



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## **ESTUDO DE GARANTIA DE ESCOAMENTO EM UM CAMPO DE ÓLEO PESADO EM LÂMINA D'ÁGUA RASA**

**Carolina Devillart Almeida Ferreira**

**Lucas Fernandes Cardoso**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.  
Co-Orientador: Eng. Edilnei de Andrade Neves.

Rio de Janeiro  
Janeiro de 2011

ESTUDO DE GARANTIA DE ESCOAMENTO EM UM CAMPO DE ÓLEO PESADO  
EM LÂMINA D'ÁGUA RASA

Carolina Devillart Almeida Ferreira

Lucas Fernandes Cardoso

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE INTEGRANTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO

Aprovado por:

---

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

---

Edilnei de Andrade Neves, Me. Eng.

---

Prof. Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

Rio de Janeiro  
Janeiro de 2011

Ferreira, Carolina Devillart Almeida, Cardoso, Lucas  
Fernandes

Estudo de Garantia de Escoamento em um Campo  
de Óleo Pesado em Lâmina D'água Rasa/ Carolina  
Devallart Almeida Ferreira, Lucas Fernandes Cardoso. –  
Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

xv, 109 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto e Edilnei de Andrade  
Neves

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/  
Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 106-109.

1. Reservatório de óleo. 2. Garantia de Escoamento.  
3. Fluxo Multifásico. I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade  
Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de  
Engenharia do Petróleo. III. Título.

# Agradecimentos

Acima de tudo, gostaríamos de agradecer a Deus, pois nos abençoou com muita saúde e por ter nos guiado durante toda a nossa trajetória acadêmica.

Agradecemos também à nossa família por todas as palavras de incentivo e pelo amor incondicional em todos os momentos de nossas vidas.

Eu, Lucas, agradeço à Carol pelo companheirismo e amizade, pois não há dúvidas em meu coração de que minha trajetória seria mais difícil sem ela.

Eu, Carol, agradeço ao Lucas por amenizar todos os momentos difíceis durante esses longos cinco anos e também por ter partilhado comigo os mais felizes.

Agradecemos aos professores, em especial ao Paulo Couto, pela dedicação ao curso e pelas orientações durante este trabalho, e ao Leiras, pelos ensinamentos e sua sinceridade em absolutamente todos os momentos.

Agradecemos aos amigos da OGX, especialmente ao Edilnei, pelo aprendizado proporcionado e pela ajuda sempre que necessária.

Agradecemos aos nossos amigos, por nos proporcionarem momentos felizes e agradáveis mesmo quando todo o resto parece não ajudar.

Eu, Lucas, agradeço principalmente aos meus pais e avós, pois sei que estou realizando seu sonho. Faço tudo isso por mim, mas mantendo-os sempre na cabeça e no coração. Vocês são a luz da minha vida.

Eu, Carol, agradeço em especial aos meus pais e avós por sonharem o meu sonho e ficarem tão felizes com o meu sucesso.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Estudo de Garantia de Escoamento em um Campo de Óleo Pesado em Lâmina D'água Rasa

Carolina Devillart Almeida Ferreira  
Lucas Fernandes Cardoso

Janeiro/2011

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Co-Orientador: Edilnei de Andrade Neves.

Curso: Engenharia de Petróleo

Este projeto de graduação foca no estudo da produção de um campo real descaracterizado, sob o ponto de vista da garantia de escoamento, desde o poço até as instalações de superfície. Será feita análise detalhada dos principais problemas de garantia de escoamento enfrentados atualmente por meio de uma revisão bibliográfica utilizando o conhecimento atual sobre o assunto. Além disso, serão apresentadas algumas propriedades do fluido e do reservatório que funcionarão como embasamento para alguns conceitos utilizados neste trabalho.

Após a fundamentação teórica, será desenvolvido um estudo de caso de garantia de escoamento para um campo de óleo. Esse estudo abordará problemas como hidrato de gás, parafina, asfalteno, emulsão, incrustação e corrosão, no presente e em intervalos de 5 e 10 anos, através do software PIPESIM, de análise de dados e de correlações.

Palavras-chave: Garantia de Escoamento, Revisão Bibliográfica, Estudo de Caso

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

## Study of Flow Assurance at a Heavy Oil Field in Shallow Water

Carolina Devillart Almeida Ferreira  
Lucas Fernandes Cardoso

January/2011

Advisor: Paulo Couto, Dr. Eng.  
Co-Advisor: Edilnei de Andrade Neves.

Course: Petroleum Engineering

This graduation Project focuses on the production study of an uncharacterized real field, more specifically on flow assurance, from the well until the surface facilities. A detailed analysis will be performed on the main flow assurance problems faced nowadays by a literature review using the current knowledge about this subject. Besides this, some fluids and reservoir properties will be presented and will help clarifying some concepts used in this work.

Once the theoretical grounding is performed, a case study of flow assurance will be carried out for an oil field. This study will broach problems like gas hydrate, wax, asphaltene, emulsions, scale and corrosion, both in present and in gaps of 5 and 10 years, by the use of the PIPESIM software, data analysis and correlations.

Key Words: Flow Assurance, Literature Review, Case Study

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Nomenclatura</b> .....	<b>xiv</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Motivação.....	2
1.2. Objetivo .....	2
1.3. Metodologia .....	2
<b>2. Garantia de Escoamento</b> .....	<b>4</b>
2.1. Hidratos .....	6
2.1.1. Prevenção de Bloqueio por Hidratos.....	9
2.1.1.1. Inibidores Termodinâmicos .....	10
2.1.1.2. Isolamento Térmico.....	12
2.1.1.3. Aquecimento Ativo.....	14
2.1.1.4. Operação à Baixa Pressão .....	15
2.1.1.5. Remoção de Água.....	15
2.1.1.6. LDHI ( <i>Low Dosage Hydrate Inhibitors</i> – Inibidores de Hidrato de Baixa Concentração).....	16
2.2. Asfaltenos .....	18
2.3. Emulsões .....	20
2.4. Incrustações .....	23
2.4.1. Problemas Operacionais devido à Incrustação .....	25
2.4.1.1. Perfuração/Completação de Poços .....	25
2.4.1.2. Injeção de Água.....	26
2.4.1.3. Produção de Água.....	26
2.4.1.4. Reservatórios HPHT .....	26
2.4.1.5. Instalações de Produção .....	27

2.4.2.	Prevenção e Remediação .....	27
2.4.2.1.	Identificação de Problemas de Incrustação .....	27
2.4.2.2.	Controle de Incrustação.....	28
2.5.	Parafinas.....	31
2.5.1.	Propriedades dos Óleos Parafínicos .....	31
2.5.1.1.	TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais).....	31
2.5.1.2.	Composição de Parafinas .....	32
2.5.1.3.	Propriedades Reológicas .....	33
2.5.2.	Taxa de Deposição de Parafinas.....	34
2.5.3.	Mecanismos de Deposição.....	34
2.5.4.	Prevenção e Remediação.....	35
2.5.4.1.	Prevenção.....	36
2.5.4.2.	Remediação .....	37
2.6.	Corrosão .....	40
<b>3.</b>	<b>Propriedades do Reservatório .....</b>	<b>43</b>
3.1.	Porosidade.....	43
3.2.	Compressibilidade.....	43
3.3.	Permeabilidade .....	44
3.4.	Saturação de Fluidos .....	44
3.5.	Net Pay (Camada de Remuneração Líquida).....	45
3.6.	Fator Película (Skin Factor) .....	45
<b>4.</b>	<b>Propriedades do óleo.....</b>	<b>47</b>
4.1.	Comportamento de Fases.....	47
4.2.	Compressibilidade Isotérmica .....	48
4.3.	Porcentagem em Mol.....	48
4.4.	Massa Molecular.....	48
4.5.	Coordenadas Pseudocríticas e Pseudo-reduzidas.....	49



4.6.	Densidade.....	50
4.7.	Grau API .....	50
4.8.	Viscosidade .....	50
4.9.	Fator Volume-Formação.....	51
4.10.	Ponto de Fluidez (Pour Point).....	51
4.11.	Razão Gás Óleo .....	51
<b>5.</b>	<b>Estudo de Caso .....</b>	<b>52</b>
5.1.	O PIPESIM .....	52
5.2.	As Instalações de Produção .....	53
5.3.	Os Fluidos do Reservatório .....	57
5.4.	A Configuração do Sistema e a Construção do Modelo de Simulação .....	63
5.5.	Análise do Sistema.....	70
5.5.1.	Teste de Longa Duração.....	71
5.5.2.	Sistema Definitivo – 5 anos .....	77
5.5.3.	Sistema Definitivo – 10 anos .....	82
5.6.	Estudo de Garantia de Escoamento.....	87
5.6.1.	Hidratos.....	87
5.6.2.	Asfalteno .....	96
5.6.3.	Emulsão e Viscosidade .....	97
5.6.4.	Incrustações .....	101
5.6.5.	Parafinas.....	101
5.6.6.	Corrosão .....	104
<b>6.</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>105</b>
<b>7.</b>	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>106</b>
	<b>Apêndice A.....</b>	<b>110</b>

## Lista de Figuras

Figura 1 - Hidratos de gás - Fonte: <a href="http://www.usgs.gov/">http://www.usgs.gov/</a> - Acessado em 13/01/2010 ...	6
Figura 2 - Envelope de Hidratos – Fonte: Elaboração Própria .....	8
Figura 3 - Plugue de hidrato removido por PIG para a plataforma P-34 – Fonte: VAZ,C.E.M., PONCE,J.L.P., SANTOS, W.G.dos. Tecnologia da Indústria do Gás Natural, Editora. Blucher .....	10
Figura 4 - Plugue de hidrato removido do FPSO Brasil, localizado no campo de Roncador – Fonte: Nascimento et. al – Paper OTC 12291 .....	10
Figura 5 - Envelope de Hidratos sob ação de inibidores termodinâmicos – Fonte: Elaboração Própria.....	12
Figura 6 - Subresfriamento em LDA Profunda e Rasa – Fonte: Elaboração Própria....	18
Figura 7 - Deposição de asfaltenos em pipeline e em poço - Fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">http://www.bakerhughes.com</a> – Acessado em 15/01/2010.....	19
Figura 8 - Adesão entre gotículas da fase dispersa - Fonte: Lamgevin et. AL.....	23
Figura 9 - Incrustação por carbonato de cálcio - Fonte: Oilfield Review - Autumn 1999 .....	25
Figura 10 – Gráfico para determinação da TIAC – Fonte: Elaboração Própria.....	32
Figura 11 - Mecanismo de deposição de parafinas por difusão molecular – Fonte: Elaboração Própria.....	35
Figura 12 - Plugue de parafina removido por PIG - Fonte: <a href="http://www.hydrifact.com">http://www.hydrifact.com</a> – Acessado em: 15/01/2010 .....	38
Figura 13 - Configuração do Projeto na fase TLD – Fonte: Elaboração Própria.....	54
Figura 14 - Estrutura de duto flexível .....	56
Figura 15 - Envelope de Fases .....	60
Figura 16 - Razão Gás/Líquido .....	61
Figura 17 - Composição do Fluido no PIPESIM.....	63
Figura 18 - Propriedades do Pseudocomponente no PIPESIM.....	64
Figura 19 - Dados do Reservatório no PIPESIM.....	64
Figura 20 - Configuração da Coluna de Produção no PIPESIM.....	65

Figura 21 - Dados da BCSS .....	66
Figura 22 - Curva da Bomba no PIPESIM.....	66
Figura 23 - Configuração da <i>Flowline</i> PVDF no PIPESIM.....	67
Figura 24 - Configuração da <i>Flowline</i> PA-12 no PIPESIM .....	68
Figura 25 - Configuração do trecho de <i>Riser</i> no solo no PIPESIM .....	68
Figura 26 - Configuração do <i>Riser</i> suspenso no PIPESIM.....	69
Figura 27 - Esquema do Projeto no PIPESIM .....	70
Figura 28 - Perfil de Temperatura do Sistema para o TLD.....	73
Figura 29 - Perfil de Pressão do Sistema para o TLD .....	74
Figura 30 - Análise Nodal do Sistema sem bomba para o TLD.....	75
Figura 31 - Análise Nodal do Sistema com Bomba para o TLD .....	76
Figura 32 - Perfil de Temperatura para o Sistema Definitivo – 5 anos.....	78
Figura 33 - Perfil de Pressão para o Sistema Definitivo - 5 anos .....	79
Figura 34 - Análise Nodal sem bomba para o Sistema Definitivo - 5 anos.....	80
<i>Figura 35 - Análise Nodal com bomba para o Sistema Definitivo – 5anos.....</i>	<i>81</i>
Figura 36 - Perfil de Temperatura para o Sistema Definitivo - 10 anos.....	83
Figura 37 - Perfil de Pressão para o Sistema Definitivo - 10 anos.....	84
Figura 38 - Análise Nodal sem bomba para o Sistema Definitivo - 10 anos.....	85
Figura 39 - Análise Nodal com bomba para o Sistema Definitivo – 10 anos.....	86
Figura 40 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para a fase TLD.....	88
Figura 41- Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Sistema Definitivo – 5 anos.....	89
Figura 42 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Sistema Definitivo – 10 anos.....	90
Figura 43 - Configuração do Sistema para o Exemplo de Formação de Hidratos .....	91
Figura 44 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Exemplo de Formação de Hidratos.....	94

Figura 45 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema com Isolamento e Curva de Formação de Hidratos para o Exemplo de Formação de Hidratos. ....	95
Figura 46 - Viscosidade do fluido para o TLD.....	98
Figura 47 - Viscosidade do fluido para o Sistema Definitivo - 5 anos.....	99
Figura 48 - Viscosidade do fluido para o Sistema Definitivo - 10 anos .....	100
Figura 49 - Propriedades da parafina.....	102
Figura 50 - Deposição de Parafina para as fases TLD, 5 anos e 10 anos de Produção .....	103
Figura 51 - Influência dos percentuais de Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos no RI. (Fonte: Tianguang Fan, Jianxin Wang, Jill S. Buckley) .....	110
Figura 52 - Relação entre o RI Calculado e o RI Medido (Fonte: Tianguang Fan, Jianxin Wang, Jill S. Buckley).....	111

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Composição do fluido .....	58
Tabela 2 - Propriedades do Pseudocomponente (C20+) .....	59
Tabela 3 - Análise SARA.....	62
Tabela 4 - Análise de Água (-3490m) .....	62
Tabela 5 - Premissas para análises no tempo .....	71
Tabela 6 - Composição do Fluido para o Exemplo de Formação de Hidrato.....	92
Tabela 7 - Propriedades do C20+ para o Exemplo de Formação de Hidrato.....	93

## Nomenclatura

AA	Anti Aglomerante
ANMH	Árvore de Natal Molhada Horizontal
BCSS	Bombeio Centrífugo Submerso Submarino
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> – Capital Inicial
DSC	<i>Differential Scanning Calorimetry</i> – Calorimetria por sondagem diferencial
FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i> – Flutuante Produção Armazenagem e Exportação
HPHT	<i>High Pressure High Temperature</i> – Alta Pressão Alta Temperatura
HTGC	<i>High Temperature Gas Chromatography</i> – Cromatografia de gás em Alta Temperatura
IP	Índice de Produtividade
KI	Inibidor Cinético
LDA	Lâmina d`Água
MCV	Módulo de Conexão Vertical
NIR	<i>Near Infrared Spectroscopy</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> – Capital Operacional
P	Pressão
PIP	<i>Pipe-in-pipe</i> – Duto em duto
PPD	<i>Pour Point Depressants</i> – Redutores do Ponto de Fluidez
PVDF	<i>Polyvinylidene Fluoride</i> – Fluoreto Polivinilideno
PVT	Pressão Volume Temperatura
QCM	Microbalança de quartzo

RGL	Razão Gás Líquido
SCR	<i>Steel Catenary Riser</i> – Riser de aço em catenária livre
STD	<i>Standard</i> - Padrão
STD	Sólidos Totais Dissolvidos
T	Temperatura
TIAC	Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais
TLD	Teste de Longa Duração
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UHE	Umbilical Eletro-Hidráulico
UTA	<i>Umbilical Termination Assembly</i> – Câmara Terminal do Umbilical

# 1. Introdução

A demanda energética mundial por petróleo tem crescido num ritmo acelerado, principalmente devido à pujança econômica de China e Índia. Apesar de todo o apelo ambiental para a utilização de energias mais verdes, o petróleo ainda ostenta o posto de base da matriz energética, juntamente com o carvão, outro combustível fóssil.

O Brasil vem aumentando sua participação na indústria de hidrocarbonetos desde a década de 50, com a criação da Petrobras, e apresentou crescimento vertiginoso desde 1997, com a Lei 9478/97, que permite a concessão de blocos exploratórios para empresas multinacionais. O crescimento da produção, dos investimentos e da geração de empregos tornou a indústria de petróleo um pólo de geração de divisas para o governo, e tem colocado o Brasil em evidência mundo afora.

Como se sabe, a produção no Brasil está localizada majoritariamente *offshore*, em águas profundas e ultra-profundas. E a tendência, com a depleção dos campos em LDA rasa e marginais, é que a busca por novas jazidas seja em locais ainda mais inóspitos.

Uma vez que a produção é iniciada, a garantia de escoamento será responsável pela chegada dos hidrocarbonetos às instalações de produção, na superfície. Contudo, essa não é uma tarefa simples. O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, que possui propriedades variadas, e contaminantes, que geralmente tem sua produção está associada à água. Todos esses fatores contribuem para a ocorrência de diversos tipos de problemas durante o escoamento multifásico nos dutos e equipamentos submarinos.

O estudo de garantia de escoamento deve, portanto, ser alçado a um lugar de destaque no projeto de qualquer desenvolvimento de campo de petróleo, pois se a produção não escoar, todo o investimento para a colocação do campo em operação será perdido.

O conceito de garantia de escoamento é relativamente novo na indústria, mas vem ganhando importância cada vez maior dentro das empresas. O desenvolvimento de técnicas, inibidores químicos, isolamentos térmicos, entre outros métodos, está acelerado, demonstrando que o mercado assimilou a necessidade de estudos sobre o



escoamento, visando melhorias na vazão e recuperação do petróleo, e, com isso, aumentando a margem de lucro por ele provida.

### **1.1. Motivação**

O estudo de garantia de escoamento vem se tornando cada vez mais crucial para o projeto de desenvolvimento de um campo ser bem-sucedido. A produção de petróleo em horizontes exploratórios com condições extremas de pressão e temperatura mostra que a dificuldade da exploração vai além da elevação do óleo ao leito marinho.

Os problemas podem ser vários, tanto orgânicos quanto inorgânicos, representando um desafio a engenheiros e técnicos. O conhecimento do escoamento multifásico, dos fluidos e do reservatório através de simulações e correlações é muito importante para que a operacionalidade do campo seja garantida.

O campo estudado no presente trabalho agregará conhecimento em relação aos desafios de se produzir um óleo pesado de reservatório carbonático, com elevada concentração de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S.

### **1.2. Objetivo**

O objetivo deste trabalho, no seu sentido mais amplo, é estudar a produção de um campo de óleo descaracterizado, no que tange aos possíveis problemas de garantia de escoamento. Dentro dele pretende-se identificar esses problemas e propor soluções quando necessário, sejam elas mudanças de configuração do sistema ou utilização de produtos químicos.

### **1.3. Metodologia**

Como informações de entrada para a presente análise foram utilizadas: dados experimentais do fluido do reservatório obtidos através de análises PVT, dados experimentais da água produzida e dados da análise SARA, que caracteriza as frações mais pesadas do petróleo. De posse dessas informações, será criado um modelo composicional no simulador comercial multifásico da *Schlumberger*, o

PIPESIM (versão 2010.1), utilizando as correlações mais aplicáveis ao estudo de caso em questão.

