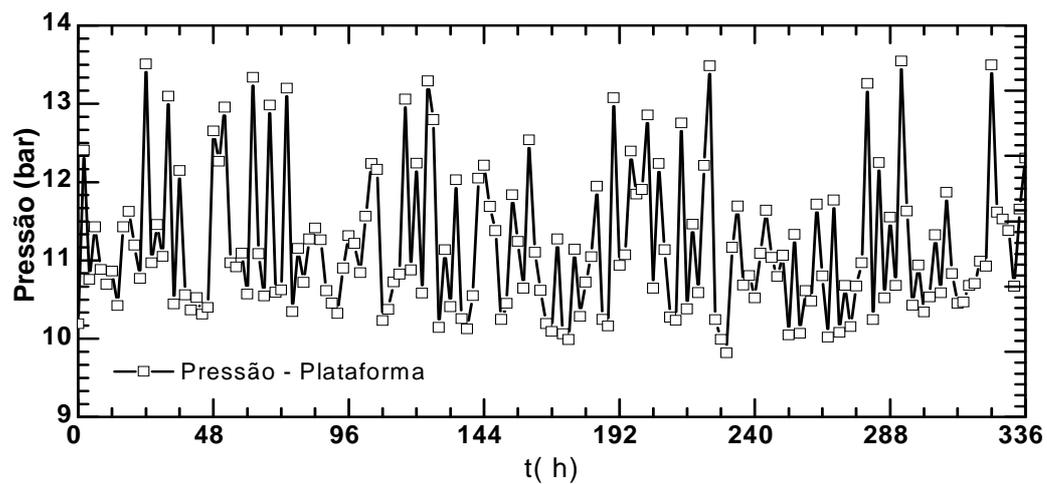
$$p = 0,0017 t^4 - 274,29 t^3 + 2 \times 10^7 t^2 - 4 \times 10^{11} t + 4 \times 10^{15} \quad (5.3)$$



a) Evolução da pressão no fundo do poço (Nó 1)



b) Evolução da pressão Arvore de Natal (Nó 2)



c) Evolução da pressão na chegada da plataforma (Nó 4)

Figura 5.4: Evolução da pressão no fundo do poço, na ANM e na chegada de plataforma com o tempo no período de 30/10/2008 a 12/11/2008

Poço Produtor _____

Tabela 5.5: Condições de Contorno de Pressão e Temperatura

	Temperatura (°C)	Pressão (bar)
Reservatório	77,3	156,9
PDG	77,0	88,46
TPT	56,2	37,8
UEP	5	12

Tabela 5.6: Condições de Contorno de Vazão de Fluido Produzido

Vazão (m ³ /d)	
Óleo	410
Água	4
Gás-lift (padrão)	100000

Para determinar o coeficiente de transferência de calor externo, necessário para estimar a perda de calor para o ambiente, utilizaram-se os dados da água do mar indicados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Propriedades da água do mar

Massa específica água do mar (kgf/cm ³)	1025
Viscosidade água do mar (Pa-s)	0,001
Condutividade água do mar (W/m-K)	0,596
Capacidade Térmica água do mar (J/Kg-K)	4134
Temperatura entre nó 1-2	50 ⁰ C
Temperatura entre nó 2-3	5 ⁰ C
Temperatura entre nó 3-4	15 ⁰ C

5.4 Resultados Numéricos

Nesta seção são apresentados os resultados da modelagem numérica da deposição de parafina no poço real descrito na seção anterior. Os dados obtidos pelo presente modelo numérico são comparados com os dados previstos pelo programa Olga 5.3(Scandpower). Apresenta-se o aumento da espessura do

depósito de parafina com tempo ao longo da tubulação e as variações temporais da espessura do depósito nas posições correspondentes as coordenadas de 7058 m e 7700 m, durante um intervalo de tempo de 336 horas. A pressão do poço na chegada na plataforma (nó 4) estimada pelo modelo numérico foi comparada com os dados apresentados na Fig. 5.4c.

Para a simulação do escoamento e determinação da deposição de parafina utilizou-se, em ambos os simuladores, uma malha não uniforme de 106 pontos com passo de tempo igual a 60 segundos.

