

5 Resultados de Campo

O modelo desenvolvido e testado no capítulo anterior foi utilizado para realizar a previsão de depósito de parafina em um poço produtor da Petrobras. Utilizando informações de geometria, fluido e condições de contorno obtidas de sensores de campo, fez-se um ajuste no modelo e realizou-se um cálculo da espessura do depósito de parafina utilizando a presente metodologia. Como não é possível obter o valor real do depósito de um poço em operação, utilizamos como referência para comparação o comportamento da pressão influenciado pela restrição da seção transversal da tubulação em função do depósito de parafina.

5.1 Geometria

A geometria do poço de produção de óleo é mostrada na Figura 5.1. O modelo do poço começa no reservatório, a uma profundidade de aproximadamente 2800 metros. O trecho do poço compreendido entre o reservatório e o fundo do mar é constituído por uma coluna de produção de ID = 0,124m e conectado a uma árvore de Natal Molhada (ANM) posicionada no leito marinho. O modelo representa também a injeção de gaslift a 924m (distância vertical) do reservatório, modelado por uma fonte de gás nesta posição.

A partir da ANM existe uma linha flexível de diâmetro interno de 152mm com cerca de 5000 m de comprimento, praticamente horizontal até a posição conhecida como TDP (*“Touch Down Point”*). A partir deste ponto uma linha de mesmo diâmetro, denominada *“Riser”*, conduz o fluxo para a plataforma.

A Tabela 5.1 apresenta o coeficiente de transferência de calor adotado para cada seção do poço. Como condição de contorno, foi imposta uma variação linear da temperatura externa entre os pontos finais de cada seção.

Por limitação do simulador utilizado, foi aplicada a mesma correlação de cálculo do coeficiente de troca de calor por convecção para todos os trechos da tubulação (horizontal, vertical, inclinado). Foi escolhida a correlação de Ravipudi

e Godbold (1978) por ser a mais abrangente em termos de inclinação do escoamento.

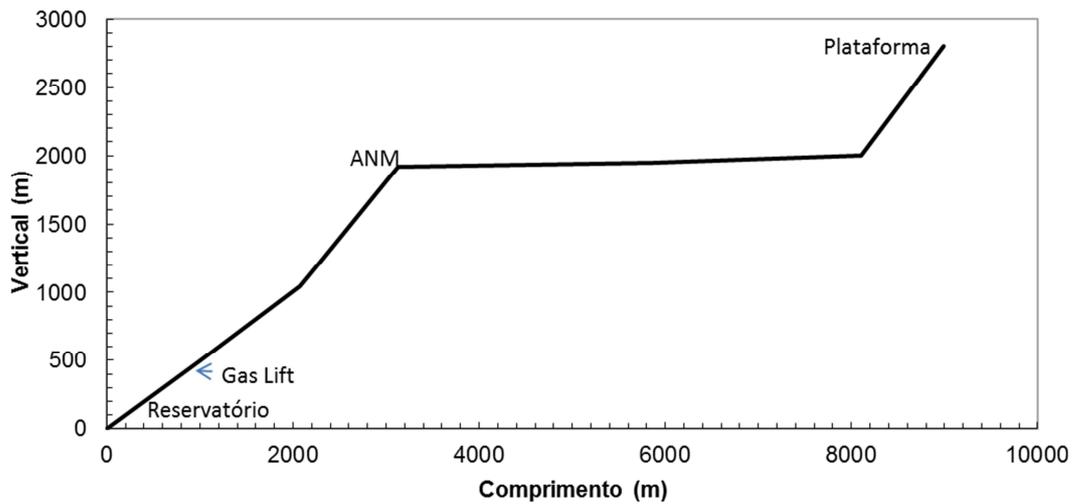


Figura 5.1: Geometria do poço produtor

Table 5.1: Ambiente Externo ao poço

Seção	h_e (W/(m ² K))	T_e (°C)
Reservatório – Gas Lift	1	78
Válvula de Gas Lift – ANM	1	59,3
ANM – TDP	4 – 6	4
TDP – Plataforma	8	20

5.2 Caracterização do Fluido

O fluido produzido pelo reservatório foi ajustado com o programa PVTSIM 18 (CALSEP, 2010) a partir de curvas experimentais de depleção diferencial, fornecidas pela Petrobras. As principais características do fluido produzido estão apresentadas na Tabela 5.2.