Serão simulados os perfis de temperatura e pressão do escoamento, bem como a análise nodal para avaliar o desempenho da bomba utilizada. Essas simulações serão realizadas para as fases Teste de Longa Duração, Sistema Definitivo aos 5 anos de Produção e Sistema Definitivo aos 10 anos de Produção.

Para avaliar os riscos de garantia de escoamento, os dados dos fluidos serão analisados junto aos perfis traçados para prever o comportamento desses fluidos durante a produção.

Feitas as análises, serão propostas soluções para mitigação dos problemas encontrados.

## 2. Garantia de Escoamento

Em uma rocha reservatório freqüentemente são encontrados, em conjunto, gás, óleo e água. Após a aplicação de um gradiente de pressão entre o reservatório e o poço, também chamado de *drawdown*, os fluidos são colocados em movimento através dos poros.

Dependendo das condições de reservatório e da composição química dos fluidos, podemos encontrar gás, óleo e água, ou apenas óleo e água. Nos último caso, se a pressão do reservatório estiver abaixo da pressão de bolha, com o início da produção, o gás em solução no óleo se vaporiza, causando altos índices de razão gás-óleo. Como curiosidade, esse caráter representa o mecanismo de recuperação primário de óleo chamado gás em solução.

O fluxo multifásico é complexo, e deve ser estudado e bem compreendido, sob o ponto de vista da garantia de escoamento. Ao longo do trajeto do poço até as instalações de superfície podem se formar depósitos orgânicos, como parafinas, hidratos e asfaltenos, mas também inorgânicos, como incrustação, emulsão e corrosão.

A composição dos fluidos influenciará várias propriedades importantes para a produção desses hidrocarbonetos, como viscosidade e molhabilidade. O conhecimento das implicações de mudanças no fluxo bifásico ou trifásico poderá representar ganhos significativos na OPEX, devido à menor necessidade de intervenções, além de maior fator de recuperação pela aplicação de práticas corretas durante o escoamento da produção.

O termo Garantia de Escoamento é utilizado na indústria de petróleo para designar um conjunto de técnicas e procedimentos que têm a função de garantir o fluxo dos fluidos do reservatório ao longo do sistema de produção. Faz parte do escopo dessa área prever, prevenir e mitigar quaisquer problemas que possam restringir ou interromper o escoamento.

Trata-se de uma área de estudos na indústria de petróleo que agrega conhecimentos de mecânica, termodinâmica, engenharia mecânica, engenharia química, matemática, controle e automação e ciência da computação. A garantia de escoamento é um conhecimento relativamente novo, e por isso está em constante

desenvolvimento. A cada dia novas tecnologias são descobertas, novos simuladores são desenvolvidos e novos produtos são criados para melhorarem o fluxo de petróleo pelas tubulações e equipamentos submarinos.

No Brasil, os estudos de garantia de escoamento fazem-se especialmente importantes. A maior parte do nosso óleo está em condições remotas, tanto em distância da terra quanto em profundidade e LDA. Nesses ambientes extremos, associados à natureza de boa parte do nosso óleo, os problemas com garantia de escoamento são corriqueiros, e um bom planejamento significa a economia de dezenas a centenas de milhões de dólares por ano em paralisações para intervenção.

A produção de hidrocarbonetos geralmente ocorre em escoamento multifásico. O transporte desse tipo de fluido requer pesados estudos de garantia de escoamento, uma vez que a produção simultânea de água, gás e óleo, combinada com as quedas de pressão e temperatura do sistema pode trazer uma gama de riscos, que podem incluir completo plugueamento de linhas ou redução de vazão através dos seguintes problemas:

- Deposição de Parafinas;
- Hidratos;
- Deposição de Asfaltenos;
- Incrustações;
- Formação de emulsão;
- Corrosão interna e externa de linhas e equipamentos submarinos, entre outros.

Esses aspectos são de grande relevância para o projeto de linhas e instalações de produção, que está cada vez mais focado em garantir a segurança, mas sem deixar de lado a lucratividade que move a atividade.

Nos tópicos seguintes, serão abordados alguns dos problemas associados à garantia do escoamento. Em seguida será apresentado um caso real, com adaptações, para ilustrar as práticas para identificação e mitigação dos riscos relacionados a esse tema na indústria do petróleo. A ferramenta utilizada para tal será o simulador PIPESIM.

## 2.1. Hidratos

O hidrato de gás é um problema cada vez mais comum no escoamento da produção de hidrocarbonetos. Essas estruturas cristalinas semelhantes ao gelo podem ser formadas pelo contato de gás e água, em condições específicas de temperatura e pressão. As moléculas de gás são aprisionadas em estruturas reticuladas cristalinas pelo agrupamento de moléculas de água ao seu redor através de ligações de hidrogênio, em temperaturas baixas e altíssimas pressões, condições muito normais na exploração em águas profundas. Outros fatores que determinam a formação de hidratos incluem mistura, agitação, superfície para formação de cristais, aglomeração e salinidade do sistema.

Os hidratos de gás contêm boa parte das reservas mundiais de gás natural, e podem, conseqüentemente, representar uma importante fonte de energia no futuro. Em regiões onde a temperatura da água no leito marinho é 4°C podem ocorrer enormes depósitos desse tipo de estrutura cristalina, que, ao ser queimada, libera grande quantidade de energia. Os hidratos também estão sendo considerados para transporte de gás de locais *offshore* remotos para a costa por meio de navios. A Figura 1 a seguir mostra a aparência de um hidrato de gás.



Figura 1 - Hidratos de gás - Fonte: <http://www.usgs.gov/> - Acessado em 13/01/2010

A formação de hidratos, conforme foi dito acima, depende da criação de uma estrutura de moléculas de água, na qual as moléculas de hidrocarbonetos leves ocupam os espaços vazios. Por isso, as moléculas de água são conhecidas como *host molecules* (moléculas hospedeiras) e as formadoras de hidrato (metano e outros

gases), como *guest molecules* (moléculas hóspedes). A estrutura formada pode ser de três tipos: I, II e H, que se diferenciam no número de moléculas de água, no tamanho e tipo de cavidades e no formato. As formas mais comuns são dos tipos I e II, estudadas por Von Stackelberg e Muller (1954). Esse estudo concluiu que a estrutura I tem 46 moléculas de água, podendo ser de cavidade grande ou pequena. Já a estrutura II, que é utilizada pelo simulador PIPESIM, contém 136 moléculas de água, podendo ter 8 ou 16 cavidades. A estrutura H foi descoberta posteriormente, e possui 34 moléculas de água, formando uma rede hexagonal com cavidades de diferentes tamanhos, comportando moléculas de gás de diferentes pesos moleculares.

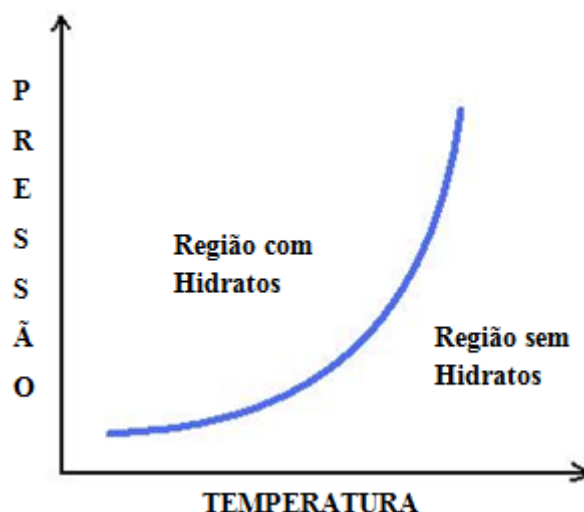
A partir do foco de garantia de escoamento, o hidrato representa um contratempo severo à produção multifásica por linhas submarinas, principalmente porque podem ocorrer em diferentes etapas, como na produção, perfuração e testes de formação. A ocorrência de hidratos representa um grave problema operacional devido ao depósito de cristais na superfície dos dutos e acúmulo até formar grandes “plugues”, que podem bloquear linhas submarinas e causar grandes perdas ou até parada da produção. A aceleração desses “plugues”, quando movidos por gradiente de pressão, pode também causar considerável dano a instalações de produção, sendo, enfim, causadores de problemas de segurança e meio ambiente.

A prevenção dos problemas geralmente requer conhecimento aprofundado dos fluidos componentes do escoamento multifásico, boas ferramentas de simulação e instrumentos para mitigar e evitar o crescimento dos plugues, tais como inibidores termodinâmicos, anti-aglomerantes e cinéticos, além de aquecimento e isolamento de linhas.

A formação de hidratos, em si, não representa um problema, visto que esses cristais podem ser carregados pelo fluxo multifásico. A dificuldade reside em manter essas partículas em solução, impedindo que elas adiram à parede dos *pipelines*, *flowlines* e equipamentos submarinos, causando os obstáculos ao escoamento que tratamos acima. Portanto, vemos que a deposição de hidratos depende também das condições de fluxo.

Gases leves como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ), metano, etano e propano são os principais formadores de hidrato. A ocorrência depende de condições de P e T, e de maneira geral, para evitar a formação desses cristais, basta manter a produção fora dessas condições ou, como é falado na indústria, fora do envelope de formação de hidratos.

Durante a formação de hidratos, ocorre liberação de calor, pois trata-se de um processo exotérmico. Essa geração de calor intrínseca tende a atrasar ou parar a geração de hidratos, podendo as condições de estabilização ficarem fora do envelope, como na Figura 2 a seguir.



**Figura 2 - Envelope de Hidratos – Fonte: Elaboração Própria**

Para a prevenção da formação dos hidratos são utilizadas análises PVT e correlações empíricas, além de simuladores de fluxo que utilizam o fluido multifásico produzido para delimitar com boa precisão o envelope de formação, criando assim condições de prevenir sua formação. Entretanto, a predição para misturas, que é o caso encontrado nos escoamentos da produção dos campos *offshore*, é menos precisa do que a previsão de substâncias simples, o que reforça a necessidade de manter-se uma margem de segurança acima das condições determinadas pelo pacote de simulação.

Os principais problemas de hidrato são causados no reinício da produção após paradas de produção emergenciais não-planejadas. Nessas situações não há tempo para adicionar maior volume de inibidor por precaução, e o contato por longo período de tempo do fluido nos *flowlines* (duto estático de curta extensão) com o meio acaba por favorecer as condições de formação do hidrato. Nessas situações existe a tendência de plugueamento da linha, visto que as fases componentes do fluxo multifásico se separam sem as condições de fluxo turbulento. Assim, a água se concentra formando grandes plugues nas linhas.

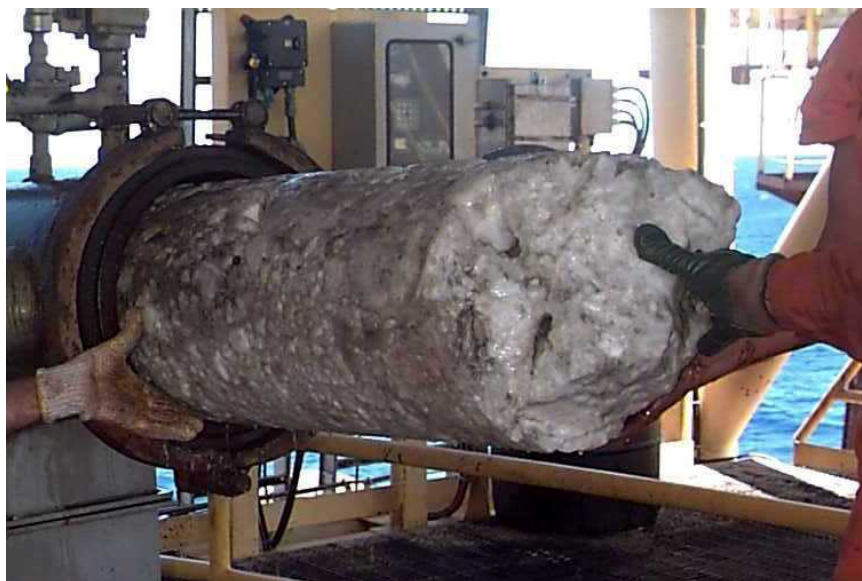
A maneira mais simples e utilizada de “remediar” a ocorrência de plugues de hidrato é a redução controlada da pressão na linha. Com a redução da pressão, o hidrato derrete, sendo então restabelecido o fluxo. Todavia, nem sempre é possível fazer a redução da pressão simétrica pelos dois lados do plugue. Esse impedimento pode causar acidentes sérios nas utilidades de produção e ao ambiente, visto que, com a perda da aderência à parede do *flowline*, o plugue viaja em alta velocidade, movimentado pelo diferencial de pressão. O impacto pode ser minimizado nesses casos, bastando para isso que se mantenha uma pequena pressão antes do separador, na UEP (Unidade Estacionária de Produção). O ponto negativo desse procedimento é que, quanto menor o diferencial de pressão, mais lenta será a dissociação do plugue. Como a dissociação de hidratos pode levar semanas ou meses, é sempre aconselhável a prevenção da sua formação.

### **2.1.1. Prevenção de Bloqueio por Hidratos**

Como dito anteriormente, para evitar a formação de hidratos deve-se manter o escoamento fora da região de hidratos, isto é, com uma temperatura acima da temperatura de cristalização para uma dada pressão de operação dos *flowlines* e *pipelines* (duto estático de longa extensão). Todavia, a solução final, aquela que evitaria por completo sua formação, é a retirada da água do fluxo multifásico antes do transporte pelas linhas submarinas, entretanto esta não é uma solução viável na maior parte das ocasiões.

Existem diversos outros tipos de medidas que podem ser utilizadas para o mesmo fim de prevenir a cristalização e plugueamento das linhas. A seguir, trataremos de todos os utilizados atualmente nos campos *onshore* e *offshore*. Nas Figuras 3 e 4 a seguir podemos ver alguns exemplos de plugues de hidratos.





**Figura 3 - Plugue de hidrato removido por PIG para a plataforma P-34 – Fonte: VAZ,C.E.M., PONCE,J.L.P., SANTOS, W.G.dos. Tecnologia da Indústria do Gás Natural, Editora. Blucher**



**Figura 4 - Plugue de hidrato removido do FPSO Brasil, localizado no campo de Roncador – Fonte: Nascimento et. al – Paper OTC 12291**

#### **2.1.1.1. Inibidores Termodinâmicos**

Estes incluem o metanol, etanol, monoetilenoglicol (MEG), entre outros. Seu princípio básico reside na redução da temperatura de formação dos hidratos pela

mudança do potencial químico da água. O mesmo acontece com a adição de anti-congelantes à água, diminuindo o ponto de congelamento. Entre as vantagens estão:

- Redução da temperatura de formação dos hidratos;
- Existência de simuladores que prevêem o efeito dos inibidores na curva de formação;
- Em quantidade suficiente são capazes de prevenir hidratos na maioria das condições;
- Alguns inibem tanto a fase líquida quanto a vapor, o que é importante em reinício da operação.

As desvantagens que podem ser citadas são:

- São necessárias grandes quantidades;
- Grande capacidade de armazenamento e bombeamento, o que aumenta os custos;
- Possibilidade de incompatibilidade entre inibidores e outros químicos injetados, como inibidores de corrosão e parafina;
- Possibilidade de incompatibilidade entre inibidores e umbilicais;
- Pode causar precipitação de sais da água produzida.

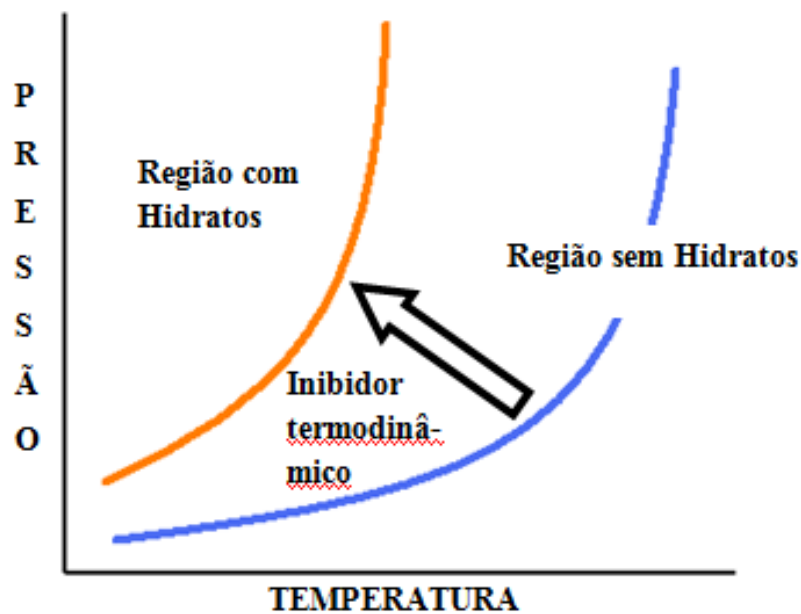
A escolha do inibidor termodinâmico depende de fatores como limitações de área e peso dos *topsides*, armazenamento do inibidor, contaminação dos hidrocarbonetos líquidos e o efeito no processamento e preço dos derivados, custo das facilidades de processamento e injeção nos *topsides*, e considerações de segurança.

Metanol e monoetilenoglicol são os inibidores mais utilizados, apesar de etanol e outros glicóis também serem usados com sucesso. Para escoamentos com óleo, todavia, o metanol é definitivamente o mais utilizado pelos fatores a seguir:

- É mais efetivo em reduzir a temperatura de formação de hidratos que os glicóis;
- Menor probabilidade de causar precipitação de sais da água produzida;

- Menos viscoso;
- Melhor para remediação de plugueamento;
- Rapidamente se vaporiza, sendo mais eficiente nos reinícios de produção.

O gráfico da Figura 5 demonstra o efeito dos inibidores termodinâmicos sobre o envelope de hidratos.



**Figura 5 - Envelope de Hidratos sob ação de inibidores termodinâmicos – Fonte: Elaboração Própria**

#### **2.1.1.2. Isolamento Térmico**

Esse método de prevenção é usado para manter a temperatura do fluido acima da temperatura de formação de hidratos. Outra utilidade para esse método é aumentar o período para esfriamento do fluido nos *flowlines* durante paradas até a normalização da produção. Esse tempo adicional permite que sejam tomadas medidas para o reinício da produção ou para uma parada prolongada. Por último, o isolamento térmico de linhas submarinas também apresenta a vantagem de reduzir o tempo para aquecimento dos fluidos produzidos acima das condições de formação durante a retomada da operação. O isolamento térmico também é usado para prevenir outros

problemas de garantia de escoamento, como prevenir ou diminuir a deposição de parafinas.

As melhores opções de isolamento são apresentadas para *flowlines* e *risers*. A escolha do tipo de duto a ser usado afeta, pois, fortemente o CAPEX do sistema submarino. As opções para *flowline* são:

- Duto rígido isolado externamente;
- Duto flexível isolado;
- Aterramento;
- *Pipe-in-pipe* (PIP);
- *Bundle* (feixe de dutos);
- Duto sanduíche.

Já para *risers*, as opções são:

- SCR (*Steel Catenary Riser*) isolado externamente;
- *Riser* (duto dinâmico) flexível isolado;
- SCR *pipe-in-pipe*;
- *Riser tower* (torre de riser).

O nível de proteção proporcionado pelo isolamento depende da vazão, temperatura do reservatório, distância do *tie-back* (ligação) e do sistema de isolamento escolhido. O nível de isolamento definirá a vazão mínima necessária ao sistema de produção. Outro fator preponderante para o projeto do isolamento é o tempo de resfriamento desejado para o *flowline* nos casos de parada da operação. Contudo, o coeficiente de transferência de calor não é o único ponto a ser considerado, mas também a massa térmica, pois quanto maior esta, maior é o tempo de resfriamento. Para *flowlines*, *bundles* e aterramento de linhas representam as melhores soluções com significativas massas térmicas, promovendo os maiores tempos de *cooldown* (resfriamento). A desvantagem da utilização de grandes massas térmicas é que, nos casos de retomada fria da operação, elas terão como consequência um maior tempo de aquecimento, e este tempo impactará os requisitos dos inibidores e/ou de aquecimento.