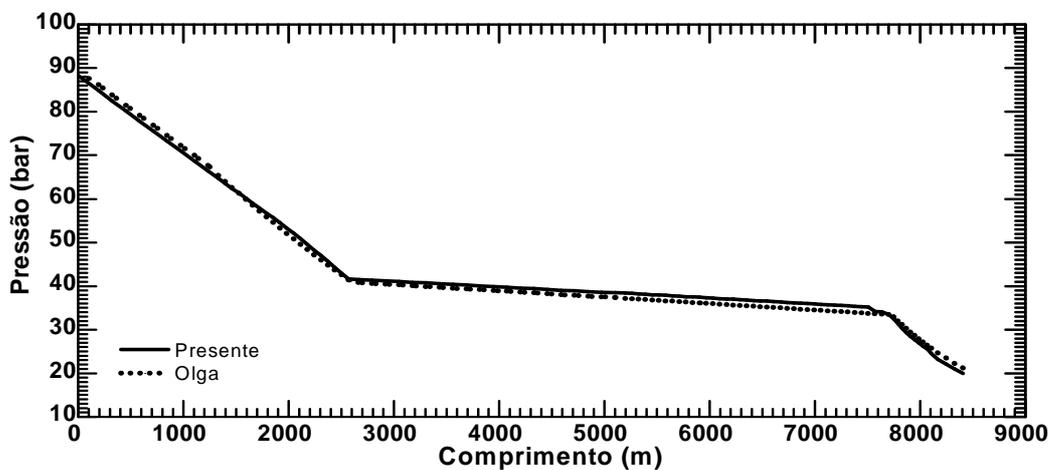
As distribuições dos perfis de pressão e velocidades superficiais temperatura ao longo da tubulação obtidas após um período de uma hora medido a partir das condições iniciais descritas anteriormente são apresentados na Fig. 5.5. A Figura 5.6 apresenta os perfis de velocidades superficiais do gás e líquido e fração volumétrica ao longo da tubulação, para o mesmo instante de tempo.

Analisando a distribuição de pressão na Fig. 5.5a observa-se a queda de pressão a medida que o fluido se desloca do reservatório para a árvore de natal, não só devido a perda de carga na tubulação mas, principalmente, devido a diminuição da profundidade. Entre a árvore de natal e a base do riser, como a tubulação é praticamente horizontal, uma pequena queda de pressão pode ser observada. Finalmente, no trecho final uma nova queda na pressão com a subida ao longo do riser pode ser observada. Os resultados obtidos com a presente modelagem apresentam uma excelente concordância com os resultados do simulador Olga 5.3 (Scandpower).

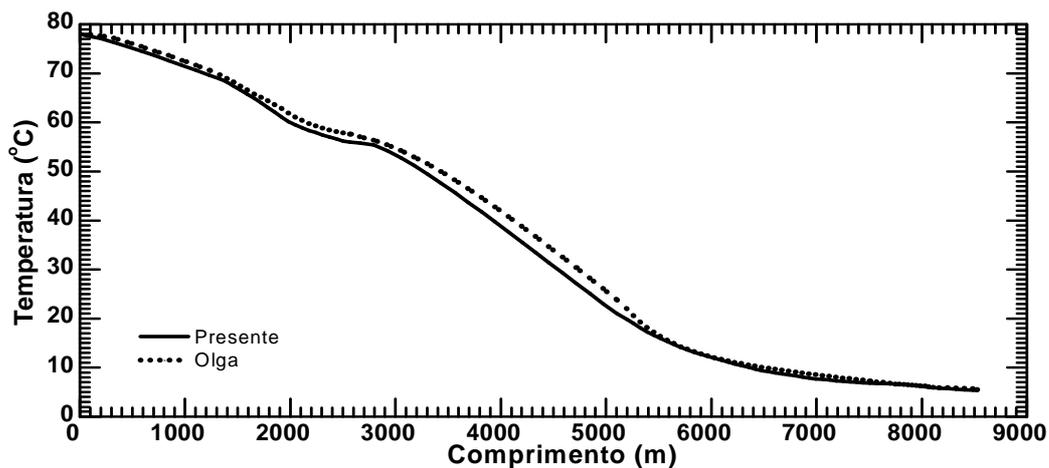
Observa-se na Fig. 5.5b que a temperatura cai continuamente ao longo da tubulação. No trecho inicial, a queda de temperatura está associada a queda de pressão e dissociação do gás em solução. Entre a árvore de natal e o riser, a queda de temperatura é basicamente devido a troca de calor com o ambiente marítimo frio. No trecho final, após o riser, o fluido no interior da tubulação encontra-se frio, com temperatura aproximadamente igual a do meio externo. A solução obtida com o presente modelo concorda bem com os resultados obtidos com o Olga. Uma pequena diferença na região horizontal da linha pode ser observada, onde o Olga previu temperaturas ligeiramente superiores.