Table 5.2: Fluido Produzido pelo Reservatório

RGO (m ³ /m ³)	Fração de Água (%)	API	T_{WAT} (°C)
110	1	26,6	17,1

As massas específicas e viscosidades absolutas dos fluidos foram obtidas a partir das correlações *black oil*, presentes no módulo CORE desenvolvido pela Universidade de Tulsa (Beggs & Brill, 1984) e incorporado ao TRANSFLUX

(Stuckenbruck, 1994). A condutividade térmica e calor específico dos fluidos foram obtidos de modelos termodinâmicos a partir do ajuste no aplicativo PVTSIM (CALSEP, 2010) e alimentado como dado de entrada no modelo, conforme descrito na Tabela 5.3.

Table 5.3: Propriedades Termofísicas dos Fluidos

Calor Específico à Pressão Constante (J/kg.K)	
Óleo	1731
Gás	1916
Água	3424
Calor Específico à Volume Constante (J/kg.K)	
Óleo	1488
Gás	1564
Água	4180
Condutividade Térmica (W/m.K)	
Óleo	0,170
Gás	0,052
Água	0,560

O modelo numérico necessita da curva de solubilização do fluido w_{sol} , que, a partir da diferença de concentração de parafina solubilizada e cristalizada, foi ajustada pela eq. 5.1, em função da temperatura T em Kelvin.

$$w_{sol} = 1 \times 10^{-4} + 6 \times 10^{-4} T + 6 \times 10^{-5} T^2 - 3 \times 10^{-6} T^3 \quad (5.1)$$

A partir da eq. (5.1), pode-se determinar a derivada da solubilidade com a temperatura, necessária para a determinação do coeficiente de transferência de massa,

$$\frac{\partial w_{sol}}{\partial T} = 6 \times 10^{-4} + 1,2 \times 10^{-4} T - 9 \times 10^{-6} T^2 \quad (5.2)$$

5.3 Condições de Contorno

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, gas lift, pressão e temperatura de um teste de produção.

A vazão de óleo foi observada como sendo 410 m³/d, enquanto a vazão de água foi definida como 4 m³/d. A vazão de gas lift foi fixada em 163 000 m³/d. A Tabela 5.4 mostra os valores observados para a pressão e temperatura no reservatório, ANM e plataforma.

Table 5.4: Pressão e Temperatura em Pontos Característicos

Posição	Temperatura (°C)	Pressão (bar)
Reservatório	78,0	84,3
ANM	58,9	31,0
Plataforma	10,0	12,0

5.4 Resultados Numéricos

Inicialmente a solução obtida com o simulador TRANSFLUX foi comparada com os resultados obtidos previamente com o aplicativo OLGA (Scandpower, 2012). O simulador OLGA foi ajustado com os dados do campo, sem incluir o modelo de deposição de parafina, para avaliar o desempenho do modelo em relação a predição do comportamento do escoamento.

Os resultados de pressão, *holdup* de líquido e temperatura são mostrados nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4, respectivamente. Uma excelente concordância entre as duas simulações pode ser visto para a pressão (Figura 5.2) ao longo de toda linha. Podemos verificar uma relação direta entre a pressão e a topografia onde a linha esta disposta.

As distribuições de *holdup* de líquido e temperatura ao longo da linha de produção são mostradas nas Figuras 5.3 e 5.4. Estes resultados são também comparados com OLGA (Scandpower, 2012). Observa-se que ocorre uma grande queda de pressão no trecho inicial da linha devido a dissociação do gás induzindo uma redução brusca do *holdup* de líquido. Um bom ajuste pode ser visto até 2000m. Aproximadamente nesta posição, ocorre a injeção de gás na linha. A pequena queda de temperatura observada no ponto de injeção do gas *lift* de cerca de 4°C, é devido à expansão do gás injetado no ponto de gaslift.