O isolamento térmico apresenta alguns riscos, como:

- Perda de desempenho do material isolante;
- Juntas de baixa qualidade, que aumentam o coeficiente de transferência de calor;
- Desempenho ruim pode levar ao precoce abandono ou reparo/substituição das linhas;
- Perda de calor convectivo não considerada no projeto, o que pode ser um problema sério em *bundles*, *riser towers* e *flowlines* aterrados.

### 2.1.1.3. Aquecimento Ativo

Técnicas de aquecimento ativo incluem:

- Aquecimento Elétrico: tecnologia recente, mas de rápido desenvolvimento. Existem alguns campos *offshore* que já utilizam essa técnica, mas diversos ainda estão em fase de teste. Algumas vantagens são a eliminação da despressurização e remoção de *flowlines*, remoção de parafinas e a possibilidade de remediação rápida de plugueamentos por hidratos onde outras técnicas não são eficientes.
- Circulação de fluido quente: apresentam essencialmente as mesmas vantagens do aquecimento elétrico. Utilizam tipicamente água quente circulada através de *bundles* para fornecer calor aos fluidos produzidos. Um exemplo de utilização de tal sistema é o campo de *Gullfaks*, no Mar do Norte, operado pela *Statoil*. São sistemas complexos, que exigem estudos aprofundados na área mecânica, térmica e de ciclo de vida.
- Circulação de óleo quente: técnica relativamente comum usada para retomada da produção. Nesse caso óleo quente é circulado até aquecer o fluido multifásico produzido acima das condições de hidrato, quando os poços podem enfim serem reabertos, diminuindo com isso o uso de inibidores termodinâmicos. Essa técnica também pode ser usada para manter o fluido produzido acima das condições de hidrato durante uma

parada, não havendo necessidade de espera após a regularização da operação do campo.

Qualquer que seja o método de aquecimento direto escolhido é interessante que seja usado um método de isolamento térmico associado para diminuição da carga térmica e, conseqüentemente, da potência requerida ao sistema de aquecimento. O aquecimento direto aumenta a flexibilidade operacional do campo, principalmente para as variações de *watercut* (teor de água) e paradas e retomadas de produção. Em um campo projetado para receber tal método de prevenção de formação de hidratos, as unidades de produção devem considerar fatores como geração, transmissão e distribuição de energia, geração de calor e sistemas de bombeio e medição.

#### **2.1.1.4. Operação à Baixa Pressão**

Operação à baixa pressão refere-se a operações onde a pressão é mantida abaixo da pressão delimitada pela curva de formação de hidratos. Contudo, em campos *offshore* de LDA profunda, a perda de pressão no *riser* é grande, impossibilitando muitas vezes a realização de tal procedimento com a pressão. Essas operações são inviáveis em operações contínuas e reinícios.

A manutenção de pressão em baixos níveis, todavia, pode ser usada durante paradas de produção. Essa aplicação se dá a *flowlines* e todos os equipamentos submarinos, como ANM, PLETs e *manifolds*. Em casos de LDA profunda e ultra-profunda a coluna de fluidos no *riser* pode ser alta suficiente para criar pontos nos *flowlines* onde a pressão ficará acima da pressão de formação de hidratos, principalmente em fluidos multifásicos com baixa RGL. A desvantagem de aplicar tal procedimento é o aumento do CAPEX pela introdução de novos equipamentos nas UEPs.

#### **2.1.1.5. Remoção de Água**

A remoção da água da corrente de fluidos produzida pode inibir a formação de hidratos. Essa técnica representa uma solução definitiva para os problemas de hidrato, entretanto ainda é incipiente.

A separação dos fluidos, entretanto, não foi desenvolvida pelo impacto positivo sobre a garantia de escoamento, e sim pela redução de custos de equipamentos e operação dos mesmos (CAPEX e OPEX) a bordo das UEPs, e pela redução da densidade do fluido multifásico carregado, facilitando a elevação até o separador.

Existem dois tipos de remoção de água, a separação de fundo do poço (*Downhole Separation System*) e a separação na cabeça do poço (*Subsea Separation*).

A primeira ainda não foi usada em campos offshore, e consiste na separação da água da vazão produzida, e posterior bombeamento em outra região do reservatório. Utilizam separadores gravitacionais ou hidrociclones. Suas vantagens incluem redução do CAPEX e OPEX, menores requisitos para elevação e menor incidência de problemas de hidrato. Sua operacionalidade em poços com alto IP e offshore ainda deve ser provada.

Já o segundo método está sendo testado em um piloto no Mar do Norte, com baixo *watercut*. Sua operacionalidade é muito sensível ao *watercut*, e sua paralisação pode causar grandes prejuízos. Utilizam separadores gravitacionais, bombas e um poço injetor. Apresentam as mesmas vantagens do método anterior.

Nenhum dos métodos, contudo, pode ser considerado como a solução para a prevenção do plugueamento de linhas por hidratos. Ambos ainda se encontram em fase de teste, mas seu desenvolvimento representará um grande avanço para os estudos de garantia de escoamento e manutenção da operacionalidade dos campos offshore.

#### **2.1.1.6. LDHI (*Low Dosage Hydrate Inhibitors* – Inibidores de Hidrato de Baixa Concentração)**

Esse tipo de inibidor é dividido em KIs, ou inibidores cinéticos, e AAs, ou anti-aglomerantes. São chamados assim, pois são aplicados em solução com baixa concentração em peso, ao contrário dos inibidores termodinâmicos. Ao contrário do metanol e afins, não afetam a curva de formação dos hidratos, mas interferem na formação dos cristais e na aglomeração na forma de plugues.

Os AAs inibem os hidratos de criar plugues nas linhas submarinas, mas não os inibe de serem formados. Esses inibidores permitem sua cristalização, mas mantêm os

cristais com tamanho reduzido dispersos no fluxo multifásico. Os AAs permitem *subcooling* alto, o que os torna mais utilizados em águas profundas. Como desvantagens apresentam-se:

- Sensibilidade ao tipo de óleo;
- Sensibilidade à salinidade da água;
- Baixa eficiência em altos *watercuts*;
- Alto custo;
- Toxicidade

Já os KIs atrasam a nucleação e/ou crescimento dos cristais de hidrato. Por serem solúveis e dispersíveis somente em água, os KIs inibem a formação de hidratos somente na fase água. Apresentam a vantagem de serem pouco sensíveis a variações de *watercut*, entretanto tem uma desvantagem importante: são altamente sensíveis a alto subresfriamento, o que os impossibilita de serem usados em LDA profunda. Outro ponto negativo é o pouco tempo de ação, o que torna seu uso em paradas limitado. Por esses motivos o KI é menos utilizado que o AA, principalmente nas configurações que se apresentam para a exploração na costa brasileira.

A temperatura de subresfriamento é definida como a diferença de temperatura entre a curva de equilíbrio de hidrato e as condições de operação. Quanto maior a LDA, maior será a pressão. Por sua vez, quanto maior a LDA, menor será a temperatura de operação. Assim, em LDA profunda o subresfriamento é maior do que em LDA rasa. A Figura 6 a seguir ilustra esse conceito.



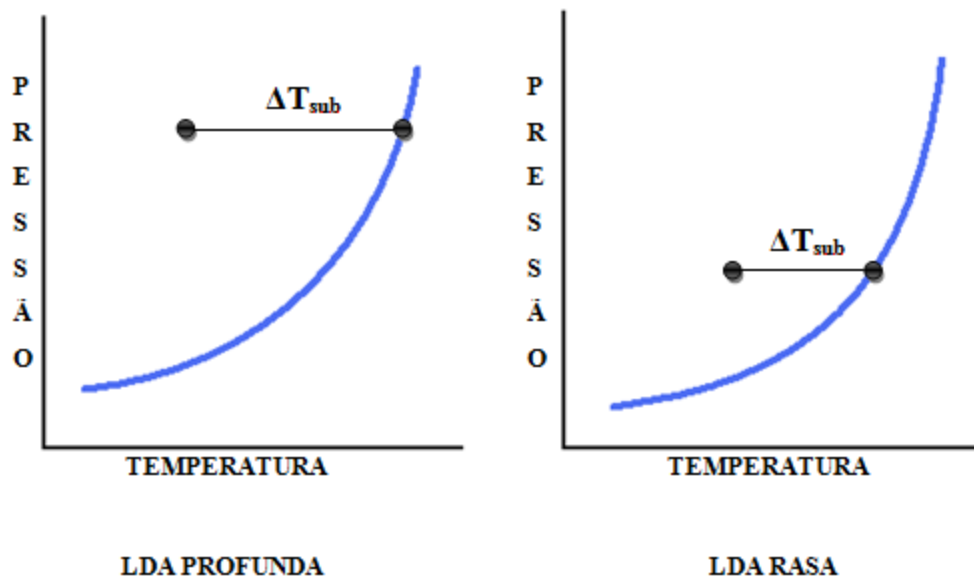


Figura 6 - Subresfriamento em LDA Profunda e Rasa – Fonte: Elaboração Própria

## 2.2. Asfaltenos

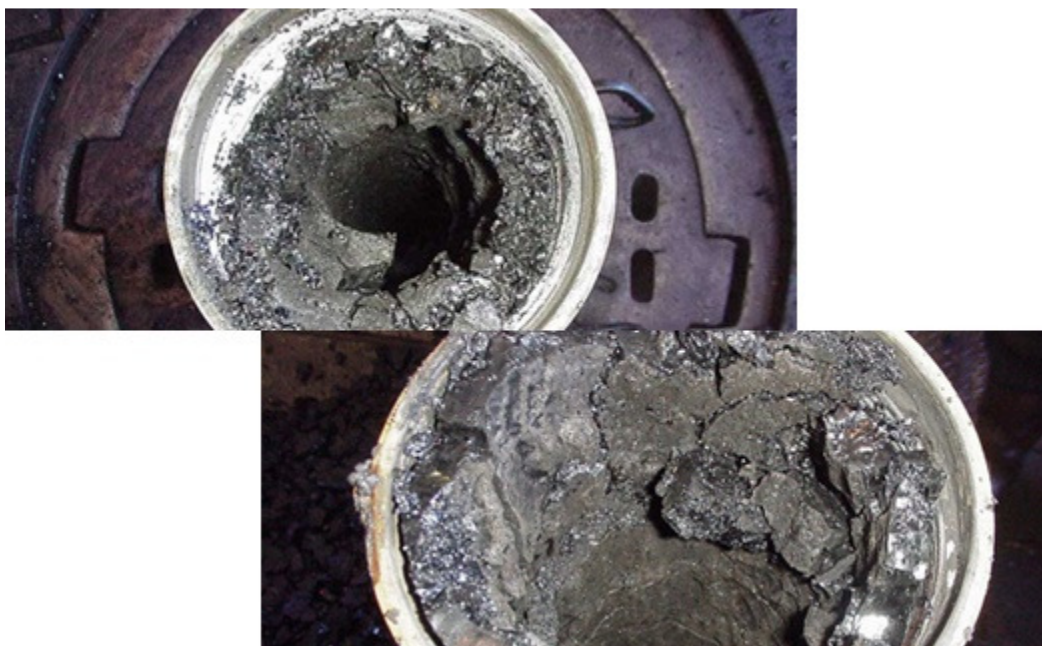
Os asfaltenos são um problema de garantia de escoamento que ocorre devido a variações da temperatura, pressão e composição do fluido multifásico. Os depósitos asfálticos, de cor marrom ou preta, sobre a parede dos dutos se dão pelo rebaixamento da pressão até valores próximos ao do ponto de bolha, quando gás começa a ser liberado do fluido. Com a mudança da composição, aumenta a tendência de deposição dos asfaltenos.

A definição da fração de asfaltenos é definida pela propriedade da solubilidade. Os asfaltenos são, portanto, aqueles compostos insolúveis em n-alcanos, como n-pentano e n-hexano, e solúveis em aromáticos leves, como tolueno e benzeno. Quanto mais semelhante é o parâmetro solubilidade do asfalto e do óleo cru, maior a fração de asfaltenos que o óleo consegue manter. A precipitação de asfaltenos é, portanto, menor em óleos pesados aromáticos, apesar de terem maior percentual de asfaltenos em sua composição. Nos óleos leves, devido à menor quantidade percentual de resinas em solução no óleo, maior é a tendência de deposição de asfaltenos.

A prevenção de depósitos asfálticos se dá pela operação do campo em condições de P e T adequadas, pela injeção de inibidores e/ou pela passagem de

PIGs. Como os simuladores de prevenção de deposição de asfaltenos são pouco precisos, a passagem de PIGs deve ser feita em maior frequência para evitar plugueamento de linhas. Na Figura 7 a seguir se pode ver dois casos de deposição de asfaltenos, ambos com drástica redução de diâmetro.

A seleção do inibidor é complexa para os asfaltenos, portanto, é aconselhável que seja testado o inibidor no óleo em questão, ao invés de tentar prever qual é o mais adequado a partir da composição do óleo. Após a seleção, a injeção será feita no fundo do poço, antes que se atinja a pressão de bolha. Os inibidores atuam mantendo os asfaltenos em solução. Os compostos ativos do inibidor reagem com os asfaltenos criando uma estrutura incapaz de se aglomerar a outros compostos asfálticos, tornando a precipitação e plugueamento dos flowlines e *risers* menos provável.



**Figura 7 - Deposição de asfaltenos em pipeline e em poço - Fonte:**

<http://www.bakerhughes.com> – Acessado em 15/01/2010

Sobre o processo de inibição, o momento dipolo e a polarizabilidade do inibidor atuam de maneira vital na adsorção dos asfaltenos. Em baixo alcance, a adsorção é função do momento dipolo e nesse estágio as moléculas do inibidor ficam paralelas a superfície asfáltica. Em alto alcance, há formação de agregados de inibidores na superfície asfáltica. Esse conceito foi introduzido por Izquierdo e Rivas (1997).

Além da deposição nas linhas submarinas, devido à queda de pressão no reservatório pela exploração, pode haver precipitação e deposição de asfaltenos nos poros da rocha, causando mudanças na molhabilidade e reduzindo a permeabilidade absoluta, afetando, conseqüentemente, a recuperação final de óleo. Contudo, nesses casos, ainda não há um procedimento eficaz para remediação da deposição. Através da injeção de fluidos no reservatório, no entanto, é possível manter a pressão acima da pressão de floculação dos asfaltenos, prevenindo sua deposição. Um estudo de compatibilidade de fluidos deve ser realizado para injeção como método secundário de recuperação. É importante citar que a deposição no reservatório é um problema mais brando em curto prazo, do que a deposição nas linhas submarinas e na cabeça de poço.

### **2.3. Emulsões**

Emulsão é um sistema líquido heterogêneo consistente de dois líquidos imiscíveis com um deles intimamente disperso na forma de gotículas no segundo líquido. Uma emulsão distingue-se de uma dispersão simples de um líquido em outro pelo fato de que, em uma emulsão, a probabilidade de coalescência durante o contato entre gotículas é bem menor devido à presença de um emulsificante. Essa inibição não está presente em dispersões (Smith e Arnold, 1987).

Emulsões de óleo e água são encontradas em diversas etapas da produção de petróleo, tanto *upstream* quanto *downstream*. Alguns exemplos são perfuração, produção, transporte e processamento. Os locais também variam muito, como em reservatórios, poços, instalações de superfície, sistemas de transporte e refinarias.

Quando se trata de emulsões o foco é a sua estabilidade. Entretanto, as emulsões estão intimamente relacionadas à cinética. A tendência das fases é de se separar. E a velocidade de separação pode variar muito, dependendo da presença de fatores estabilizadores, como finos (argilas, grãos de areia), surfactantes nativos (asfaltenos, resinas<sup>1</sup> e ácidos e bases orgânicas) e surfactantes não nativos (inibidores de corrosão, preventores de floculação e inibidores de parafina). Em comum, todos atuam reduzindo a tensão interfacial das gotículas. Assim, as emulsões podem ser classificadas pela sua “estabilidade”:

---

<sup>1</sup> Como foi visto anteriormente no capítulo sobre asfaltenos, as resinas, quando na presença dos compostos asfálticos, os solubilizam e removem da interface, diminuindo a estabilidade.

- Instáveis: separam-se em poucos minutos
- Moderadamente estáveis: separam-se em dezenas de minutos
- Estáveis: separam-se parcialmente após dias

Combinando-se a presença de finos com asfaltenos, obtém-se emulsões mais estáveis. Todavia, existe um limite de solubilidade dos asfaltenos, o qual interfere diretamente sobre a “estabilidade” das emulsões. Por regra, a “estabilidade” é máxima o mais próximo possível da concentração de asfaltenos que provoca sua precipitação. Assim, em óleos que apresentam problemas de precipitação de compostos asfálticos sobre a parede de dutos e equipamentos submarinos, geralmente a emulsão será desfeita e fases separadas serão geradas, devido à baixa concentração de agentes emulsificantes em solução. Nesses casos a adição de resinas resolubiza-os, mantendo a emulsão. Essa adição deve ser cuidadosa, visto que as resinas podem ter efeito negativo sobre a emulsão. A capacidade dos asfaltenos de neutralizar as gotículas também é afetada pelo pH devido à polaridade dos elementos químicos em sua cadeia.

O problema de emulsões é especialmente grave em óleos pesados, pela sua composição rica em asfaltenos, moléculas polares de alto peso molecular que agem como surfactantes naturais. Nesses casos as emulsões tornam-se extremamente estáveis, pois ocorre intensa adsorção de compostos asfálticos a superfície das gotículas dispersas.

Existem três tipos de emulsão:

- Água em óleo (W/O)
- Óleo em água (O/W)
- Múltiplas ou complexas (W/O/W ou O/W/O)

O tamanho das gotículas varia em escala de  $10^{-6}$ , e depende do histórico de cisalhamento, presença de finos e da presença de surfactantes. Quanto menor o tamanho das gotículas, maior a estabilidade da emulsão, ou melhor, menor a tendência de separação entre as fases. Já a viscosidade da emulsão depende de fatores como *watercut*, viscosidade das fases, temperatura e taxa de cisalhamento.

A viscosidade da emulsão apresenta um comportamento interessante, pois essa propriedade é sempre maior do que nas suas fases contínuas. Com a produção do campo, existe a tendência do aumento da produção de água, isto é, do *watercut*. Esse aumento da concentração de água pode acarretar uma inversão de W/O para O/W ou formação de emulsões múltiplas W/O/W.

Em transporte de óleo pesados e ultra-pesados trabalha-se com altíssimas viscosidades. Digamos que o óleo produzido por um campo hipotético tenha uma viscosidade, a uma dada temperatura T, algumas escalas de grandeza maior que a da água. Nesse caso, é interessante a utilização de emulsão para transporte de óleo. Todavia, a fase contínua deve ser a água, ou seja, emulsão do tipo O/W, pois a viscosidade da emulsão será maior que a da água, mas menor que a do óleo. Para obter uma emulsão inversa deve-se lutar contra a tendência natural de formação de emulsão direta água em óleo. Basicamente existem duas maneiras de formar emulsão O/W, segundo Langevin et al (2004). A primeira é adicionar um surfactante natural ou sintético de alto HLB (*hydrophilic/lipophilic balance*, em Português, balanço hidrofílico/lipofílico). A segunda é “ativar” os surfactantes naturais componentes do óleo pesado pela ionização dos grupos funcionais ácidos dos ácidos graxos e asfaltenos através de uma solução básica.