As distribuições das velocidades superficiais do líquido e gás obtidas com ambos os simuladores (Fig. 5.5b) também apresentam boa concordância, sendo os dados do presente modelo um pouco inferiores àqueles obtidos com o Olga. A

distribuição de fração volumétrica de líquido apresentada na Fig. 5.6b apresenta uma correlação direta com as velocidades superficiais. Observa-se o aumento da velocidade superficial do gás, nos trechos de subida entre o reservatório e árvore de natal e no riser devido a saída de gás de solução. Na árvore de natal, observa-se um aumento acentuado da fração de líquido devido à injeção de água, o que causa queda nas velocidades superficiais do gás e líquido. Ao longo da linha, tanto a fração de líquido como as velocidades superficiais são aproximadamente constantes. Novamente, pode-se afirmar que boa concordância entre os resultados foi obtida.

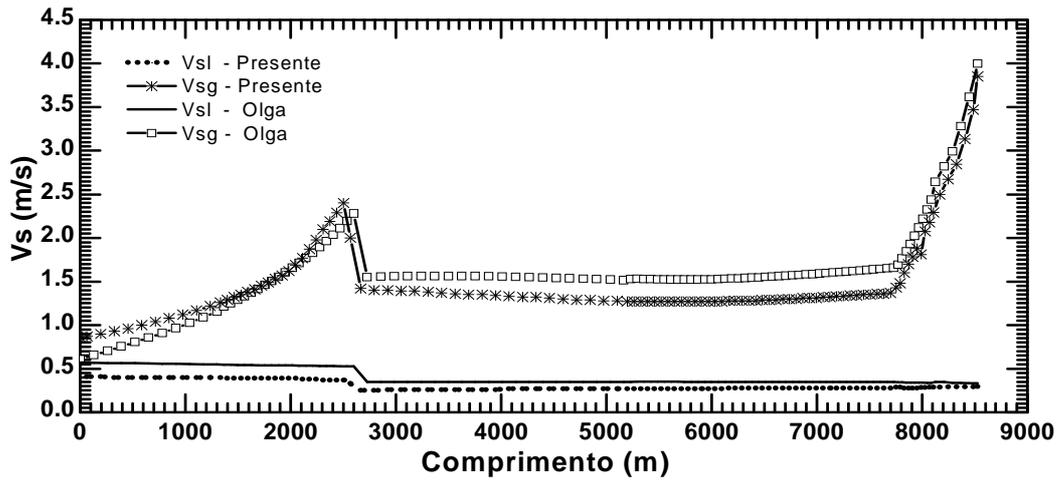


a) Variação da Pressão com o comprimento

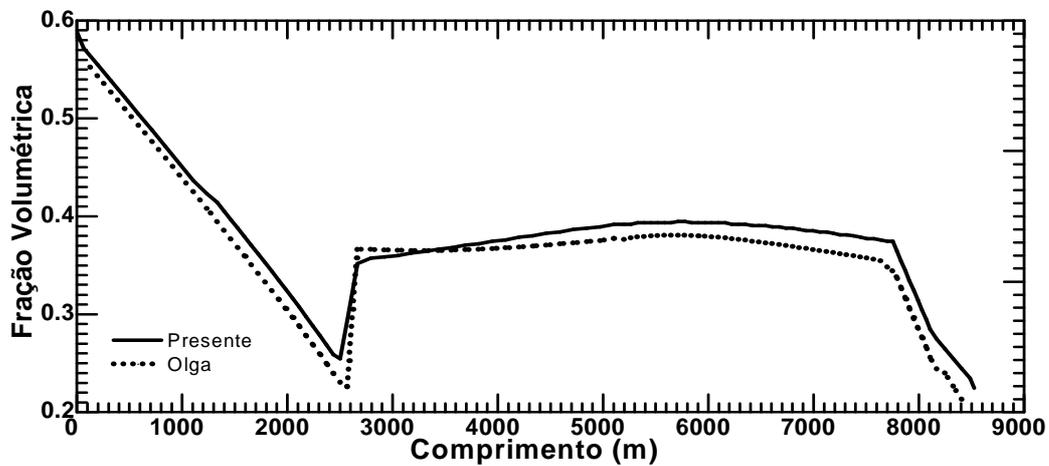


b) Variação da Temperatura com o comprimento

Figura 5.5: Variação da pressão e velocidades superficiais ao longo da tubulação para o tempo de simulação de 1 hora.