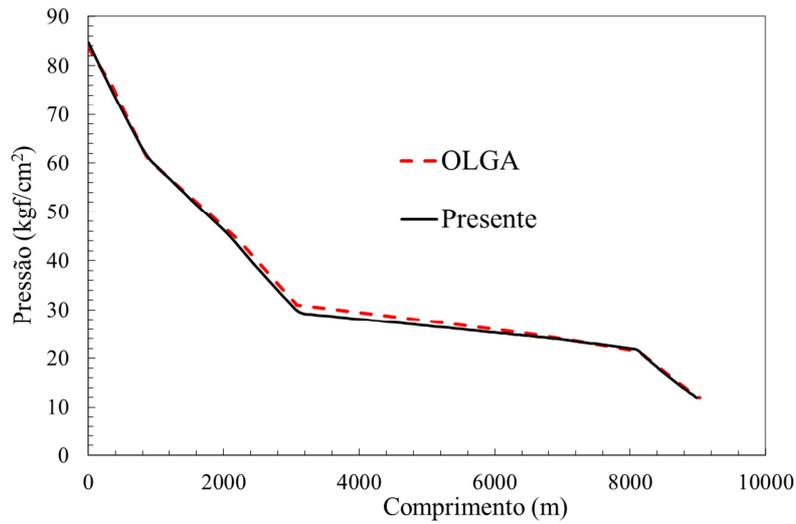


Figura 5.2: Perfil de pressão ao longo da linha sem depósito de parafina

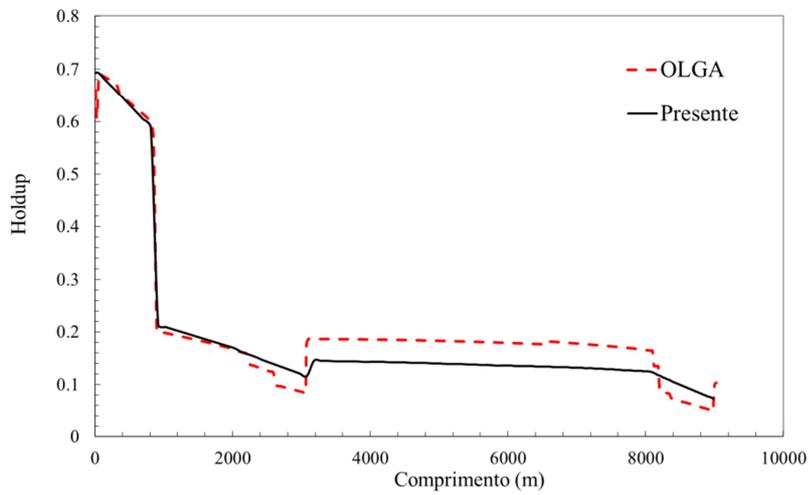


Figura 5.3: Perfil de holdup de líquido ao longo da linha sem depósito de parafina