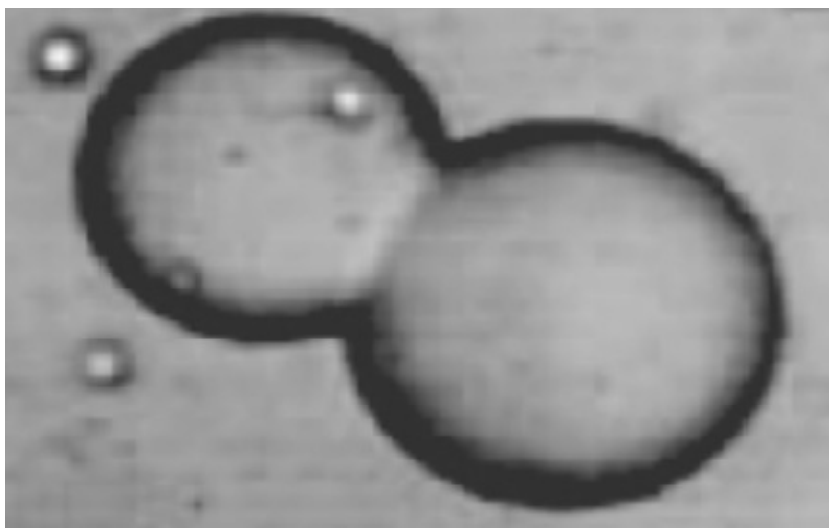
Durante o processo produtivo de petróleo, é possível desestabilizar a emulsão, se um dos seguintes fatores for aplicado ou ocorrer sem atuação humana: aumento da temperatura, redução do cisalhamento do fluxo, remoção de sólidos, aumento do tempo de residência, uso de desemulsificante ou aplicação de campo elétrico.

Para tratar emulsões no óleo/água, três etapas básicas são sugeridas por Smith e Arnold (1987):

- i. Desestabilização: ocorre através da ação contrária a dos emulsificantes. O filme interfacial deve ser enfraquecido ou rompido. Visando esse propósito, geralmente utiliza-se aquecimento e/ou inibidor químico de compostos ativos.
- ii. Coalescência: após os filmes serem rompidos, deve-se coalescer as gotículas para formação de gotas de tamanho suficiente para saírem da fase contínua. Para isso aplica-se moderada agitação ou submetendo a emulsão a um campo elétrico alternado. Essas medidas aumentam o contato entre as gotículas, favorecendo a coalescência.

- iii. Separação gravitacional: deve ser provido tempo para as gotas coalescidas saírem da fase contínua, devido a diferença de densidade entre água e óleo. Para tal é proporcionado tempo de residência suficiente e regime de fluxo favorável a separação.

O método químico do uso de desemulsificantes atua neutralizando a ação dos agentes emulsificantes, que citamos acima. Os desemulsificantes são agentes tensoativos que rouparam ou enfraquecem o filme interfacial que existe ao redor das gotículas, diminuindo a distância entre as mesmas e propiciando a formação de fases separadas. Nesse sentido, existem duas possibilidades quando ocorre uma colisão, de acordo com Langevin et. al (2004). Formação de filmes transientes, quando forças de repulsão são fracas e a energia de adesão é grande o suficiente, causando o fenômeno da floculação. Nesse caso o filme interfacial ao redor das gotículas não é rompido, como pode ser visto na Figura 8. Outra possibilidade ocorre devido à completa ruptura do filme interfacial, quando ocorre a fusão das gotículas causando um processo de coalescência. Assim, a “estabilidade” da emulsão é intensamente ligada às forças de superfície e a estabilidade do filme interfacial.



**Figura 8 - Adesão entre gotículas da fase dispersa - Fonte: Langevin et. AL**

#### **2.4. Incrustações**

Incrustação é o depósito dos materiais inorgânicos da água. O conceito chave é solubilidade. Sólidos podem precipitar e depositar sobre as paredes das linhas

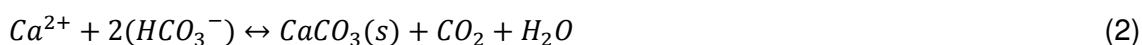
submarinas se o limite de solubilidade for atingido. A água é, portanto, de vital importância, pois só haverá incrustação se água for produzida.

A solubilidade de tipos individuais de incrustação é dependente de constantes de equilíbrio (que dependem por sua vez das condições de temperatura e pressão) e de coeficientes de atividade (que dependem da concentração e condições de temperatura e pressão) de cada tipo, da força iônica do precipitado (todo) e de outras espécies iônicas presentes.

Em geral, incrustações advindas da produção de petróleo são inorgânicas, como carbonatos e sulfatos de metais alcalinos ferrosos (Ca, Sr, Ba). Todavia, também podem ser compostas de complexos sais de ferro, como sulfetos, hidróxidos e carbonatos. A maioria dos casos de incrustação se forma da seguinte maneira:

- Com as variações de pressão e temperatura durante a produção, a solubilidade de alguns componentes da salmoura diminui, causando a precipitação de sais.
- Quando duas águas incompatíveis são misturadas. Nesses casos geralmente é formada incrustação de sulfatos.

Devido à ampla presença de incrustações baseadas em carbonato de cálcio falaremos um pouco mais sobre esta. Trata-se do componente mais comum em operações de campos de óleo e gás, ocorrendo em todas as áreas geográficas do planeta. Precipitados de carbonato de cálcio ocorrem quando íons de Ca são combinados com íons carbonatos ou bicarbonatos, como a seguir:



De acordo com a equação (2), a presença de  $CO_2$  aumenta a solubilidade de  $CaCO_3$  na salmoura. Aumentando-se a concentração de  $CO_2$ , a reação se desloca para a esquerda, resultando em menos incrustação de carbonato de cálcio. O aumento da concentração de  $CO_2$  também torna a água mais ácida (diminuição do pH), uma vez que aumenta a concentração de íons  $HCO_3^-$ . Uma propriedade pouco comum e muito importante do carbonato de cálcio é que sua solubilidade diminui com o aumento da temperatura. A seguir, a Figura 9 mostra um depósito de carbonato de cálcio.



**Figura 9 - Incrustação por carbonato de cálcio - Fonte: Oilfield Review - Autumn 1999**

#### **2.4.1. Problemas Operacionais devido à Incrustação**

Os problemas de garantia de escoamento causados por incrustações não são exclusivos de uma etapa da cadeia produtiva do petróleo, ou de um equipamento desta. Apesar disso, alguns casos são considerados mais importantes que outros devido à facilidade e custo de remediação. A seguir estão algumas áreas possíveis de formação de incrustação.

##### **2.4.1.1. Perfuração/Completação de Poços**

Problemas de incrustação nessa etapa são possíveis se o fluido de perfuração e/ou salmoura de completção for incompatível com a água da formação. Isso é ainda mais crítico quando se trata de um poço pioneiro em um novo prospecto, quando é geralmente utilizada uma lama com maior densidade do que necessário, causando invasão do fluido para dentro da formação e danificação dos poros da mesma por incrustação.

Apesar de não haver maneira concreta de definir a composição química da água da formação em um novo prospecto, é possível fazer estimativas baseadas em correlações geológicas e geoquímicas. Para minimizar a chance de se deparar com tal problema é importante que amostras sejam recuperadas rapidamente para avaliação e tratamento da lama de perfuração usada em futuros poços.



#### **2.4.1.2. Injeção de Água**

Quando novos poços de injeção são perfurados existe o risco de deparar-se com problemas de incrustação se a água de injeção for incompatível com a água da formação. Existem dois motivos para essa incompatibilidade. O primeiro é que, durante a elevação e tratamento da água de injeção, esta pode tornar-se instável, criando um problema sério, pois pode ser contínuo. O segundo motivo é que, injetar uma água estável, mas incompatível com o aquífero, pode incrustar a formação. Entretanto, esse problema diminuirá se começar a injetar água compatível com o aquífero.

#### **2.4.1.3. Produção de Água**

Quando um poço começa a produzir água, existe o risco de incrustação. A severidade do problema será função da composição química da água, do *drawdown* (diferença entre a pressão estática do reservatório e a pressão do fundo do poço), da pressão e da temperatura. Em casos de alto *drawdown*, a precipitação ocorrerá ainda dentro da formação.

Quando ocorre o *breakthrough* (aparecimento) de água injetada no poço produtor, problemas de incrustação ainda mais sérios podem vir a ocorrer. Sob certas condições, água da formação e de injeção (advinda do mar) fluem juntas em direção ao poço, precipitando incrustações onde ocorre a mistura. Os danos, nesse caso, serão notados primeiramente no revestimento, e depois na formação. Ações de remediação são especialmente complexas nesses casos.

#### **2.4.1.4. Reservatórios HPHT**

Em reservatórios HPHT há algumas condições especiais que causam problemas únicos de incrustação. São elas:

- STD em alta concentração (acima de 300.000 ppm)
- Temperaturas de reservatório acima de 175°C
- Pressões de reservatório acima de 15.000 psi

Sob essas condições, salmouras de alta salinidade podem causar precipitação de halita, o processo de dessulfatação da água de lavagem pode não ser suficiente para evitar depósitos de sulfatos, pode haver depósito de carbonatos com a queda de pressão do reservatório, inibidores de incrustação podem ser termicamente instáveis no reservatório, além de que modelos para previsão de depósito de incrustação são pouco precisos em condições HPHT de alta salinidade.

#### **2.4.1.5. Instalações de Produção**

Em altos *watercut*, equipamentos e tubulações da planta de processamento podem sofrer problemas de incrustação por supersaturação causada por alterações nas condições P e T da água, ou por misturar águas incompatíveis.

O processo de precipitação de incrustação é desencadeado pela mistura de águas advindas de diferentes poços no sistema de produção ou pela mistura da água do mar produzida com água “pura” da formação.

#### **2.4.2. Prevenção e Remediação**

Devido aos altos custos associados a *workovers* (intervenção) para reparo de linhas e equipamentos que apresentam obstrução ou redução de diâmetro efetivo por incrustação, é interessante que sejam aplicadas práticas de prevenção para minimizar as perdas por parada na operação de uma plataforma.

##### **2.4.2.1. Identificação de Problemas de Incrustação**

As estratégias para determinar se problemas de deposição de incrustação irão ocorrer serão diferentes em desenvolvimentos de novos campos e em campos existentes. Para o primeiro caso, as diretrizes são: coletar amostras de águas da formação e de possíveis águas de injeção, realizar análises padronizadas dessas águas e usar um modelo para identificar potenciais de formação de incrustação. Já para campos existentes, o primeiro passo é determinar se problemas de incrustação existem através dos sintomas, como queda de pressão ou decréscimo da vazão. Os momentos mais sensíveis à deposição são durante variações bruscas na pressão e

temperatura de escoamento e quando duas águas incompatíveis se misturam, com condição de pressão entre a do reservatório e a do ponto de bolha.

#### **2.4.2.2. Controle de Incrustação**

Incrustação pode ser controlada através dos seguintes procedimentos:

- Prevenção através da adição de inibidores;
- Remediação permitindo a formação de hidrato e periodicamente removendo-a;
- Pré-tratamento para remover sólidos dissolvidos e suspensos.

Dentre esses, o menos usado é o pré-tratamento, por ser geralmente inviável economicamente nos casos mais severos. A prevenção é preferida em relação à remoção. O típico método de prevenção é a aplicação de inibidores de incrustação.

#### **❖ Inibidores de Incrustação**

São produtos químicos que atrasam ou previnem a formação de hidrato quando adicionados em baixas concentrações à água com tendência para incrustar. Eles funcionam adsorvendo a superfície dos cristais de incrustação, impedindo seu crescimento, ou apenas prevenindo que os cristais adiram à superfícies sólidas. Sua escolha é função de três parâmetros: eficiência, estabilidade e compatibilidade com outros químicos.

Como esses químicos funcionam atrasando o crescimento dos cristais, o inibidor deve estar presente no fluido antes do ponto de precipitação. Considera-se que a manutenção dos cristais em solução, mas sem aderência, um método inapropriado de prevenção. Para tal é importante que o inibidor seja adicionado à montante da área do problema e que esteja presente na água continuamente para “travar” o crescimento dos cristais enquanto precipitam.

Os tipos de inibidores de incrustação são polifosfanatos inorgânicos, ésteres fosfatos orgânicos, fosfanatos orgânicos e polímeros orgânicos. Sua utilização é função da estabilidade eletrolítica, estabilidade de temperatura e detectabilidade. A seleção do inibidor dependerá dos seguintes critérios:

- Tipo de incrustação: melhor tipo de inibidor para cada tipo de componente da incrustação;
- Severidade da incrustação: para grandes deposições, poucos inibidores são efetivos;
- Custo;
- Temperatura: altas temperaturas e longo tempo de vida restringem os tipos de inibidor;
- pH: maioria dos inibidores convencionais é pouco efetiva em pH baixo;
- Clima: deve ser considerado se a operação for em clima frio;
- Compatibilidade química: compatibilidade com outros químicos e com a própria água;
- Técnica de aplicação: é vital quando o método de aplicação será por *squeeze* (compressão), quando o inibidor deverá resistir por longo período de tempo em condições de reservatório;
- Viscosidade: especialmente importante em aplicações por umbilical em poços satélites remotos em campos *offshore*;

A aplicação dos inibidores deve ser profundamente analisada, uma vez que necessita ser feita antes da área do problema, e sob juízo de diversos critérios. Quando feita em superfície, sua aplicação é fácil, já que a localização do problema é clara. Entretanto, a aplicação ainda no poço é complexa, pois há menor precisão a respeito do local do problema, além da deficiente estimativa da concentração do inibidor. O melhor método de tratamento é sempre aquele que representa o menor custo com injeção em concentração apropriada antes do começo da deposição. Existem três métodos de injeção:

- *Batch Treatment*<sup>2</sup>(Tratamento por bombeamento): Tratar um poço produtor através da injeção periódica de inibidor pelo anular. É a técnica de aplicação mais simples.

---

<sup>2</sup> bombeamento de uma quantidade específica de fluido de tratamento.

- Injeção contínua: Mais complexa, trata-se do bombeamento de inibidor pelo poço continuamente, através do anular e do *coiled tubing*<sup>3</sup>.
- *Squeeze*<sup>4</sup>: Técnica comum que tem como maior vantagem a injeção diretamente no reservatório, promovendo proteção já dentro da formação. Trata-se de um método complexo que demanda avaliação mais específica levando em conta a vazão de produção, a quantidade de inibidor, volume de *overflush*<sup>5</sup>, concentração mínima efetiva, entre outros.

#### ❖ Remoção de Incrustação por Produtos Químicos

É um método de remediação. A remoção de incrustação por carbonatos é feita utilizando ácidos minerais, enquanto as incrustações compostas por sulfatos são mais complexas de serem removidas, uma vez que só quelantes ou remoção mecânica funcionam para retirá-las das superfícies.

#### ❖ Pré-Tratamento

O pré-tratamento da água para remoção de sólidos suspensos e dissolvidos pode prevenir a formação de incrustação. Métodos comumente usados são troca iônica, filtração e coagulação. Não podem ser usados no poço ou em *flowlines* quando a água da formação é a única responsável pela incrustação. Esses métodos são usados somente para tratamento da água de injeção antes da injeção no reservatório.

---

<sup>3</sup> Termo genérico relacionado ao cabo e equipamentos associados ao *coiled tubing string*, que pode se estender por grande comprimento. Como método de intervenção oferece benefícios sobre técnicas de intervenção de poços alternativas, como a habilidade de operação segura em condições de poço, permitindo que o fluido seja injetado a qualquer hora, independentemente da posição desejada.

<sup>4</sup> Aplicação de pressão sobre um fluido de tratamento para injeção do mesmo em uma área planejada de tratamento. Operação pode ser realizada abaixo ou acima da pressão de fratura de formação.

<sup>5</sup> Consiste normalmente de ácido fraco ou salmoura bombeados atrás do fluido principal de tratamento. Seu uso possui o objetivo de deslocar o fluido desejado para dentro da formação e remoção de problemas de permeabilidade relativa causados por inibidores de corrosão.

## **2.5. Parafinas**

Óleos parafínicos representam um desafio para o desenvolvimento da garantia de escoamento. Com a natural queda de temperatura nas linhas submarinas, o fluido multifásico pode encontrar-se, em algum ponto, com temperaturas abaixo da TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais). A partir desse ponto pode ocorrer precipitação de compostos parafínicos, alterando diversas propriedades do fluido e prejudicando o escoamento. Os prejuízos causados por eventuais paradas para intervenções para remediação são muito altos, tornando vital a compreensão do comportamento do óleo parafínico.

É possível fazer a predição do comportamento dos compostos parafínicos e garantir o escoamento. Entretanto, como os componentes pesados da parafina não corretamente caracterizados, qualquer previsão das propriedades é extremamente complexa. Isso ocorre porque as propriedades críticas e interações entre os componentes pesados da parafina são calculadas a partir de correlações para componentes mais leves. Assim, os modelos de previsão não são precisos. Para melhorar a previsão, é de extrema importância que os dados experimentais sejam recuperados com cautela e qualidade.

### **2.5.1. Propriedades dos Óleos Parafínicos**

Os dados experimentais gerados para estudos de garantia de escoamento são vitais para o projeto das unidades de produção e sua operação. Falaremos das principais propriedades de parafinas medidas.

#### **2.5.1.1. TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais)**

É a propriedade mais importante em qualquer estudo de garantia de escoamento de óleos parafínicos. É a temperatura na qual os primeiros cristais de parafina começam a se formar. A TIAC é afetada por conteúdo parafínico e histórico térmico. Pode ser medida pelos métodos de microscopia ótica, espalhamento de luz (NIR), calorimetria (DSC), microbalança de quartzo (QCM) e reologia. Se o óleo for considerado propenso a deposição de parafina, é necessário que a temperatura do fluido multifásico seja mantida em todos os pontos do escoamento acima da TIAC,

com uma margem de segurança de 3°C, conforme Camargo et. al (2004). A Figura 10 a seguir ilustra um gráfico de TIAC.

Devido à variedade de métodos utilizados, é possível que sejam encontrados valores diferentes para a TIAC, dependendo do método utilizado. Dependendo do caráter do projeto e do histórico de escoamento de campos com óleos similares, podem ser utilizados valores mais conservadores.

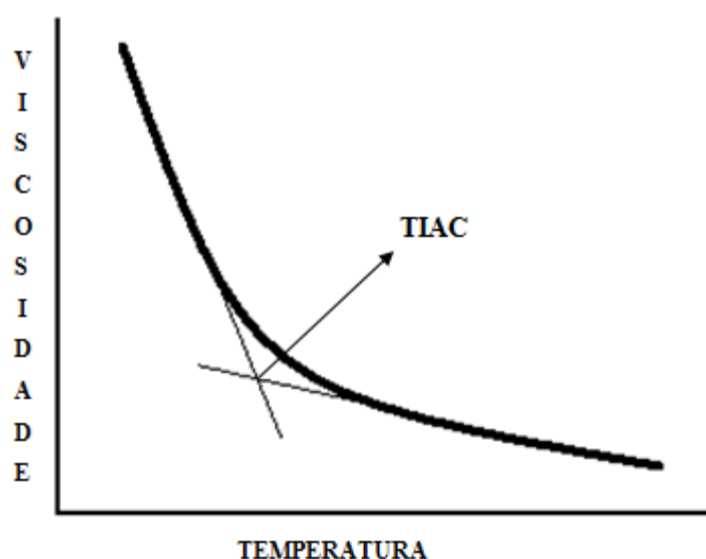


Figura 10 – Gráfico para determinação da TIAC – Fonte: Elaboração Própria

### 2.5.1.2. Composição de Parafinas

Outra importante propriedade medida em laboratório, que indica a quantidade máxima de parafina que pode precipitar, e potencialmente depositar, em superfície sólida em condições propícias de deposição. O método HTGC<sup>6</sup> é utilizado para esse propósito, indicando a composição da n-parafina até elementos como C<sub>60</sub> e C<sub>100</sub>. Esses valores são então utilizados em modelos e correlações que ajudarão a determinar a TIAC com grande precisão.

<sup>6</sup> *High Temperature Gas Chromatography* (HTGC) é um método usado para definir a distribuição completa de n-parafinas em um óleo cru, e/ou nas suas frações depositadas. Importante para definir algumas propriedades e inputs para ferramentas de simulação e correlação visando previsões termodinâmicas, reológicas e deposicionais.