b) Variação das Velocidades Superficiais com o comprimento

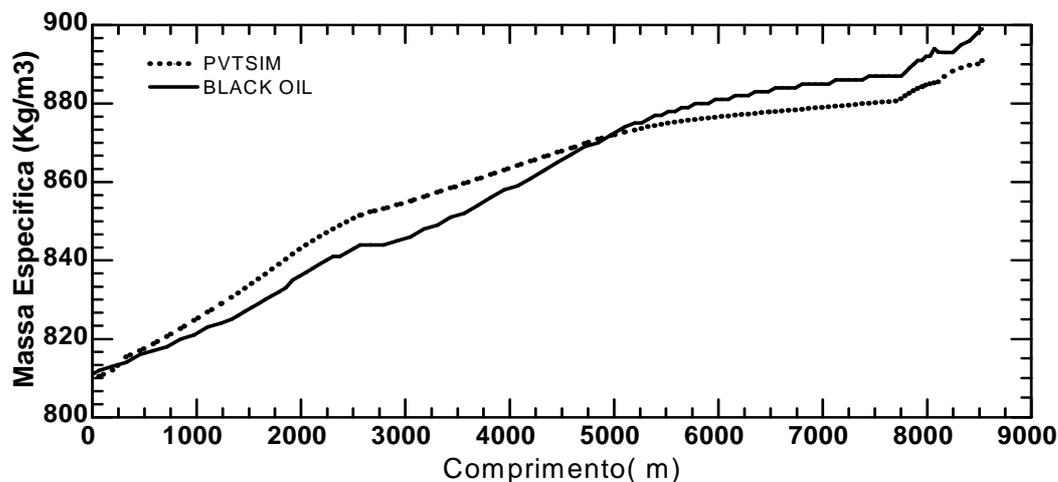


b) Variação da Fração Volumétrica com o comprimento

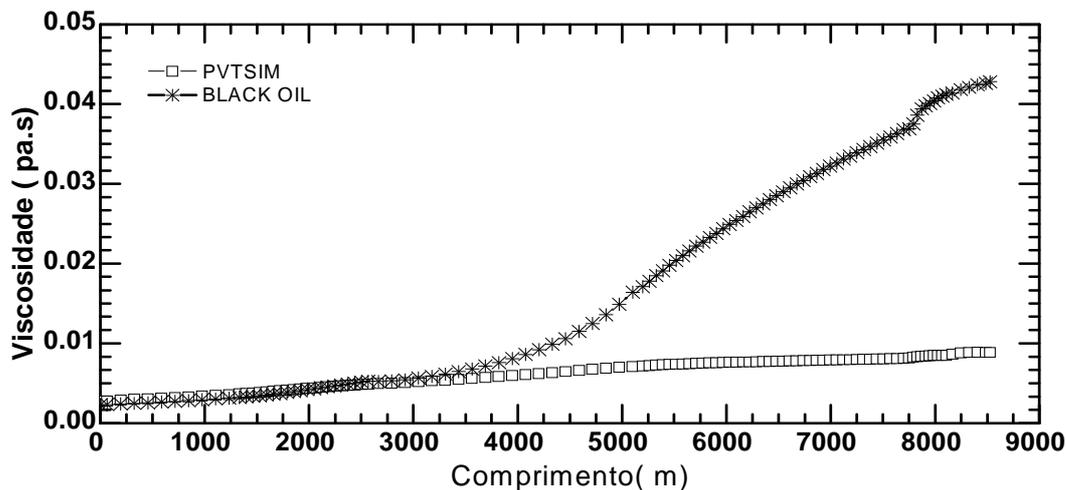
Figura 5.6: Variação da temperatura e fração volumétrica de líquido ao longo da tubulação para o tempo de simulação de 1 hora.