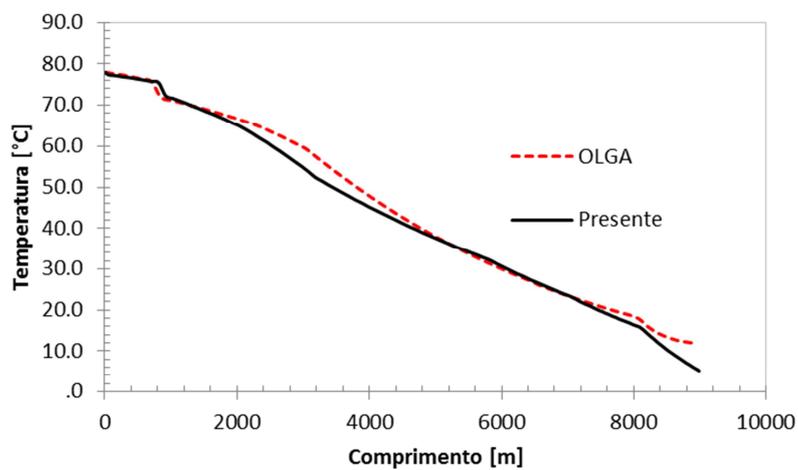


Figura 5.4: Perfil de temperatura ao longo da linha sem depósito de parafina

Observe também que a injeção de gás reduz o *holdup* de líquido para algo em torno de 0,20. Por volta de 2000 m o programa OLGA prevê uma queda adicional do *holdup*, que induz a um pequeno desvio no perfil de temperatura, entre o ponto de injeção de gás e a árvore de natal. Observa-se que após passar pela árvore de natal, os dois simuladores prevêem um aumento do *holdup* de líquido, porém o aumento do OLGA é significativamente superior ao do presente modelo. Ao longo do leito marinho, onde a linha de produção tem uma seção quase horizontal, a temperatura prevista no presente trabalho é muito próxima à previsão do OLGA. Finalmente, no trecho final, ao longo do *riser*, observa-se um desvio da temperatura, a qual acaba induzindo uma queda maior do *holdup* de líquido pelo software OLGA. Estas diferenças talvez possam ser justificadas pelas diferentes correlações utilizadas pelos aplicativos, para avaliar não só o fator de atrito, como o coeficiente de troca de calor interno, os quais dependem do padrão de escoamento. Apesar destas pequenas diferenças, pode-se dizer que o presente modelo prevê satisfatoriamente a condição de escoamento permanente, sem modelagem da deposição de parafina, quando comparado com o código comercial OLGA, permitindo que o fenômeno de deposição possa ser avaliado.

5.5 Cálculo da Espessura do Depósito

A partir da condição inicial, correspondente a uma situação logo após uma operação de limpeza com *pig*, o modelo convectivo foi empregado para avaliar a quantidade de parafina depositada na parede do duto.

A Figura 5.5 ilustra a variação de temperatura calculada pelo presente modelo perto da base do *Riser* (TDP), em diferentes instantes de tempo, durante o processo de deposição de parafina.

Da Figura 5.5 pode ser observado que perto da base do *Riser* a temperatura é inferior a temperatura de início de aparecimento de cristais (TIAC). Como a deposição de parafina só ocorre se a temperatura estiver abaixo da TIAC, nenhum depósito foi observado na linha de produção entre a árvore de natal e o TDP. Por isso, a concentração de parafina só é observada apenas próximo da base do *Riser*, conforme mostrado na Figura 5.6, após 5 e 10 dias. O depósito começa a aparecer em 7500m a partir do reservatório, antes do TDP, sendo o pico da espessura do depósito observado a cerca de 8200m. Note-se, que o depósito está presente até a

posição 8500m, mesmo para temperatura inferior à TIAC. Isto ocorre porque a temperatura externa encontra-se acima da TIAC. Portanto, o fluxo de calor é positivo, ou seja, o ambiente está aquecendo o fluido, e nesta condição, por definição, a parafina não deposita (Fong e Mehrotra, 2007).