### 2.5.1.3. Propriedades Reológicas

A temperatura afeta a reologia do óleo cru de maneira relativamente bem definida. Acima da TIAC, o óleo comporta-se aproximadamente como um líquido newtoniano, isto é, a viscosidade não depende da taxa de cisalhamento em condições constantes de P, T e composição. Todavia, quanto menor for a temperatura em relação a TIAC, mais não-newtoniano será o comportamento do fluido, tendendo a temperatura do ponto de fluidez (*pour point*).

Propriedades reológicas que devem ser consideradas para óleos parafínicos são: ponto de fluidez, força gel e viscosidade aparente.

#### ❖ Ponto de Fluidez (*Pour Point*)

O ponto de fluidez refere-se à temperatura na qual um fluido cessa de fluir devido a formação de cristais de parafina ou gel. Quanto mais próximo do ponto de fluidez, e conseqüentemente mais distante da TIAC, mais não-newtoniano é o comportamento do fluido. Quanto maior a composição de parafinas do óleo, mais alto é o ponto de fluidez. Se essa temperatura for maior que a menor temperatura ambiente no sistema, força gel e viscosidade devem ser consideradas nos cálculos.

Para o melhor controle do ponto de fluidez, pode ser adicionada uma solução de PPD (*Pour Point Depressants*), que diminuem o ponto de fluidez, a viscosidade e força gel, causando finalmente menores taxas de deposição de cristais de parafina. Entre os fatores que afetam o ponto de fluidez estão a composição de parafinas, o tamanho e número de partículas (afetado pela taxa de resfriamento) e o histórico térmico.

#### ❖ Força Gel

Devido à alta viscosidade aparente do óleo cru e suas características gelificantes, o transporte de óleo cru abaixo do ponto de fluidez pode ser impossível. Em caso de parada na operação de uma plataforma, por exemplo, o reinício de um *pipeline* ou *flowline* demanda altíssimas pressões devido à elevada força gel que o óleo apresenta. A força gel de um óleo parafínico é afetada por: taxa de resfriamento, menor temperatura do sistema, tipo e composição de parafinas, histórico de cisalhamento e térmico e tempo de envelhecimento.



### ❖ **Viscosidade Aparente**

É a viscosidade de um fluido medida a uma determinada taxa de cisalhamento e em uma temperatura constante. Aumenta consideravelmente com o decréscimo da temperatura e da taxa de cisalhamento, principalmente quando se aproxima do ponto de fluidez. Os fatores que influenciam essa propriedade são: taxa e histórico de cisalhamento, taxa de resfriamento e histórico de temperaturas, composição de parafinas precipitado e tamanho e número de partículas parafínicas precipitadas.

### **2.5.2. Taxa de Deposição de Parafinas**

A determinação dessa propriedade é uma das mais importantes medições feitas para os estudos de garantia de escoamento em óleos parafínicos. O teste do “dedo frio” é o mais utilizado, e impressiona pela simplicidade. Tem como objetivo avaliar, experimentalmente, a tendência à deposição orgânica por meio da quantificação da massa de depósito aderido nas paredes de um tubo em espiral, resfriado por um fluxo interno de água à temperatura baixa (4°C), imerso no petróleo aquecido a temperatura moderada (50°C). Efetivamente, avalia o potencial de “parafinação” do óleo. Os principais fatores que afetam a taxa de deposição de parafinas são: temperatura do fluido, fluxo de calor através das paredes dos tubos, composição de parafinas, taxa de cisalhamento e viscosidade do fluido.

### **2.5.3. Mecanismos de Deposição**

O principal método de deposição é o de difusão molecular. A explicação para esse mecanismo começa pelo naturalmente existente gradiente de temperatura nos tubos de *flowline* e *pipeline* submarinos. Isto ocorre porque a temperatura do ambiente externo é menor que a do fluxo interno. Essa diferença de temperatura resfria as paredes dos tubos, em uma natural perda de calor para o mar. Esse gradiente de temperatura gera um gradiente de solubilidade, que é proporcional à temperatura. Isto é, quanto maior a temperatura, maior a solubilidade. Isto implica que quanto mais próximo das paredes dos tubos, menor a solubilidade dos cristais de parafina. O gradiente de solubilidade é, então, responsável pela criação de um gradiente de concentração, fazendo com que ocorra precipitação dos cristais de parafina que estão acima da solubilidade da região. A deposição ocorrerá por difusão para as paredes frias. Uma constatação importante é que não há deposição de parafinas quando o

gradiente de temperatura é nulo ou negativo, corroborando a teoria acima. A Figura 11 a seguir ilustra o mecanismo de difusão molecular.

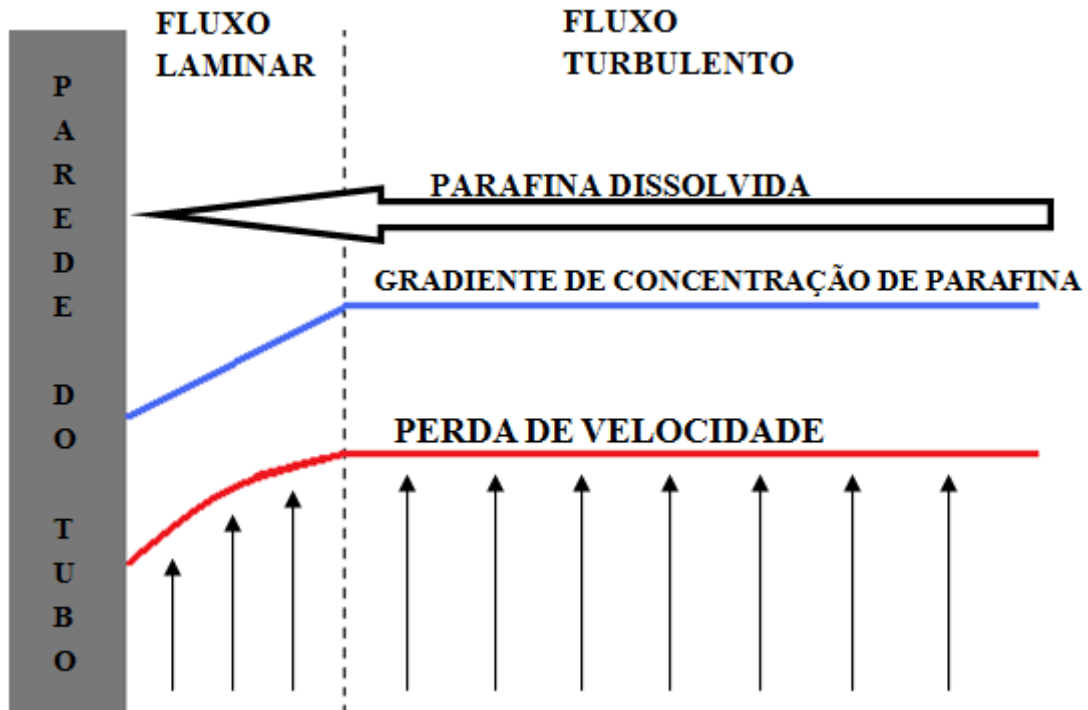


Figura 11 - Mecanismo de deposição de parafinas por difusão molecular – Fonte: Elaboração Própria

#### 2.5.4. Prevenção e Remediação

A complexidade dos equipamentos e a dificuldade de intervenção em instalações submarinas requerem o uso de métodos confiáveis de prevenção e de métodos eficientes de remoção de parafinas. A decisão dependerá não apenas da severidade dos problemas de parafinação, mas também da eficiência e aplicabilidade das tecnologias de mitigação àquele cenário particular. Qualquer que seja a escolha, a solução deve ser técnica e economicamente robusta, capaz de suportar variações na produção, propriedades dos fluidos e o preço do óleo.

#### **2.5.4.1. Prevenção**

Apesar de, por instinto, serem os mais aconselháveis, devido ao seu alto custo, nem sempre são usados. Sua escolha passará sempre por uma comparação com os métodos de remediação para definição da prática mais econômica.

##### **❖ Isolamento de Linhas**

Como a precipitação e deposição de cristais de parafina se dá pelo gradiente de temperatura, quando a temperatura do fluido encontra-se abaixo da TIAC, é importante a utilização de isolamento nas linhas para que haja a menor perda possível de calor para o ambiente externo, mantendo o óleo fora do envelope de parafinas. A característica do isolamento dependerá das necessidades do projeto e das propriedades do óleo parafínico. O principal tipo de duto usado é o *pipe-in-pipe* (PIP), que permite o uso de diferentes materiais isolantes, dependendo da localização, LDA e propriedades do fluido a ser carregado.

##### **❖ Aquecimento de Linhas**

O aquecimento das linhas é um método ainda pouco utilizado, devido ao seu alto custo. Existe o aquecimento por impedância, no qual é aplicada alta amperagem e baixa voltagem em corrente alternada diretamente ao *pipeline* ou *flowline*, o qual aquece uniformemente o óleo. Campos que utilizam essa prática localizam-se no Mar do Norte e na China, principalmente.

##### **❖ Inibição química**

A injeção de químicos atua em diversas fases do processo de deposição da parafina. Para qualquer uma delas, é necessário que se injete o inibidor antes do início da cristalização das parafinas, isto é, no poço ou árvore de natal. Não há um produto unânime na indústria, pois seu emprego dependerá da composição do óleo. A concentração de injeção depende do teor de parafinas e da temperatura de subresfriamento.

Os modificadores de cristais interferem no crescimento de cristais de parafina. São compostos poliméricos solúveis somente em óleo. Como afetam a cristalização,

devem ser injetados acima da TIAC. O aumento do *watercut* afeta negativamente alguns desses compostos. Podem atuar também como PPDs (Redutores de ponto de fluidez) reduzindo a temperatura do ponto de gelificação do óleo e reduzindo a viscosidade do óleo em baixas temperaturas. É importante ressaltar, todavia, que nem todo modificador de cristais atuará como redutor de ponto de fluidez.

Já os solventes são para inibição termodinâmica em soluções com alta concentração para que se obtenham benefícios significativos na diminuição da TIAC, e conseqüentemente nas taxas de deposição.

Os dispersantes, ou surfactantes, assim como os modificadores de cristais, inibem o crescimento da taxa de deposição. Contudo, sua ação é baseada no encapsulamento de partículas de parafina, prevenindo sua aglomeração e reduzindo as forças aderentes às paredes dos dutos. São menos sensíveis que os modificadores de cristais ao *watercut*, mas podem causar problemas de compatibilidade e separação no processamento primário. Muitos inibidores de parafina, à temperatura ambiente, são extremamente viscosos ou semi-sólidos, causando dificuldades de bombeamento, principalmente em campos com umbilicais longos.

Inibidores de parafina são geralmente inertes, mas o solvente usado para dissolução pode criar problemas de compatibilidade com materiais de bombas de injeção, assim como com outros produtos químicos injetados. É necessário um estudo de compatibilidade de mistura entre todos os inibidores e produtos químicos a serem empregados na garantia de escoamento do campo. A princípio já é conhecida a incompatibilidade dos inibidores de parafina com metanol (usado para inibição termodinâmica de hidratos).

A aplicação dos inibidores pode ocorrer de duas maneiras, o *batch treatment* e o *squeeze*, ambas explicadas anteriormente no capítulo de incrustação.

#### **2.5.4.2. Remediação**

Como os métodos de prevenção não garantem o impedimento da formação e deposição de parafina, os métodos de remediação devem ser planejados, principalmente a remoção mecânica, que se faz necessária associadamente aos métodos de inibição. Em muitos casos são preferidos pela garantia de que não haverá plugueamento das linhas de produção.

### ❖ Remoção Mecânica

A rotina de passagem de PIGs talvez seja o método mais adequado para mitigação dos problemas de garantia de escoamento por deposição de parafina, sendo especialmente importante para operações abaixo da TIAC. A instalação de equipamentos representa um custo mínimo e a limpeza freqüente dos *flowlines* e *pipelines* tem pequeno impacto no OPEX. Muitas vezes os inibidores químicos e isolamento não são capazes de prevenir a entrada na região de formação de parafinas e, portanto, existe a tendência de precipitação e deposição de compostos parafínicos. Assim, é interessante que a remoção mecânica seja sempre aplicada, associadamente a outros métodos, com relativa freqüência.



**Figura 12 - Plugue de parafina removido por PIG - Fonte: <http://www.hydrifact.com>**

– Acessado em: 15/01/2010

A parafina apresenta como característica um endurecimento dos depósitos com o tempo, sendo este, portanto, mais um motivo para a passagem de PIGs com pequeno intervalo de tempo, principalmente nas linhas de pequeno diâmetro, sob o risco de o PIG ficar preso no depósito. Além disso, pela passagem do PIG, o óleo tende a ser espremido para fora da parafina removida, causando um ainda maior

endurecimento da parafina e maiores chances de retenção do removedor mecânico. Por isso, alguns PIGs já vêm sendo produzidos com uma passagem para parafina, caso o depósito sendo carregado seja muito grande.

A rotina de passagem de PIG é planejada, portanto, de modo a permitir a formação de uma camada muito fina de depósito. Existem vários tipos de PIGs, com capacidade de remoção diferenciada, e aconselhados para diferentes tipos de deposição parafínica. Quanto maior sua capacidade de remoção, maior o risco de aprisionamento do equipamento na tubulação.

#### ❖ **Aditivos Químicos**

Os solventes podem ser usados para remover ou enfraquecer os depósitos parafínicos, ajudando na remoção dos plugues. São principalmente compostos aromáticos, como o xileno. Devido à sua natureza, representam riscos de SMS e preocupações com armazenagem e manuseio das suas grandes quantidades requeridas. Por essas razões, o uso de solventes é geralmente reservado para apoio em casos de remediação de casos severos, onde a intervenção é complexa.

#### ❖ **Circulação de Fluido Quente**

Em diversos campos pelas bacias ao redor do mundo são usados *bundles de flowlines*, no qual é circulado um fluido quente para aquecimento do óleo produzido. O fluido pode ser vapor, água do mar ou óleo diesel. Nesses casos utiliza-se uma planta de aquecimento em ciclo fechado, onde todo o fluido usado é recirculado. Pode ser usado também óleo ou salmoura quente dentro dos tubos para limpar as superfícies da tubulação.

#### ❖ **Remoção de Bloqueio**

Em casos drásticos, onde os depósitos restringem severamente a produção, aplicam-se técnicas de remoção. São dois tipos: a remoção mecânica, que utiliza broca e jateamento com solvente, associada à remoção *in loco* e recolhimento da linha para remoção no barco ou em terra; e a remoção com solvente/dispersante.

## 2.6. Corrosão

Corrosão externa e interna são, quase sempre, uma preocupação para *flowlines* e *pipelines*. A corrosividade do fluxo multifásico dentro das tubulações depende da presença de água, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

O material componente do duto é, obviamente, importante também, assim como o revestimento. Outros fatores que influenciam esse problema de garantia de escoamento são temperatura, pressão, regime de fluxo e vazão. A previsão de corrosão em dutos de aço é mais simples do que nos protegidos por revestimento.

A velocidade de corrosão é função direta do aumento de temperatura, pressão, velocidade e mistura de fluidos. O aumento de velocidade tende a resultar em filmes mais finos de incrustações carbonáticas e/ou inibidores, limitando sua capacidade de reduzir a velocidade corrosional. Portanto, é possível afirmar que quanto mais próximo de turbulento for o regime, maiores serão os danos por corrosão.

O fluxo representa, portanto, um importante fator em relação à corrosão. Para que a modelagem para previsão seja bem feita, e conseqüentemente que a aplicação de inibidores químicos seja eficiente, é necessária uma previsão de regime de fluxo precisa e confiável. Isso é essencial sob várias perspectivas, como estudos de viabilidade, projeto de *flowlines* e *pipelines* e operações seguras.

O projeto do sistema submarino pode ser feito contemplando o ciclo de vida esperado dos equipamentos e tubulações, o que envolve maiores custos (CAPEX), mas reduz custos operacionais de manutenção por perda de performance, falhas e diminuição da produção (OPEX) e eventuais paradas de produção para *workover*. Ou pode ser feito esperando que seja feito um excelente plano para controle de corrosão. Esse caso, que é mais comum, diminui o CAPEX, mas sobrecarrega o OPEX, ao passar a responsabilidade dos custos de manutenção para a fase operacional do campo.

O uso de inibidores químicos deve ser estudado economicamente. Seu uso pode, por exemplo, permitir o uso de aço carbono em fluxos contendo  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ . A escolha dos materiais componentes trará consigo um forte caráter econômico. O projeto deve levar em conta também todas as condições de temperatura e pressão as quais o fluido será submetido, já que a compatibilidade do inibidor de corrosão deve ser testada anteriormente com cada um dos inibidores que serão eventualmente

injetados ao mesmo tempo. Assim, um inibidor de corrosão será alocado em três categorias principais: compatibilidade com os fluidos do sistema, compatibilidade com as instalações do sistema e desempenho. O plano de injeção deve garantir ao inibidor uma concentração efetiva mínima sobre as paredes dos tubos em todas as partes do *pipeline* ou *flowline* sem degradação física ou química.

O glicol, inibidor termodinâmico usado para prevenir a formação de hidratos, também tem efeitos positivos sobre a taxa de corrosão em fluidos cujo único componente corrosivo é o CO<sub>2</sub>. Entretanto, seu uso se restringe à fase sem produção de água da formação. Uma vez que esta água (com sais e sólidos dissolvidos) passa a fluir juntamente com o óleo, o aumento de pH do fluxo multifásico pode causar precipitação de incrustação mineral, que não promove a mesma proteção que a incrustação de carbonatos. Não se trata de uma característica impeditiva, mas de perda de desempenho do glicol. O risco de corrosão é função direta do aumento do *watercut* e do teor de sais e sólidos dissolvidos na água. Obviamente, por associação, quanto maior a salinidade do fluido produzido e maior o *watercut*, menor será a performance do glicol. Existem também exemplos de casos em que o glicol não é adicionado separadamente para controle de corrosão, sendo injetado com o único objetivo de inibir a formação de hidratos. Nesses casos a proteção promovida pelo glicol é menor, causando uma menor vida útil dos equipamentos e linhas submarinas.

A escolha do inibidor de corrosão em desenvolvimentos de campos offshore pode ser complicada, visto que a seleção é feita antes do início da produção. Diversos fatores, ainda desconhecidos, como composição da salmoura, temperatura, pressão, tensão de cisalhamento, vazão de óleo, gás e água, podem influenciar no desempenho do inibidor.

Para o controle da corrosão interna o monitoramento é muito importante. Existem diversos métodos para mapear a integridade dos *pipelines*, *flowlines*, além de outros equipamentos submarinos. Geralmente, se existe corrosão, ela ocorrerá em locais onde há acumulação de água, como depressões e válvulas. Para tanto, a molhabilidade deve ser estudada em fluxos multifásicos.

Corrosão e sua interação com as condições de fluxo são um tema complexo. Infelizmente os resultados de simulações geralmente são diferentes do que é experimentado em campo. Essas discrepâncias, entretanto, estão mais próximas de erros e pouca precisão nos dados de fluxo recuperados ou estimados do que, propriamente, nos modelos disponíveis. Por fim, é importante ressaltar que a corrosão



é um problema sério de garantia de escoamento, principalmente pela dificuldade de controle dos fatores que a afetam e que não são passíveis de mudança (*watercut*, salinidade da água da formação), além da incompatibilidade com outros inibidores e do aumento da extensão dos dutos submarinos nos dias de hoje. Os estudos de corrosão devem ser intensificados, ainda mais sob o foco do desenvolvimento de campos offshore no modelo *subsea-to-shore* (mar para a costa).