No modelo utilizado, a taxa de deposição depende das propriedades do óleo. Conforme já mencionado o simulador Olga 5.3 (Scandpower) utiliza para as propriedades dos fluidos uma tabela gerada pelo simulador PVTSIM 18 (Calsep) e o presente método utiliza as correlações *Black oil*. Apresenta-se na Fig. 5.7a a distribuição da massa específica do óleo ao longo da tubulação após 336 horas. Nota-se uma boa concordância entre os resultados obtidos pelo dois métodos,, sendo os valores estimados pelo modelo *black oil* inferiores até a metade da tubulação e superiores na parte final. A concordância no perfil de viscosidade dinâmica (Fig. 5.7b) no mesmo instante de tempo entre os dois modelos não foi tão boa. No trecho inicial, os resultados são praticamente coincidentes, porém a partir da metade da linha, continuando até o *riser*, os resultados do modelo *Black-*

oil são significativamente superiores aos valores obtidos com o PVTSIM, apesar das pressões e temperaturas serem semelhantes.



a) Massa Específica do Óleo



b) Viscosidade Dinâmica do óleo

Figura 5.7: Variação da Massa Específica e Viscosidade Dinâmica com o comprimento.

5.4.1

Espessura do Depósito

O perfil do depósito de parafina obtido com o presente modelo e com o simulador Olga 5.3 (Scandpower) ao longo da tubulação, para os instantes de tempo correspondentes a 1 hora, 24 horas, 48 horas, 96 horas, 192 horas e 336 horas é apresentado na Fig.5.8. Como a parafina só deposita se a temperatura for inferior a TIAC, não há depósitos até a metade da linha entre a árvore de natal e o riser. Somente após a coordenada igual a 5000 m, a deposição se inicia, quando observa-se uma aumento significativo da espessura do depósito. Observa-se que a

espessura do depósito cai ao longo da tubulação. Como o modelo de deposição utilizado em ambos os simuladores considera que a taxa de deposição é puramente por difusão, sendo esta considerada proporcional ao fluxo de calor, a medida que a temperatura do óleo se aproxima do ambiente, o fluxo de calor cai e conseqüentemente o fluxo de deposição cai. No trecho final, a temperatura do óleo é praticamente igual a do ambiente, resultando em fluxo de calor nulo, não ocorrendo depósito. Nota-se claramente o aumento da espessura do depósito a medida que o tempo passa. Observa-se que o presente modelo prevê uma variação suave do depósito ao longo da tubulação, enquanto que os resultados obtidos com o simulador Olga apresentam uma espessura de depósito com ondulações ao longo da tubulação, o que não parece realista. Nota-se ainda que, assim como nos testes apresentados no Capítulo 4, os valores estimados pelo modelo numérico desenvolvido neste trabalho apresentam valores superiores aos previstos pelo programa Olga 5.3(Scandpower). Uma possível explicação para a diferença entre as previsões, pode estar associada às correlações para a determinação do coeficiente de transferência de calor utilizadas nos dois simuladores.

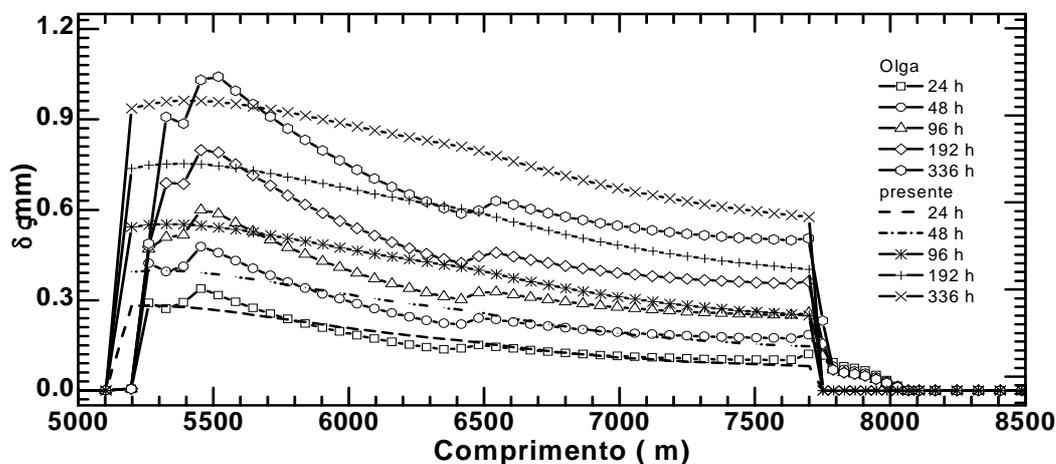


Figura 5.8: Distribuição espacial da espessura do depósito em diferentes tempos de simulação.