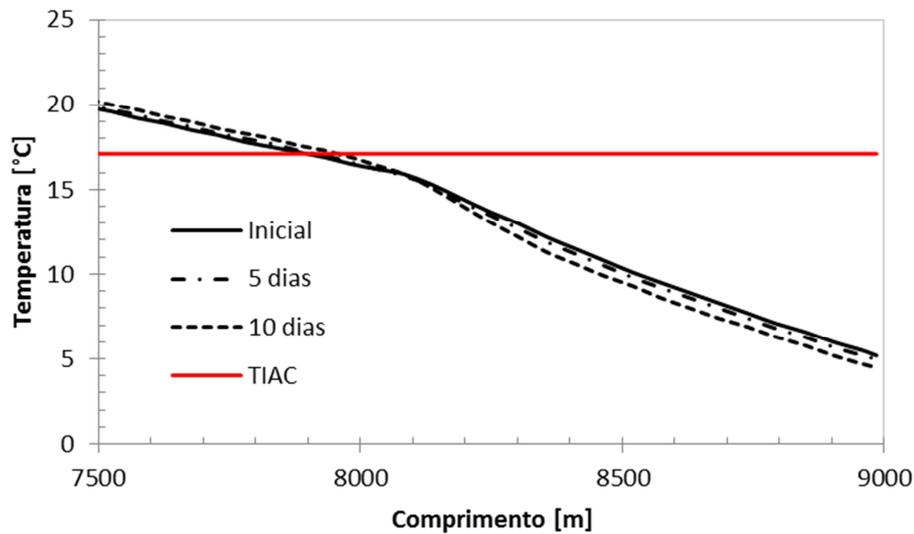


Figura 5.5: Perfil de Temperatura próximo ao TDP durante a deposição de parafina

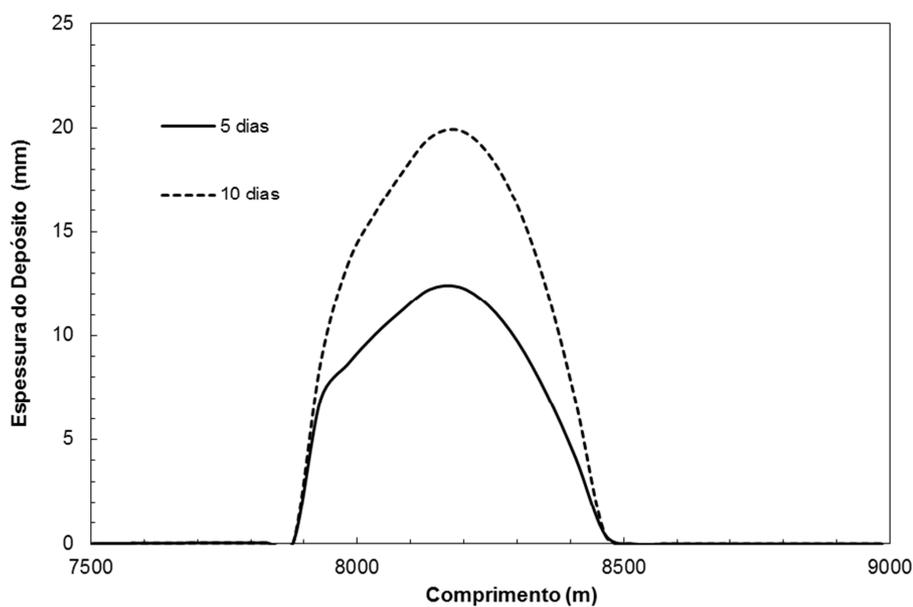


Figura 5.6: Perfil de espessura do depósito de parafina após 5 e 10 dias

Em três posições diferentes ao longo da linha de produção, a evolução no tempo da espessura de parafina é mostrada na Figura 5.7. A espessura do depósito aumenta mais rapidamente com o tempo no início do processo, tendendo a estabilizar à medida que o tempo passa. A camada de parafina depositada atua

como isolante na parede do duto, reduzindo o fluxo de calor e, conseqüentemente, o fluxo de massa para a parede, eventualmente atingindo um estado estacionário.

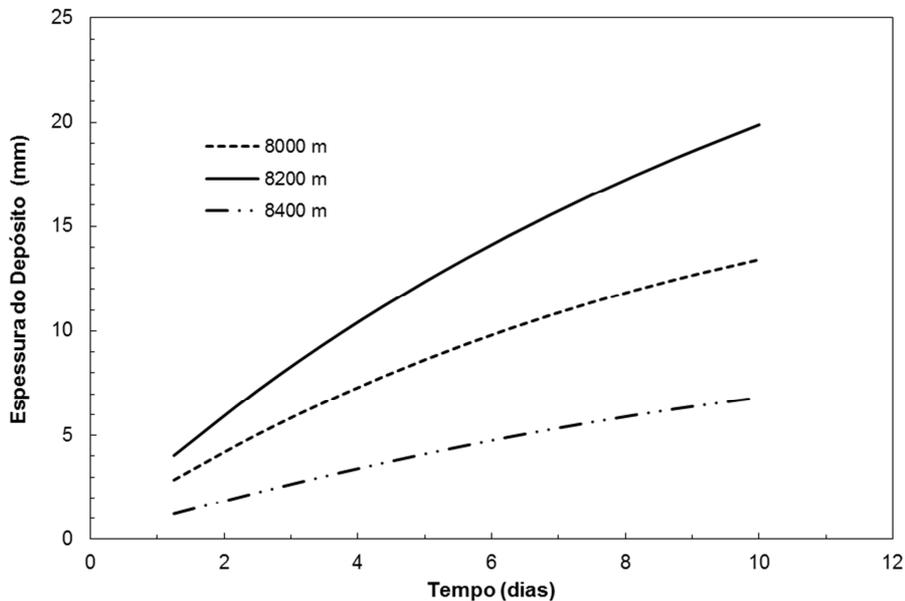


Figura 5.7: Evolução com o tempo da espessura de depósito de parafina em três posições diferentes da linha de produção

A Fig. 5.8 mostra o aumento da espessura do depósito de parafina ao longo do duto, após um período de tempo de 10 dias, utilizando o modelo desenvolvido e o simulador OLGA.