### 3. Propriedades do Reservatório

A coleta de informações precisas a respeito da rocha reservatório representa o ponto nevrálgico de estudo a respeito da viabilidade econômica de exploração de um campo. Informações sobre as propriedades das rochas constituem fatores decisivos para a engenharia de reservatórios, e por isso merecem atenção especial. A seguir, serão citadas algumas propriedades importantes e que influenciam alguns dos assuntos mencionados nesse projeto.

#### 3.1. Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas reservatório, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos. Portanto, quanto maior a porosidade, potencialmente melhor será o reservatório, já que apresentará maior volume de hidrocarbonetos em seu interior. É definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, cuja fórmula é:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}$$

onde  $\phi$  é a porosidade,  $V_v$  o volume de vazios (ou volume poroso  $V_p$ ) e  $V_t$  o volume total. Existe o conceito de porosidade efetiva, que é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. Do ponto de vista da engenharia de reservatório a porosidade efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

#### 3.2. Compressibilidade

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação, que, por sua vez, é função da profundidade máxima na qual a rocha já se encontrou. A compressibilidade é uma propriedade importante nesse sentido, pois sua medida está diretamente ligada ao tipo de fluido armazenado nos poros da rocha, da variação da

pressão do reservatório e influenciará em todas as estimativas de produtividade e estudos de recuperação do campo. Sua fórmula foi elaborada da seguinte forma:

$$C_f = \frac{1}{V_p} \times \frac{\Delta V_p}{\Delta p}$$

onde  $C_f$  é a compressibilidade da formação,  $V_p$  é o volume poroso e  $p$  é a pressão interna do reservatório.

### 3.3. Permeabilidade

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos, ou seja, é uma medida da condutividade de fluidos em um material. Quanto maior a permeabilidade ( $k$ ) de um meio à determinado fluido, mais facilmente este o atravessará. Sua existência é vital em rochas reservatórios, enquanto as melhores rochas selantes apresentam baixíssimos valores para essa propriedade. A equação de maior utilização prática para o estudo de fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, que a expressa da seguinte forma: “A vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade.” A formulação matemática mais genérica é:

$$q = \frac{k \times A \times \Delta p}{\mu \times L}$$

onde  $q$  é a vazão de fluido,  $A$  a área da seção transversal,  $\Delta p$  o diferencial de pressão,  $\mu$  a viscosidade do fluido e  $k$  a permeabilidade do meio poroso, que é expressa nas unidades Darcy (D) ou miliDarcy (mD). A fórmula acima possui diversas adaptações considerando-se diferentes áreas e tipos de fluido.

### 3.4. Saturação de Fluidos

Os poros de uma rocha estarão preenchidos por um ou mais dos seguintes fluidos: podendo ser este água, gás ou hidrocarbonetos. Desta forma, é importante o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório. A saturação é

definida como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \text{ ou } S_f(\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100\%$$

onde  $S_f$  é a saturação do fluido,  $V_f$  o volume do fluido e  $V_p$  o volume poroso. Quanto maior a saturação de óleo, maior será o valor econômico do reservatório. Os principais conceitos associados à saturação de fluidos são:

- Saturação inicial de água ( $S_{wi}$ )
- Saturação inicial de óleo ( $S_{oi}$ )
- Saturação de água ( $S_w$ )
- Saturação de óleo ( $S_o$ )
- Volume original de óleo (N)
- Volume original de óleo produzido ( $N_p$ )

### **3.5. Net Pay (Camada de Remuneração Líquida)**

Pode ser definido como a porção do reservatório que contém hidrocarbonetos economicamente viáveis de serem produzidos. É apresentada em metros, pois se trata da espessura do reservatório que poderá trazer apropriação de divisas para a empresa operadora.

### **3.6. Fator Película (Skin Factor)**

Fatores como penetração parcial da zona produtora, canhoneio ineficiente, fluxo turbulento, redução da espessura permeável ou outras anomalias quaisquer causadas durante as etapas de perfuração e completação de poços podem afetar a permeabilidade da formação na região próxima ao poço. O fator de película, ou em inglês, *skin factor*, é definido para medir os efeitos a região próxima. Ele pode ser positivo, quando ocorre uma perda de permeabilidade próxima ao poço, ou negativo, quando, por meio de métodos de estimulação como fraturamento ou acidificação, ocorrer um aumento da permeabilidade. A determinação do *skin* pode ser feita a partir

de um teste de formação que reflete qualquer fenômeno físico ou mecânico que restringe o fluxo nas proximidades do poço.

## 4. Propriedades do óleo

O conhecimento das propriedades dos fluidos acumulados dentro das rochas reservatório é de vital importância para a exploração econômica de uma jazida, afetando, irrefutavelmente, todas as etapas da indústria, desde a exploração e produção, até o transporte, refino e distribuição. A caracterização dos fluidos, através de métodos empíricos, correlações e simulações vêm se desenvolvendo, uma vez que sua importância só tende a aumentar com a produção de hidrocarbonetos de horizontes exploratórios. A seguir, citaremos algumas propriedades que consideramos importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

### 4.1. Comportamento de Fases

Os hidrocarbonetos contidos nos reservatórios são sucessivamente submetidos a variações de pressão e temperatura em decorrência da produção da jazida. Essas alterações ocorrem tanto com a mistura produzida, quanto com a que permanece dentro do reservatório. Assim, as mudanças de fase são um aspecto muito importante para o entendimento da produção de uma acumulação de petróleo.

Uma fase é definida como uma parte do sistema que é fisicamente distinta das outras partes, definidas por limites. A formação ou desaparecimento de uma fase, ou variações nas propriedades da mesma em um sistema multifásico são um fenômeno de concentrações, pressão e temperatura. Entretanto, o estudo de comportamento de fases foca apenas no equilíbrio de estado, quando nenhuma mudança ocorrerá com o tempo se o sistema for deixado em condições constantes de pressão e temperatura. Assim, a concentração dos componentes de um sistema sempre será regida pela seguinte fórmula:

$$\sum_{1}^{N} x_i = 1$$

onde  $x_i$  é a concentração de cada fase.

Segundo DANESH (1998), o estado de uma fase é completamente definido quando sua composição, temperatura e pressão estão especificadas. Todas as

propriedades intensivas para tal fase nas condições descritas anteriormente são identificáveis. As propriedades intensivas são aquelas que não dependem da quantidade de material (ao contrário das propriedades extensivas), como densidade e calor específico.

#### **4.2. Compressibilidade Isotérmica**

A compressibilidade é a mudança de volume pela variação de pressão. A determinação desse valor que, juntamente com a compressibilidade do gás e da água serão usados na medição do fator de película, ou *skin*. O valor da compressibilidade do óleo apresenta uma grande variação ao encontrar a pressão no ponto de bolha. Em valores de pressão acima do ponto de bolha, a compressibilidade do óleo é baixíssima. Abaixo do ponto de bolha, a compressibilidade aumenta rapidamente devido ao gás em solução. A compressibilidade do óleo deve ser obtida, preferencialmente, a partir da análise PVT com os fluidos do reservatório. Correlações também podem ser usadas para fazer essa medida.

#### **4.3. Porcentagem em Mol**

A porcentagem em mol pode ser encontrada a partir da fórmula para fração molar, multiplicando-a por 100. A fração molar é definida pela fórmula:

$$y_i = \frac{n_i}{n_t}$$

onde  $y_i$  é a fração molar do componente  $C_i$ ,  $n_i$  o número de mols do componente e  $n_t$  o número total de mols da mistura. Esta definição será particularmente importante para o estudo de caso, já que o modelo de fluidos usado é composicional em função da porcentagem em mol de cada componente.

#### **4.4. Massa Molecular**

A massa molecular de uma substância é a soma das massas atômicas dos átomos que constituem a molécula dessa substância. No caso de misturas, a massa molecular é denominada Massa Molecular Aparente e pode ser calculada através de

uma ponderação relativa às frações moleculares e às massas moleculares de cada componente:

$$M_a = \sum_1^n y_i \times M_i$$

onde  $y_i$  e  $M_i$  são, respectivamente, a fração molar e a massa molecular do componente  $i$ , e  $n$  é o número de componentes da mistura.

#### 4.5. Coordenadas Pseudocríticas e Pseudo-reduzidas

Para misturas, como é o caso do gás natural, em vez de pressão e temperatura, utiliza-se o conceito de coordenadas pseudocríticas. As coordenadas reais, nesses casos, são muito difíceis de calcular. Já as pseudocríticas são calculadas a partir da média ponderada das coordenadas críticas de cada componente com sua fração molar através das fórmulas:

$$p_{pc} = \sum_1^n y_i \times p_{ci}$$
$$T_{pc} = \sum_1^n y_i \times T_{ci}$$

onde  $p_{pc}$  e  $T_{pc}$  são, respectivamente, a pressão e a temperatura pseudocríticas,  $y_i$  é a fração molar do componente  $i$ ,  $n$  o número de componentes e  $p_{ci}$  e  $T_{ci}$  são, respectivamente, a pressão e a temperatura críticas de cada componente. Existem diversas correlações para o cálculo de  $p_{pc}$  e  $T_{pc}$ , e algumas podem apresentar inconsistências dependendo da composição da mistura. Usando-se os valores de  $p_{pc}$  e  $T_{pc}$  calcula-se então as propriedades pseudo-reduzidas, que segundo a Lei dos Estados Correspondentes, propostas por Van der Waals, afirma que “todos os fluidos exibem o mesmo comportamento quando submetidos à mesma pressão reduzida e à mesma temperatura reduzida.” A partir dos valores encontrados pelas fórmulas a seguir é possível relacionar diversos fluidos sob o ponto de vista de várias propriedades, desde que estejam nas mesmas coordenadas pseudoreduzidas.

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$$



$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

#### 4.6. Densidade

A densidade de uma mistura líquida é definida como a razão entre a massa específica da mistura e a massa específica da água, ambas medidas em condições definidas de pressão e temperatura. Existem algumas diferentes fórmulas para medição da densidade, cada uma considerando uma condição padrão de temperatura. De acordo com a ANP, a fórmula para o cálculo da densidade deve ser:

$$d_{20}^{20} = \frac{\rho_l @ 20^{\circ}C}{\rho_w @ 20^{\circ}C}$$

onde  $\rho_l$  é a massa específica do líquido e  $\rho_w$  a massa específica da água.

#### 4.7. Grau API

A densidade de uma mistura de hidrocarbonetos também pode ser expressa em °API. O grau API é a medida convencional para medir a densidade do óleo em todo o mundo. De acordo com faixas definidas, o óleo pode ser classificado como ultraleve, leve, intermediário, pesado ou ultrapesado. A fórmula para o cálculo é:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60}^{60}} - 131,5$$

onde  $d_{60,60}$  é a densidade medida a temperatura padrão de 60°F. De acordo com a fórmula acima, o grau API da água é 10. São raros os óleos com °API menor que 10, sendo encontrados principalmente na Venezuela e Canadá.

#### 4.8. Viscosidade

A viscosidade do óleo é a medida da resistência ao escoamento, sendo função da temperatura, pressão e composição. A viscosidade de uma mistura líquida é expressa pela fórmula a seguir:

$$\mu = \sum_{1}^n x_i \times \mu_i$$

onde  $x_i$  e  $\mu_i$  são, respectivamente, a fração molar e a viscosidade do componente  $i$ . A viscosidade é proporcional ao aumento da temperatura e inversamente proporcional ao crescimento da pressão.

#### 4.9. Fator Volume-Formação

Os hidrocarbonetos, que no reservatório permanecem na fase líquida, em condições de ambiente se separam em fase gás e fase líquida. A fase líquida recebe o nome de óleo, e a fase que vaporiza é o gás natural. Por definição, o Fator Volume-Formação do óleo ( $B_o$ ) é a razão entre o volume que a fase líquida ocupa no reservatório e o volume que permanece como fase líquida na superfície. Portanto:

$$B_o = \frac{[V_{\text{óleo+gás dissolvido}}]_{P,T}}{[V_{\text{óleo}}]_{STD}}$$

onde  $P$  e  $T$  são as condições de pressão e temperatura do reservatório, e  $STD$  representa as condições de pressão e temperatura *standard*, ou de superfície. A unidade de medida é  $m^3/m^3std$ . Quanto maior o valor, maior será o volume de gás vaporizado, já que a compressibilidade do óleo é muito baixa, incapaz de produzir valor de  $B_o$  distantes de 1.

#### 4.10. Ponto de Fluidez (*Pour Point*)

O ponto de fluidez de um líquido é a menor temperatura na qual ele consegue escoar sob determinadas condições. Pode ser definido também como a temperatura na qual um líquido, com decréscimo de temperatura, pára de escoar.

#### 4.11. Razão Gás Óleo

É a razão entre a vazão de gás e a vazão de óleo em condições *standard*. De acordo com o valor, pode se enquadrar em faixas que determinarão o tipo de reservatório que está sendo explorado.

## 5. Estudo de Caso

Feita a consolidação dos conceitos pertinentes, esse capítulo visa tratar de um caso real descaracterizado com algumas adaptações. Os dados do fluido são hipotéticos, mas guardam alguma similaridade com os óleos da Bacia de Campos.

O objetivo é fazer um estudo de Garantia de Escoamento para o desenvolvimento de um campo de petróleo, focando em diversos aspectos que possam paralisar ou reduzir o escoamento do fluido. Para tal, será utilizado o simulador computacional comercial PIPESIM, da Schlumberger, versão 2010.1<sup>7</sup>, algumas correlações e a interpretação de dados de laboratório.

### 5.1. O PIPESIM

O PIPESIM é uma ferramenta computacional que nos permite analisar sistemas de produção de óleo e gás em regime permanente. O software pode ser usado para uma larga escala de aplicações, dentre elas podemos citar a modelagem de poços, análise nodal, otimização da elevação artificial, modelagem de instalações de produção, modelagem de dutos, identificação de problemas de garantia de escoamento, etc.

O software possui uma gama de módulos individuais que servem de ferramenta para as análises mencionadas acima. Serão destacados adiante os utilizados no presente trabalho:

- *Pressure/Temperature Profile*: Permite que o perfil de pressão e temperatura seja determinado ao longo de todo o sistema. Ambos os perfis são gerados nó a nó;
- *Nodal Analysis*: Essa ferramenta fornece soluções para os problemas de fluxo nos diferentes pontos do escoamento, em vez de apenas fornecer soluções para um único ponto. Permite ainda realizar estudos de sensibilidade e gerar curvas de desempenho do sistema. Tais técnicas de análises gráficas do sistema são essenciais em modelagem

---

<sup>7</sup> Licença acadêmica gentilmente cedida por Schlumberger Information Systems à UFRJ

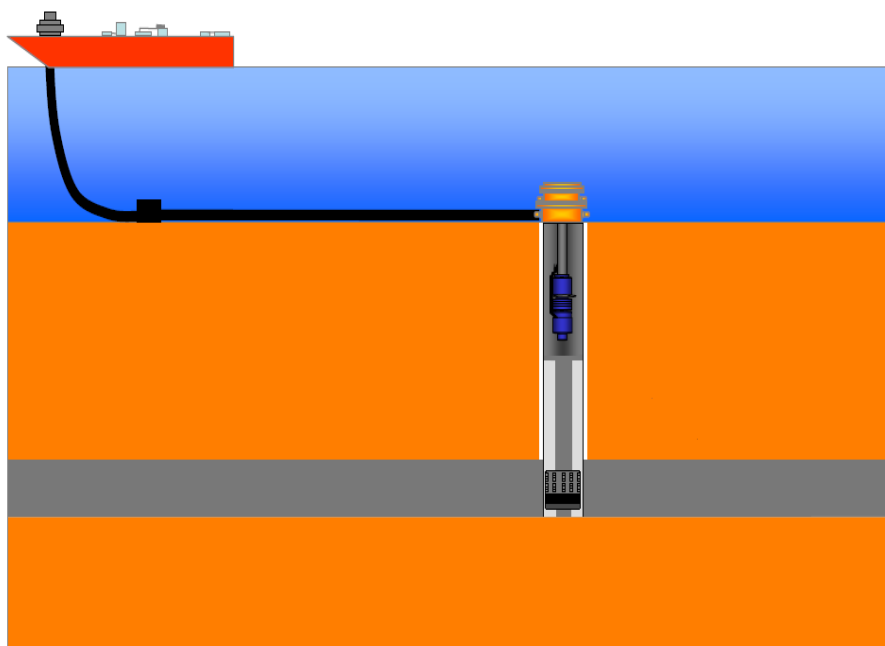
de desempenho de poços e otimização de sistemas complexos de dutos;

O PIPESIM possui dois modelos para a caracterização dos fluidos. Um destes modelos é o “*black oil*” e o outro é o Composicional. Para o modelo “*black oil*”, não há entrada da composição do fluido, cada fase é entendida como componente (água, gás, óleo). Dados como °API, densidade do gás, RGO, *watercut*, etc. são inseridos no modelo. Estes dados devem ser utilizados para ajustar as curvas das correlações empíricas de propriedades dos fluidos, o que concorrerá para uma melhor qualidade dos resultados da simulação. Para o modelo composicional, a composição do fluido é dado de entrada. Sendo assim, as fases são interpretadas de acordo com as frações dos componentes presentes.

## **5.2. As Instalações de Produção**

O presente estudo trata de um poço vertical de completação molhada que está interligado a um FPSO através de linhas flexíveis e umbilicais. A fase inicial de desenvolvimento é o TLD e o poço será incorporado ao Sistema Definitivo após a finalização do teste. A realização do TLD permite um melhor conhecimento dos reservatórios, possibilitando uma otimização no projeto de desenvolvimento do campo, além de antecipar o início de produção de uma determinada área, com possível impacto positivo no mercado. O TLD terá duração de 6 meses. Após o seu término o poço continuará operando e as condições do escoamento serão avaliadas após 5 e 10 anos de produção.

A Figura 13 mostra, esquematicamente, a concepção do TLD, consistindo do poço produtor ligado ao FPSO.



**Figura 13 - Configuração do Projeto na fase TLD – Fonte: Elaboração Própria**

O *turret* (torre) do FPSO é interno ao casco da embarcação e possui uma bóia que recebe as linhas e os umbilicais. Além desta função, a bóia também recebe as terminações das linhas de ancoragem da unidade. O sistema cônico da bóia permite sua desconexão da parte interna do *turret* mediante rolamentos que fazem com que a bóia deslize para baixo e deixe o FPSO apto para navegar caso necessário. Este sistema, chamado de *Submerged Turret Production* (STP ou Produção por Turret Submerso), receberá três linhas para a fase TLD do projeto: uma de produção, uma de serviço e um umbilical integrado eletro-hidráulico. Os demais *slots* permanecerão livres. Na fase definitiva, a configuração para o poço em questão será a mesma e os *slots* livres serão conectados às linhas dos novos poços perfurados. O duto de produção terá diâmetro interno de 6", a linha de serviço terá diâmetro interno de 4" e o umbilical terá diâmetro externo de 6".

O poço ficará a 2,1km da Unidade de Produção, a uma lâmina d'água de aproximadamente 150m, e usará como método de elevação artificial o BCSS, uma vez que não é surgente. Será completado com uma ANMH, que admite operações de intervenção sem precisar ser retirada. A escolha por uma árvore de natal horizontal deve-se ao fato de intervenções no BCSS serem mais freqüentes que um poço que utiliza *Gas Lift* Contínuo (GLC), quando normalmente são utilizadas ANM Verticais.

Uma intervenção para trocar um BCS com ANMH dispensa a remoção desta, o que reduz sensivelmente o tempo de intervenção com a Sonda.

O método de BCSS utiliza bomba multi-estágio, acionada por motor elétrico de fundo. Sua principal função é imprimir um aumento na pressão de fluxo no fundo do poço. O número de estágios da bomba e a frequência de operação do sistema determinam as vazões e as pressões necessárias para enviar líquidos à superfície. A energia elétrica necessária para o funcionamento do motor é provida por um cabo elétrico.