Observa-se na Figura 5.9 a evolução temporal da espessura do depósito em duas posições próximas à base do riser (7058 m e 7700 m). O comportamento do crescimento do depósito é semelhante ao obtido anteriormente, com um crescimento mais acentuado no início do processo. Qualitativamente o comportamento é o mesmo nas duas posições. Como mencionado, os resultados

correspondentes à espessura do depósito obtidos com o presente modelo são superiores aos obtidos com o Olga.

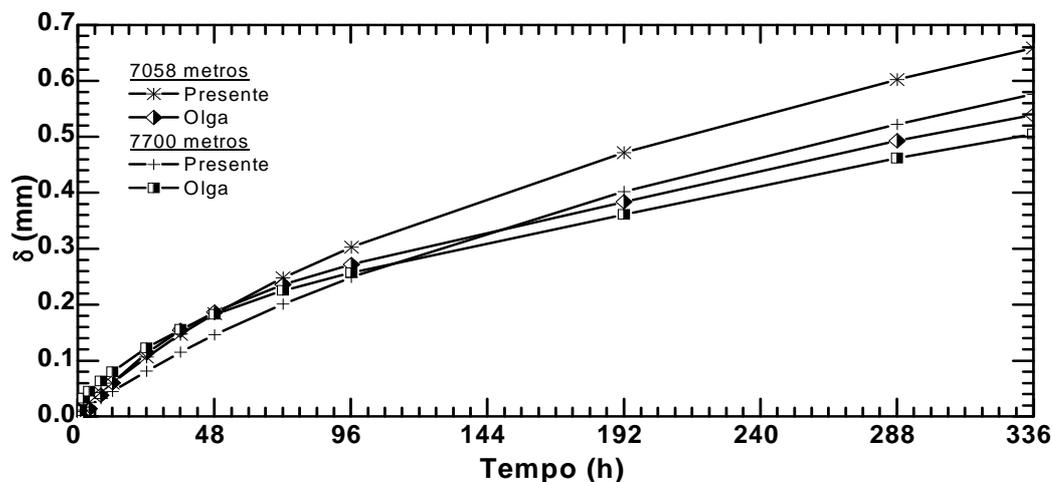


Figura 5.9: Evolução Temporal de deposição em $s = 7058$ metros e $s = 7700$ metros.

Um resultado interessante de se analisar é a porosidade do depósito pois, quanto menor a porosidade, mais denso é o mesmo, o que pode dificultar sua remoção. A variação da porosidade com o comprimento no tempo de 336 horas estimado pelo simulador Olga 5.3(scandpower) e pelo presente método numérico é apresentada na Fig. 5.10.

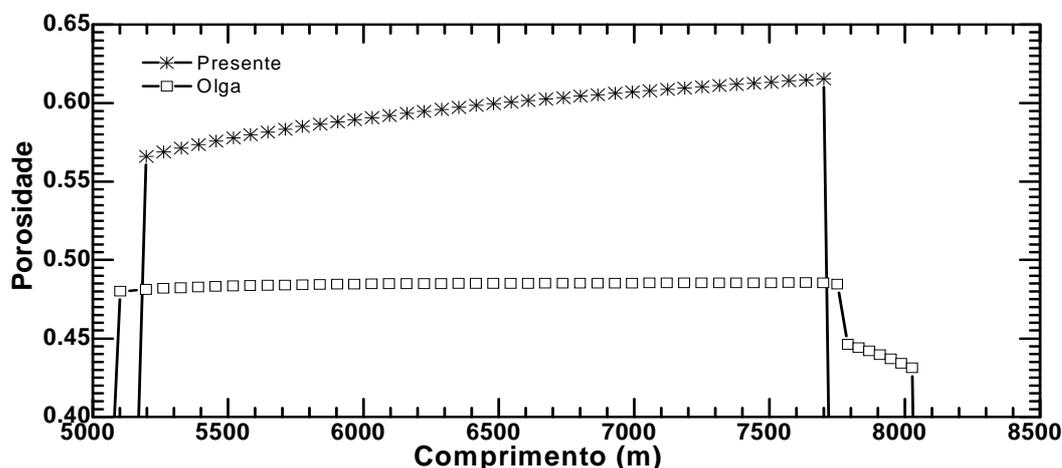


Figura 5.10: Variação da Porosidade com Comprimento.