Como a deposição de parafina só ocorre se a temperatura estiver abaixo da TWAX nenhum depósito foi observado na flowline entre a ANM e o TDP. Após este ponto pode-se observar um aumento significativo na espessura do depósito. Embora haja uma diferença na posição onde a deposição começa ocorrer no OLGA e no TRANSFLUX, ela pode ser explicada pela pequena diferença entre os perfis de temperatura obtidos com esses simuladores.

Como o modelo de deposição de parafina utilizado em ambos os simuladores considera que a taxa de deposição é proporcional ao fluxo de calor, a medida que a temperatura do óleo se aproxima da temperatura ambiente, o fluxo de calor diminui e, conseqüentemente, a deposição também. Na extremidade do *Riser*, a temperatura do fluido é praticamente igual à do ambiente, resultando em fluxo de calor zero e a não ocorrência de depósito.

A Figura 5.9 ilustra a evolução do holdup de líquido na região de deposição de parafina para diferentes instantes. Pode ser observada uma redução do *holdup* de líquido devido à redução de temperatura.

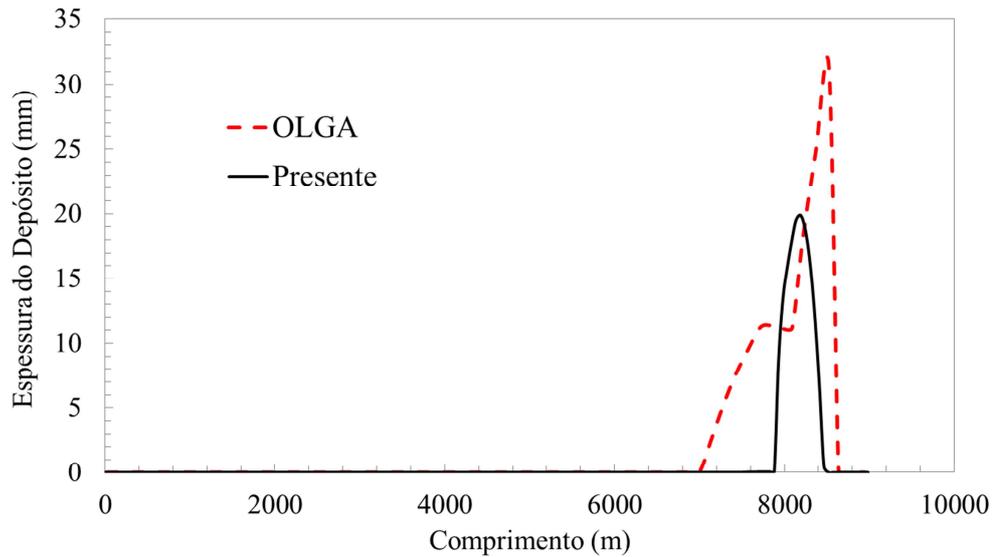


Figura 5.8: Comparação entre os perfis de espessura de depósito ao longo da linha