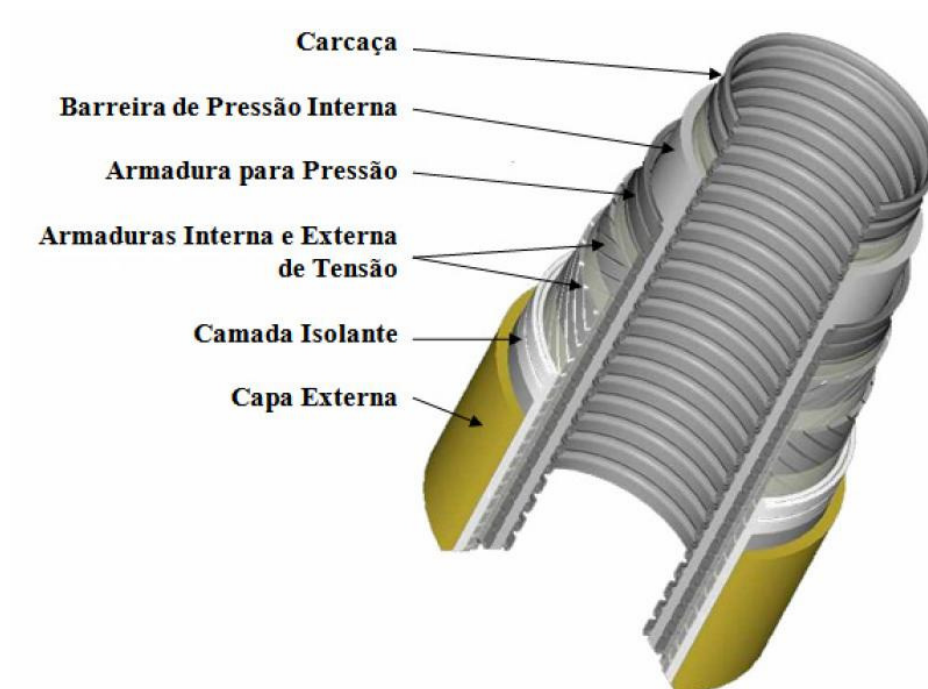
As ligações da ANMH com as linhas de produção e controle são realizadas através de MCV. A ANMH também é pigável possibilitando a passagem de pigs da linha de serviço para a linha de produção. É ainda dotada de um sistema de monitoração para possibilitar o acompanhamento da pressão e temperatura de produção e pressão no anular. As válvulas da ANMH são acionadas por sistema hidráulico direto, e são: *1-master* de produção, *2-wing* de produção, *3-master* de anular, *4-wing* de anular e *5-crossover*.

Os dutos são compostos de duas partes: *flowlines* ou estáticos, que são trechos que ficam apoiados no leito marinho fazendo a ligação dos equipamentos submarinos e não sofrem solicitações cíclicas após a instalação; *risers* ou dinâmicos, que são trechos que ficam suspensos fazendo a conexão das *flowlines* com o FPSO, pela bóia STP e estão sob ação das correntes e movimentos da unidade flutuante.

A ANMH será conectada a uma *flowline* que se divide em dois trechos, o primeiro deles tem 1000m, é internamente revestido com PVDF (Fluoreto de Polivinilideno) e projetado para resistir a uma temperatura máxima de 120°C, o segundo tem 920m, é internamente revestido com PA-12 (Poliamida 12) e projetado para resistir a uma temperatura máxima de 60°C. Após a *flowline*, há um trecho de *riser* de 180m que toca o leito marinho e um trecho de 160m de *riser* suspenso. O *riser* também é revestido por PA-12.

Tanto para os *flowlines* quanto para os *risers*, serão usados dutos flexíveis. Tal estrutura possui alta flexibilidade, o que justifica o seu uso acoplada a estruturas complacentes, e a capacidade de ser armazenada em carretéis, reduzindo o custo de transporte e instalação. Comparado aos dutos rígidos, possui maior resistência à fadiga e flexibilidade de mudanças. Um duto flexível é composto por várias camadas de diferentes materiais e o conceito de seu projeto se baseia em funções operacionais

e estruturais específicas para cada camada. Na Figura 14 estão relacionadas as principais camadas do duto flexível.



**Figura 14 - Estrutura de duto flexível**

O sistema de controle é feito através de um umbilical eletro-hidráulico (UHE) integrado, que está conectado a uma UTA, que por sua vez é ligado à ANMH por meio de *flying leads* (condutores). O umbilical conjuga as funções de controle da árvore de natal molhada, transmissão de potência elétrica para acionamento do motor do BCSS, transmissão de sinal de pressão e temperatura, e injeção de produtos químicos no poço. O sistema conta com dois pontos de injeção de químicos, um o fundo do poço, abaixo do BCSS e outro no início da linha de produção na ANMH. O UHE do poço em questão consiste em um conjunto de 10 mangueiras hidráulicas, 3 mangueiras de injeção de químicos, 4 pares de cabos elétricos para sinal e 3 cabos de potência.

A linha de serviço será utilizada como apoio para situações onde seja necessária a circulação de óleo diesel pela linha de produção para reduzir a viscosidade da mistura e facilitar o reinício de produção do poço após uma parada prolongada.

### 5.3. Os Fluidos do Reservatório

Para elaborar um projeto de garantia de escoamento é imprescindível ter profundo conhecimento dos fluidos e das condições em que eles se encontram no reservatório. Para isso, será apresentado nesse capítulo o resultado de algumas análises feitas em laboratório que reproduzem bem as características dos fluidos a serem produzidos.

As misturas de hidrocarbonetos são bastante variadas e sofrem grandes modificações quando são submetidas a diferentes condições de temperatura e pressão ao longo do seu trajeto até a superfície. Para prever o comportamento do fluido durante a produção são feitas análises PVTs, que fornecem informações como pressão de saturação, fator volume-formação do óleo e do gás, razão gás óleo, viscosidades, entre outras.

A amostra do óleo analisada, de 18 °API, foi retirada de um reservatório carbonático (pressão estática igual a 341kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura igual a 110°C), durante o teste de formação realizado no poço produtor. Sua composição, já contendo a saturação de água, está explicitada na tabela a seguir:

Na análise PVT foi possível caracterizar os componentes até o nonadecano. Já os hidrocarbonetos acima do eicosano (C<sub>20+</sub>) foram agrupados na forma de um pseudocomponente, que precisa ser caracterizado. O peso molecular e a densidade dessa fração foram fornecidos pela análise PVT e as propriedades pseudocríticas foram calculadas através do PIPESIM.

Uma vez determinadas as propriedades dos pseudocomponentes e apresentada a composição total do fluido, é preciso selecionar uma equação de estado para o cálculo do equilíbrio de fases. A equação de estado mais utilizada nos cálculos do equilíbrio líquido-vapor é a de Peng-Robinson, pois esta apresenta melhores resultados para o cálculo das propriedades da fase líquida. Sendo assim, essa foi a equação de estado selecionada.

O modelo foi ajustado para uma pressão de saturação de 63kgf/cm<sup>2</sup>. Através da ferramenta Flash/Separator do PIPESIM, foi possível verificar eficácia do ajuste, uma vez que a pressão de saturação convergiu para o valor de 64,36kgf/cm<sup>2</sup>, bastante próximo do valor calibrado. Através do software também foi possível gerar o envelope de fases para a composição em questão, apresentado juntamente com as curvas de hidrato tipo 2 na Figura 15.



**Tabela 1 - Composição do fluido**

<b>Componentes</b>	<b>MW</b> (g/mol)	<b>Monofásico</b> mole%
<b>CO<sub>2</sub></b>	44,01	2,6287
<b>H<sub>2</sub>S</b>	34,08	0
<b>N<sub>2</sub></b>	28,01	0,59516
<b>C1</b>	16,04	14,185
<b>C2</b>	30,07	2,0335
<b>C3</b>	44,10	2,2815
<b>i-C4</b>	58,12	0,79355
<b>n-C4</b>	58,12	1,3888
<b>i-C5</b>	72,15	0,99189
<b>n-C5</b>	72,15	0,8729
<b>C6</b>	84,00	1,1903
<b>Mciclo-C5</b>	84,16	0,59516
<b>Benzeno</b>	78,11	0,26783
<b>Ciclo-C6</b>	84,16	0,24798
<b>C7</b>	96,00	1,7855
<b>Mciclo-C6</b>	98,19	0,54557
<b>Tolueno</b>	92,14	0,3571
<b>C8</b>	107,00	2,3311
<b>C2-Benzeno</b>	106,17	0,24798
<b>m-Xileno</b>	106,17	0,17855
<b>p-Xileno</b>	106,17	0,16863
<b>o-Xileno</b>	106,17	0,17855
<b>C9</b>	121,00	2,1823
<b>C10</b>	134,00	2,9262
<b>C11</b>	147,00	2,5791
<b>C12</b>	161,00	2,6881
<b>C13</b>	175,00	3,3229
<b>C14</b>	190,00	3,5015
<b>C15</b>	206,00	3,4222
<b>C16</b>	222,00	2,5394
<b>C17</b>	237,00	2,1326
<b>C18</b>	251,00	2,3112
<b>C19</b>	263,00	2,2815
<b>C20+</b>	579,00	35,442
<b>Água</b>	18,00	0,80625
<b>Total</b>		100

**Tabela 2 - Propriedades do Pseudocomponente (C20+)**

<b>Propriedades</b>	
<b>Densidade</b>	0,979
<b>Massa Molecular</b>	579
<b>Pressão Pseudocrítica [kgf/cm<sup>2</sup>]</b>	9,7865
<b>Temperatura Pseudocrítica [°C]</b>	683,95
<b>Fator Acêntrico</b>	1,0952

A RGL foi calculada através da ferramenta *Pressure/Temperature Profile* e apresentou o valor de  $17,7\text{Nm}^3/\text{Nm}^3$ , como é possível observar na Figura 16. O valor fornecido pela análise PVT foi  $19,7\text{Nm}^3/\text{Nm}^3$ , então pode-se concluir que houve uma boa aproximação. Na fase inicial, temos a produção de água livre aproximadamente zero, logo a RGL é igual à RGO (Razão gás-óleo).

Seguindo a classificação de Craft & Hawkins (1959), o reservatório aqui estudado apresenta-se como sendo de óleo, visto que apresenta  $\text{RGO} \leq 900\text{Nm}^3/\text{Nm}^3$ .

Análises convencionais permitem a separação e identificação precisa dos componentes orgânicos leves em uma mistura de petróleo. Os hidrocarbonetos de massa molecular mais elevada não são facilmente separados e identificados, e por isso foram aqui designados como um pseudocomponente. A presença desta fração pesada, mesmo em quantidades pequenas, tem implicações importantes sobre o comportamento de fases do petróleo nas condições encontradas durante a produção.

Uma alternativa para identificar e caracterizar esta fração pesada é através do comportamento de solubilidade dos constituintes em solventes orgânicos parafínicos e aromáticos, o que classifica as frações em saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos (SARA). Os saturados englobam os hidrocarbonetos lineares, ramificados e cíclicos saturados e são apolares. Os aromáticos, que contêm um ou mais anéis aromáticos, são mais polarizáveis. As duas frações restantes, resinas e asfaltenos, são substâncias polares. A diferença entre elas é a solubilidade em excesso de heptano ou pentano. Enquanto as resinas são solúveis, os asfaltenos são insolúveis.

A Tabela 3 apresenta os valores da análise SARA, que é um dos inputs do presente estudo.

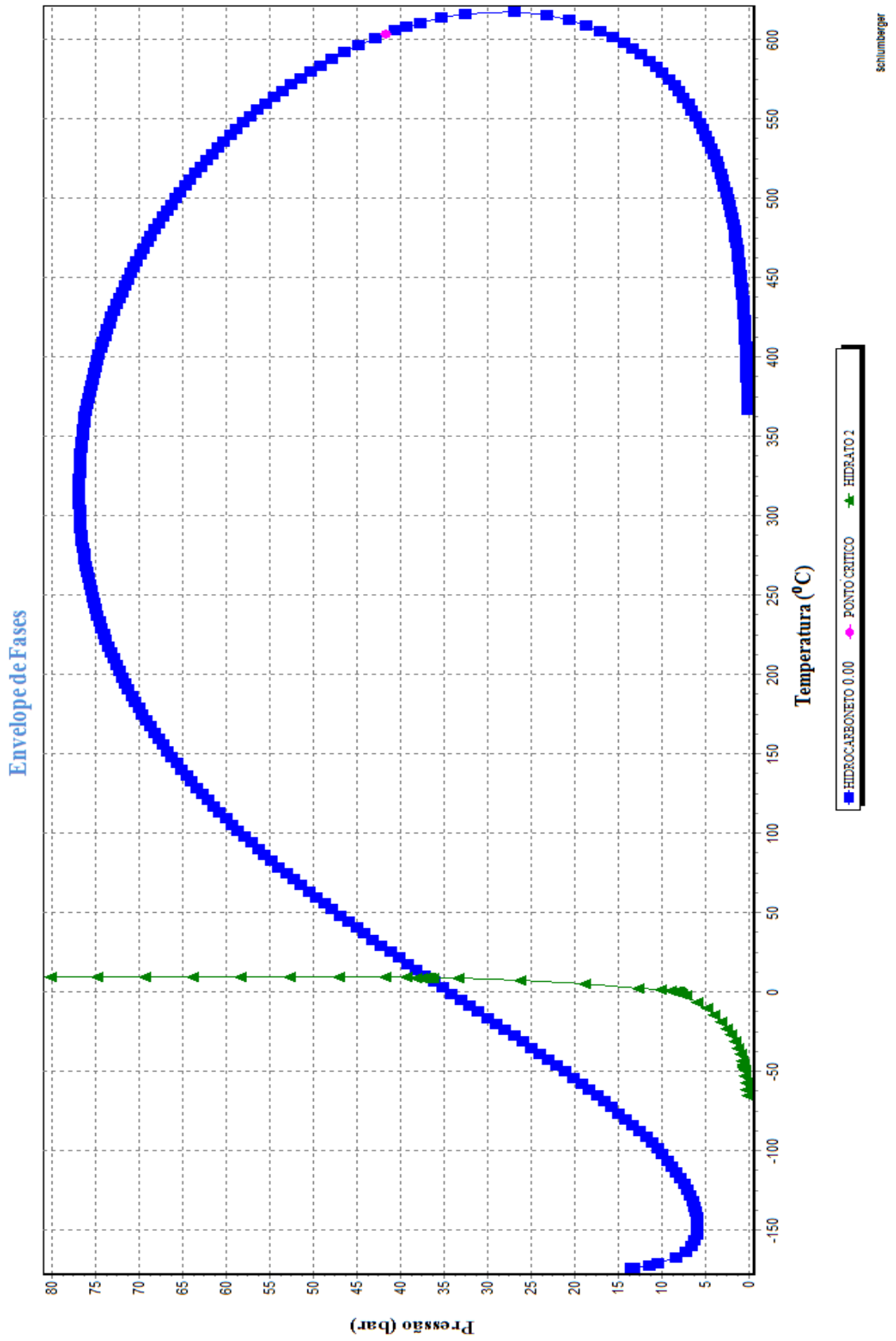


Figura 15 - Envelope de Fases

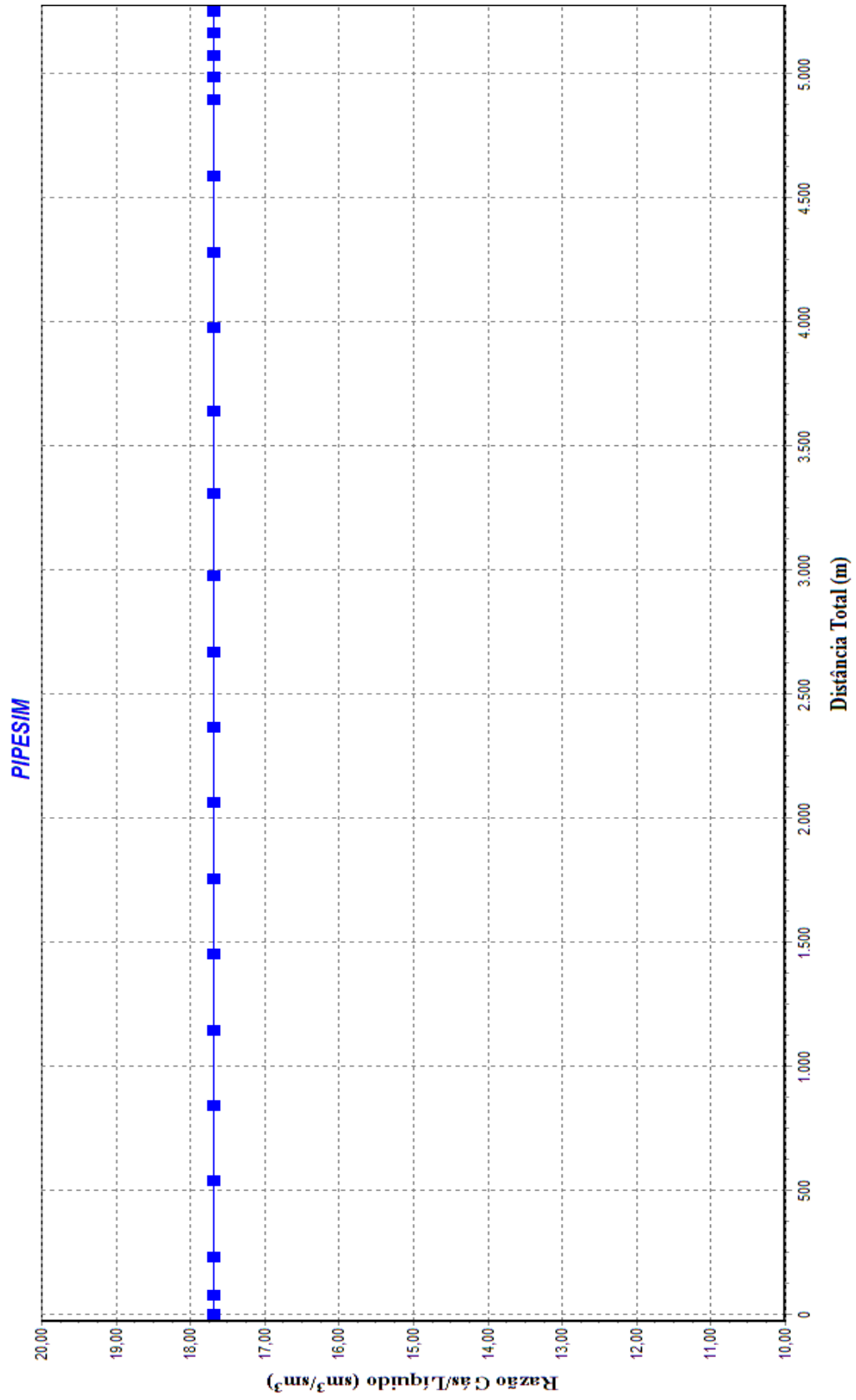


Figura 16 - Razão Gás/Líquido

**Tabela 3 - Análise SARA**

<b>Análise SARA</b>	
<b>Saturados (%wt)</b>	43,8
<b>Aromáticos (%wt)</b>	27,9
<b>Resinas (%wt)</b>	18,6
<b>Asfaltenos (%wt)</b>	9,1

Outro dado importante é a Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC), que indica a temperatura máxima em que pode ocorrer precipitação de parafinas e, nesse caso, é de 19°C.

É também um fator de extrema relevância para esse estudo a análise da água que será produzida junto à mistura de hidrocarbonetos. A amostra de água que mostrou os resultados listados na Tabela 4 foi coletada a 3490m, diretamente do aquífero que atua no reservatório.

**Tabela 4 - Análise de Água (-3490m)**

Cloretos, Cl	87390	mg/L
pH @ 75°F	6,9	
Densidade (60/60) °F	1,126	
Condutividade @ 75°F	179,8	mS/cm
Salinidade Equivalente, NaCl	144150	ppm
Resistividade @ 75°F	0,056	Ohm-Metro
Total de Sólidos Dissolvidos	187000	mg/L

Definidas as principais características dos fluidos produzidos, no próximo tópico serão apresentados os detalhes do sistema submarino de produção. Hoje, o grande desafio do engenheiro é a concepção de projetos que prezem pela segurança e que sejam economicamente viáveis.