Observa-se que o presente modelo prevê uma porosidade superior no previsto pelo Olga. Conforme a Eq. 2.119 proposta por Matzain (1999) e apresentada no Capítulo 2, a porosidade é função do número de Reynolds da fase líquida, o qual depende da massa específica e da viscosidade do óleo. Pode-se atribuir essas diferenças a diferença encontrada no valor da viscosidade dinâmica

do óleo. Quanto maior a viscosidade, menor é o número de Reynolds, e conseqüentemente maiores valores de porosidade. O menor valor do número de Reynolds também pode explicar a maior espessura do depósito, pois o fator de correção proposto por Matzain (1999) na Eq.(2.77) para representar a remoção de depósito por cisalhamento também é fortemente influenciado pelo número de Reynolds.

5.4.2 Comparação dados de campo

A comparação dos resultados da presente simulação com dados de campo não pode ser realizada com rigor, pois as condições do escoamento foram definidas de forma aproximada. Conforme mencionado na seção 5.3 para simular o aumento de pressão com o tempo, foi escolhido um determinado período de produção do poço e ajustado uma função para a pressão na entrada (nó 1). A vazão de óleo, gás e água foram mantidas constantes durante o tempo de simulação. A Figura 5.11 apresenta a pressão prevista com o presente modelo na chegada à plataforma com os dados de campo.

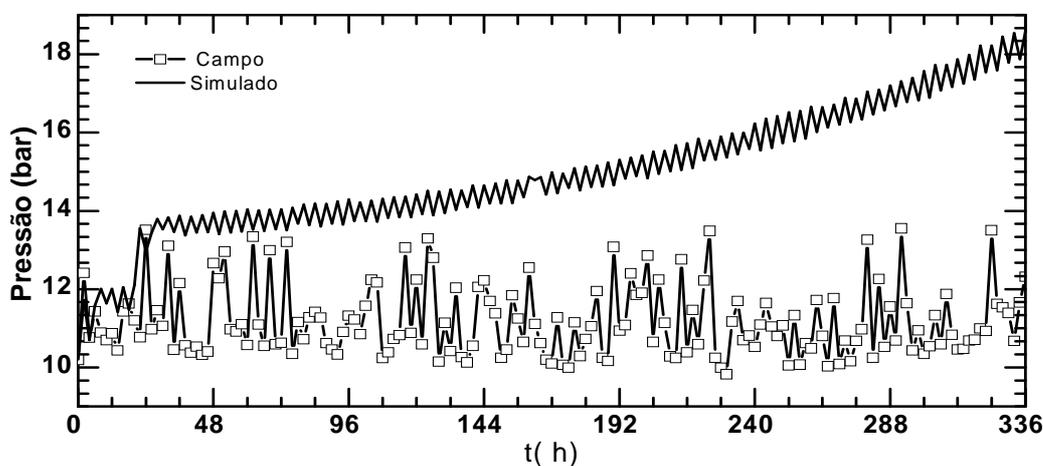


Figura 5.11: Pressão de chegada na plataforma (nó 4).

Observa-se na Fig. 5.11 o comportamento oscilatório para a pressão devido ao regime de fluxo intermitente de produção do poço, coerente com a oscilação apresentada pela curva no campo. Na operação de campo, a pressão na chegada da plataforma oscila em torno de um patamar, pois a presença do depósito, ao aumentar a perda de carga, diminui a vazão de entrada. Como na presente

Poço Produtor _____

simulação, a vazão foi mantida constante, o efeito do aumento do depósito resultou em uma variação de pressão da pressão na chegada à plataforma. Observa-se ainda na Fig. 5.11 que a pressão na chegada manteve a tendência da curva ajustada para a pressão de entrada e apresentou para as 24 horas iniciais de simulação boa coerência com a curva obtida no campo.