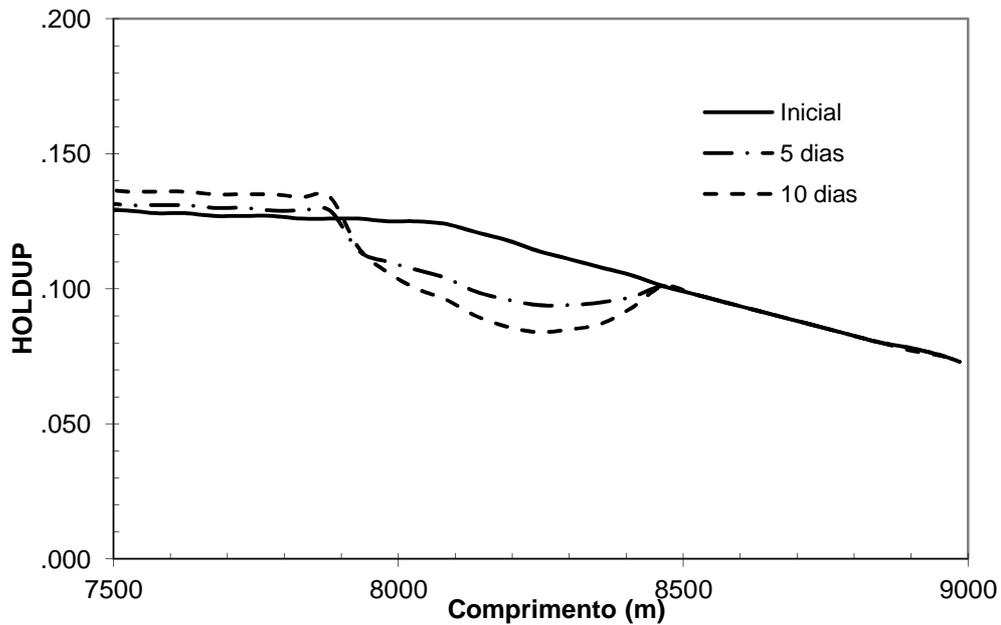


Figura 5.9: Perfil de holdup de líquido na região de TDP em diferentes instantes de tempo

5.6

Comparação com Dados de Campo

Uma das consequências mais críticas da deposição de parafina é o aumento da pressão requerida para o escoamento. A Figura 5.10 ilustra a variação no tempo da diferença de pressão do poço produtor entre o reservatório e a plataforma.

Note-se que, a medida que a parafina é depositada a diferença de pressão aumenta, exigindo maior potência de bombeamento.

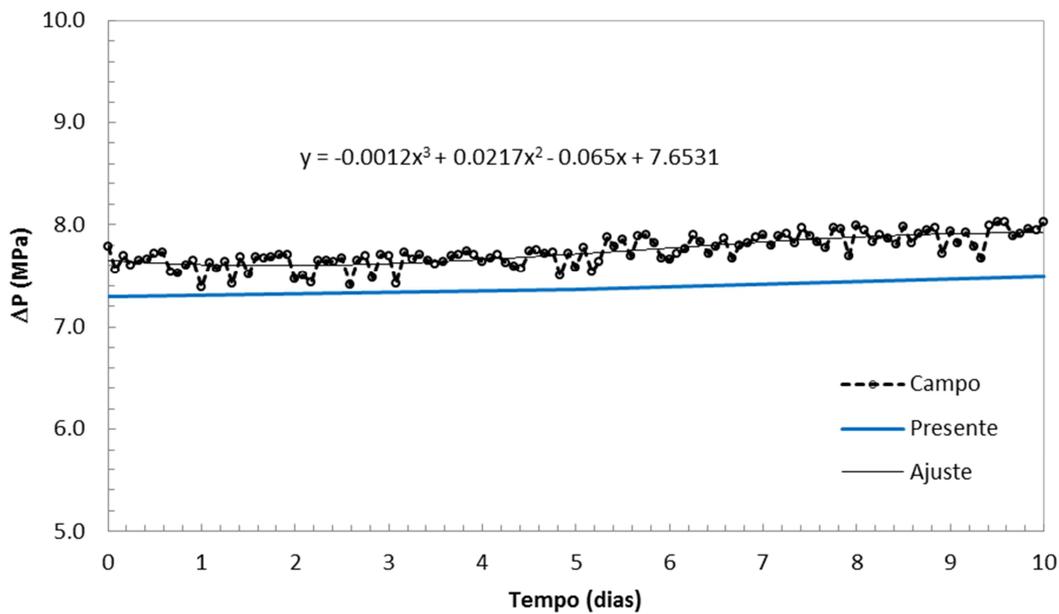


Figura 5.10: Variação no tempo da diferença de pressão entre o reservatório e a plataforma

Como base de comparação, um determinado período de produção do poço foi utilizado. A partir do momento de início de deposição de parafina, logo após uma operação de limpeza da linha (passagem de *pig*), verifica-se um aumento da pressão requerida para o escoamento em função de redução da área da seção transversal no local de depósito. A tendência de aumento de pressão requerida pode ser observada no modelo proposto em concordância com os dados observados no campo, conforme Figura 5.10. Comparando com os resultados de campo observamos um bom ajuste do modelo que apresenta diferenças entre 2.9 e 6.7% na pressão requerida para o escoamento, ou entre 2,5 e 4,0 bar, aproximadamente.