## 5.4. A Configuração do Sistema e a Construção do Modelo de Simulação

Além das características dos fluidos produzidos, a configuração das instalações do sistema de produção também é de grande importância para um estudo de garantia de escoamento. Dados como pressões, temperatura, vazão, diâmetro de linhas, comprimento de linhas, condutividade térmica efetiva devem ser cuidadosamente reproduzidos no modelo para que se tenha uma representação mais próxima da realidade para então prever e prevenir possíveis problemas que podem resultar em interrupção ou restrição do escoamento.

A construção do modelo de simulação foi baseada na configuração real do projeto em questão e na composição do fluido obtida em laboratório, com algumas adaptações. O primeiro passo é calibrar os dados de fluido através do modelo Composicional do PIPESIM.

The screenshot shows the 'Component Selection' window in PIPESIM. The 'Name' field is set to 'Oil'. The 'Component database' table lists 37 components with their names and formulae. The 'Operation' panel contains several buttons for managing the component list. The 'Selected components' table shows the following data:

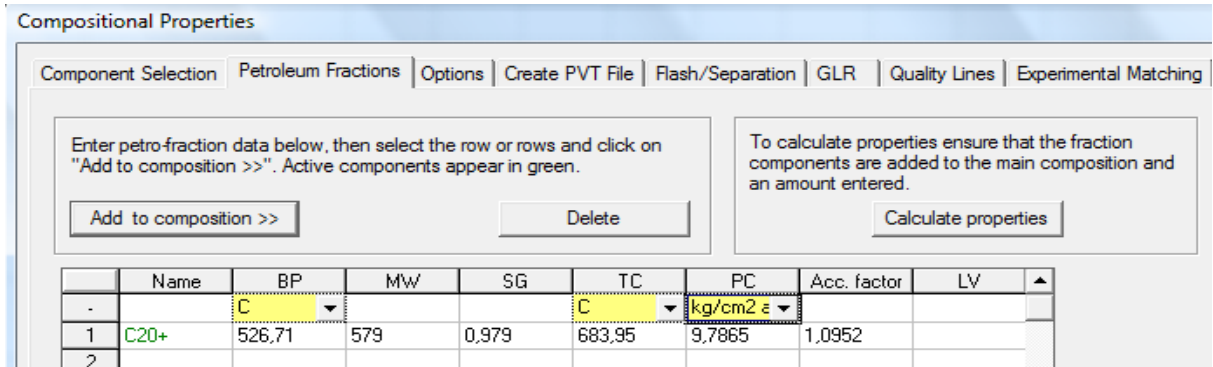
	Aqueous	Value
-		Molarity(Moles)
1	Water	0,0080625
2		
3		

The 'Hydrocarbons' table shows the following data:

	Hydrocarbons	Mol
1	Nitrogen	0,0059516
2	H2S	0
3	Carbon Dioxide	0,026287
4	Methane	0,14185
5	Ethane	0,020335
6	Propane	0,022815
7	Isobutane	0,0079355
8	Butane	0,013888
9	Isopentane	0,0099189
10	Pentane	0,008729
11	Hexane	0,011903
12	Heptane	0,017855
13	Octane	0,023311
14	Nonane	0,021823
15	Decane	0,029262
16	Undecane	0,025791
17	Dodecane	0,026881
18	Tridecane	0,033229
19	Tetradecane	0,035015
20	Pentadecane	0,034222
21	Hexadecane	0,025394
22	Heptadecane	0,021326
23	Octadecane	0,023112
24	Nonadecane	0,022815
25	Methylcyclopentane	0,0059516
26	Benzene	0,0026783
27	Cyclohexane	0,0024798
28	Methylcyclohexane	0,0054557
29	Toluene	0,003571
30	Ethylbenzene	0,0024798
31	P-Xylene	0,0016863
32	M-Xylene	0,0017855
33	O-Xylene	0,0017855
34	C20+	0,35442

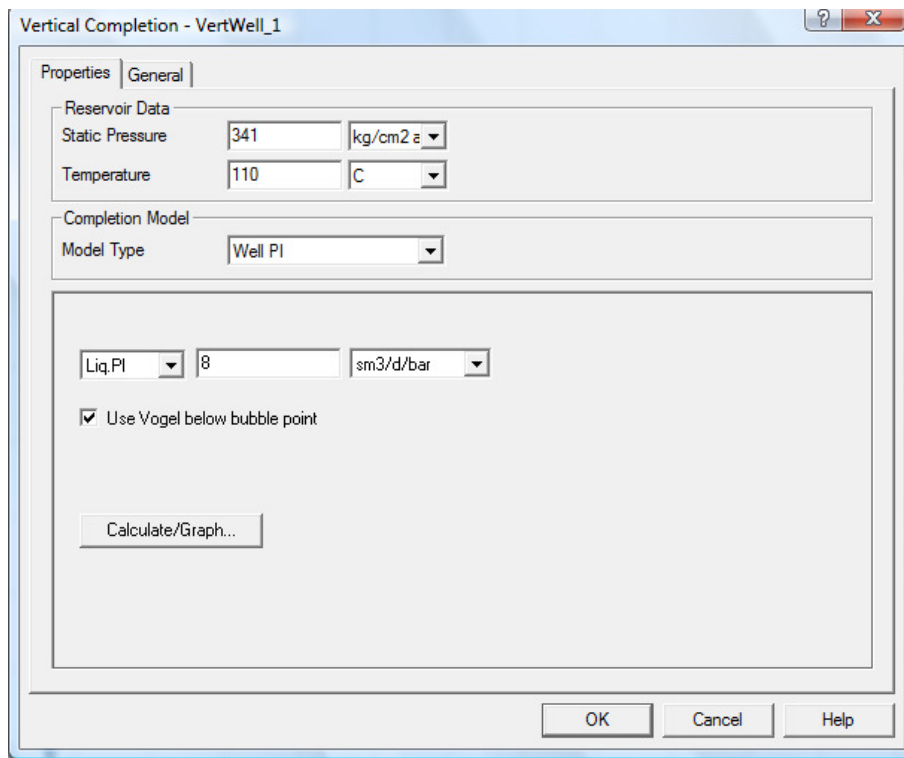
Figura 17 - Composição do Fluido no PIPESIM

Em seguida, foram inseridas as propriedades do pseudocomponente C20+, conforme a Figura 18.



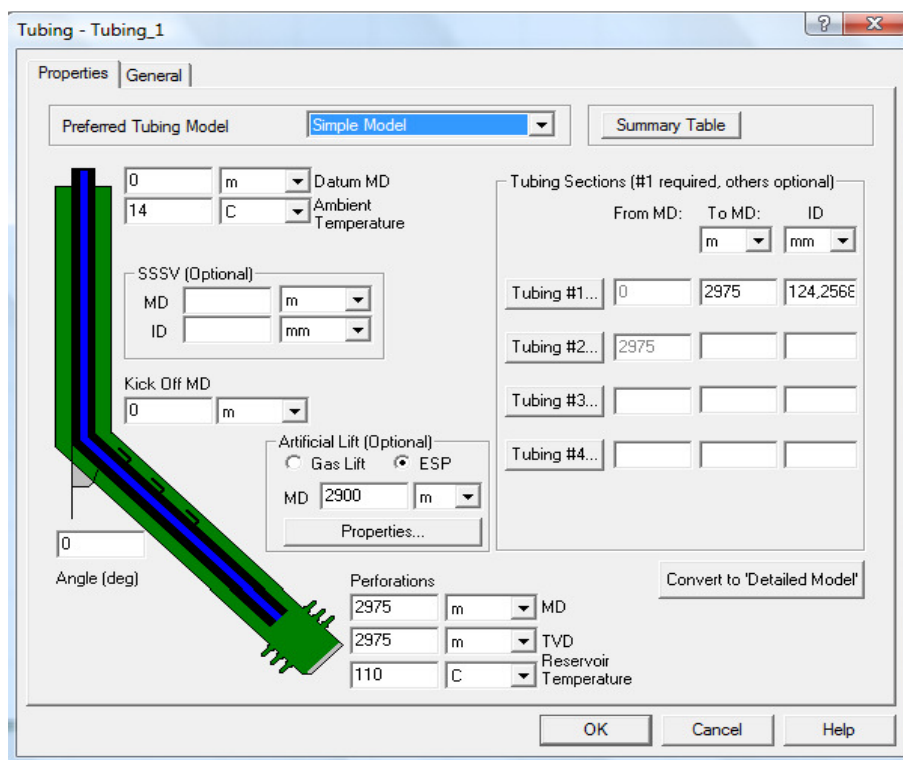
**Figura 18 - Propriedades do Pseudocomponente no PIPESIM**

No campo *Vertical Completion* foram inseridas as condições de pressão e temperatura do reservatório, bem como o IP esperado para o poço.



**Figura 19 - Dados do Reservatório no PIPESIM**

A configuração da coluna de produção é bastante relevante para o escoamento. No campo *Tubing* são inseridos o diâmetro e o comprimento da coluna, os dados da bomba e a profundidade na qual ela foi instalada. A bomba HN13500 faz parte do catálogo de bombas do PIPESIM e foi escolhida de acordo com o seu diâmetro externo e suas vazões mínima e máxima. Além disso, foi determinada a temperatura ambiente de 14°C para o fundo do mar, em conformidade com o gradiente de temperatura da região.



**Figura 20 - Configuração da Coluna de Produção no PIPESIM**



ESP Selection

ESP/Pump/Compressor Data | Performance Table | Standard Curves | Variable Speed Curves

Select Base Data

ESP  Generic Pump  Compressor

Manufacturer: **Reda**

Model: **HN13500**

Advanced Select...

Diameter: 142.6464 mm

Min Flowrate: 715.44285 m<sup>3</sup>/d

Max Flowrate: 2901.5182 m<sup>3</sup>/d

Base Speed: 60 hz

Design Data

Speed: 60 hz

Stages: 116

Head Factor: 1 fraction

Calculation Options

Viscosity Correction

Gas Separator Present

Separator Efficiency (%):

OK Cancel Help

Figura 21 - Dados da BCSS

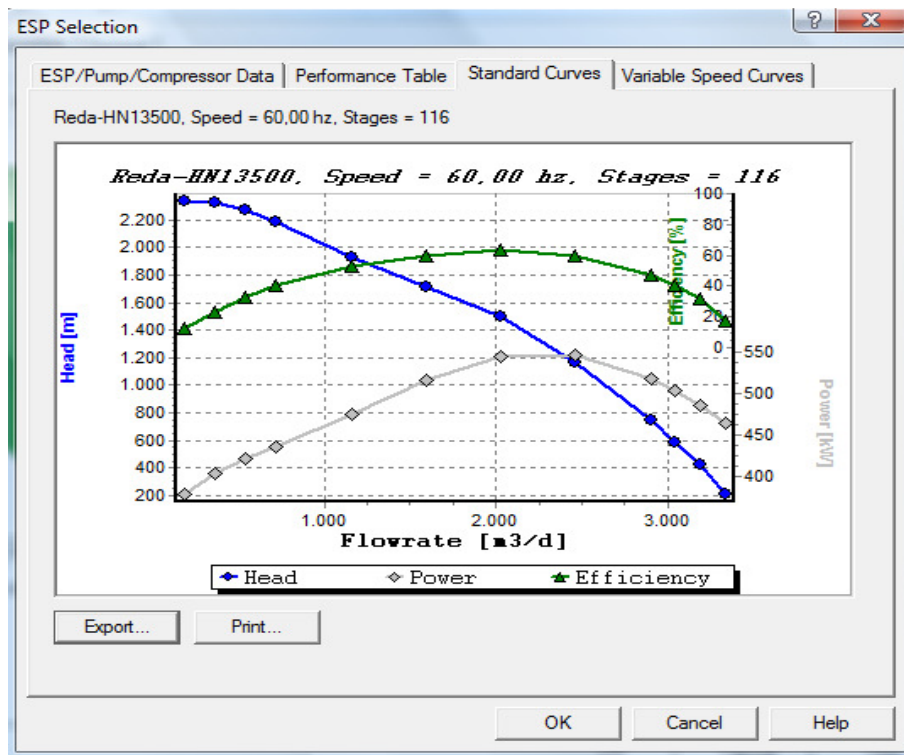
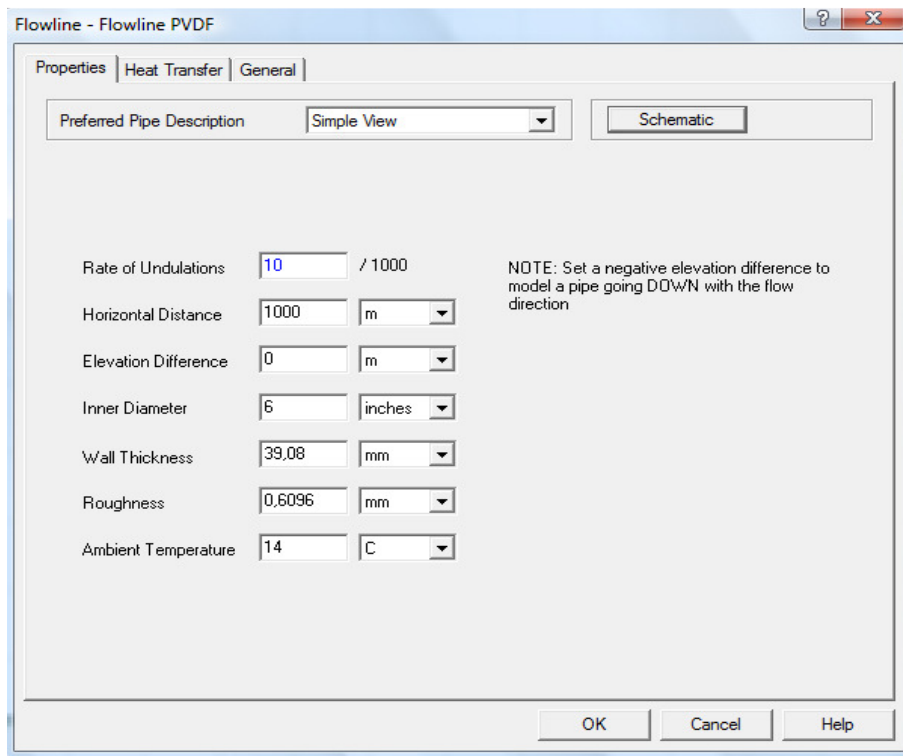
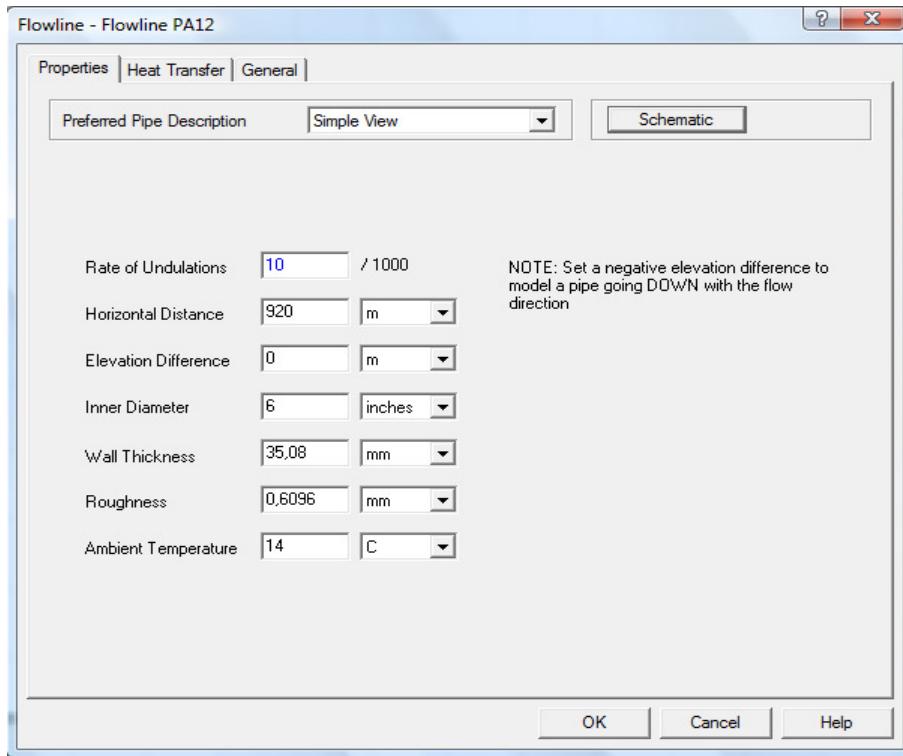


Figura 22 - Curva da Bomba no PIPESIM

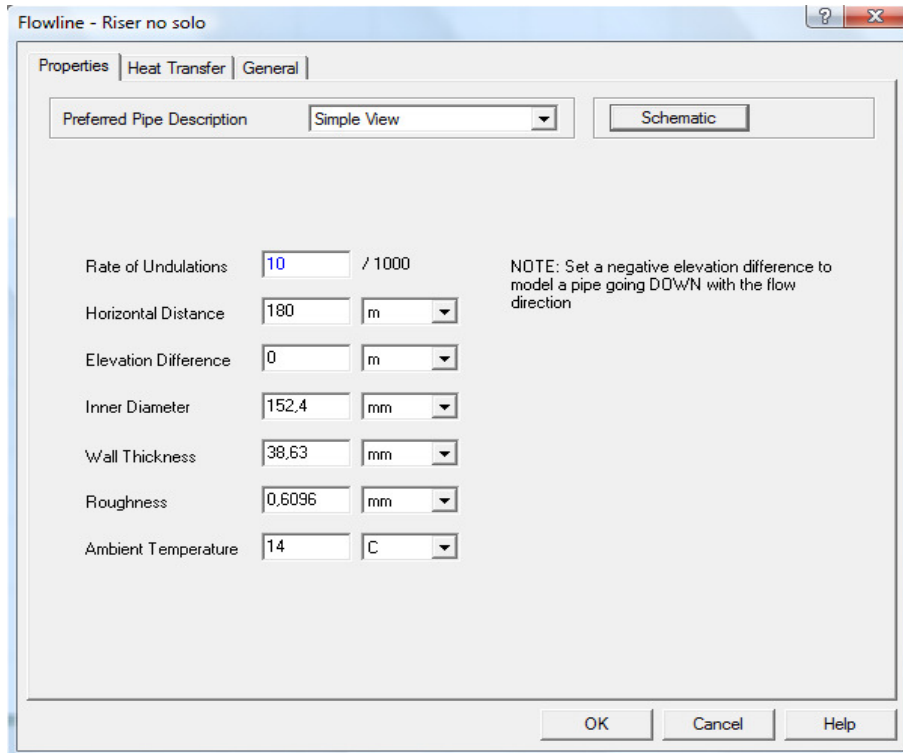
Como foi dito anteriormente, o modelo consta de dois trechos de *flowline*, o mais próximo ao poço de PVDF e o seguinte de PA-12, além de um trecho do *riser* que toca o leito marinho e outro que está suspenso e acoplado ao FPSO. O PVDF, por ser resistente a uma temperatura maior (120°C), tem maior custo e, por questões econômicas, só é utilizado quando a temperatura do fluido excede 60°C, que é a temperatura máxima à qual resiste o PA-12. Inicialmente, foi proposto que o trecho revestido com esse material tenha um comprimento de 1000m, entretanto, ao longo do estudo, será traçado o perfil de temperatura do sistema e confirmaremos se o comprimento do trecho está ideal. Para o modelo do PIPESIM, não há diferença entre os dois trechos, uma vez que possuem as mesmas propriedades que influenciam no escoamento. Nas figuras a seguir se pode conferir a configuração das linhas.



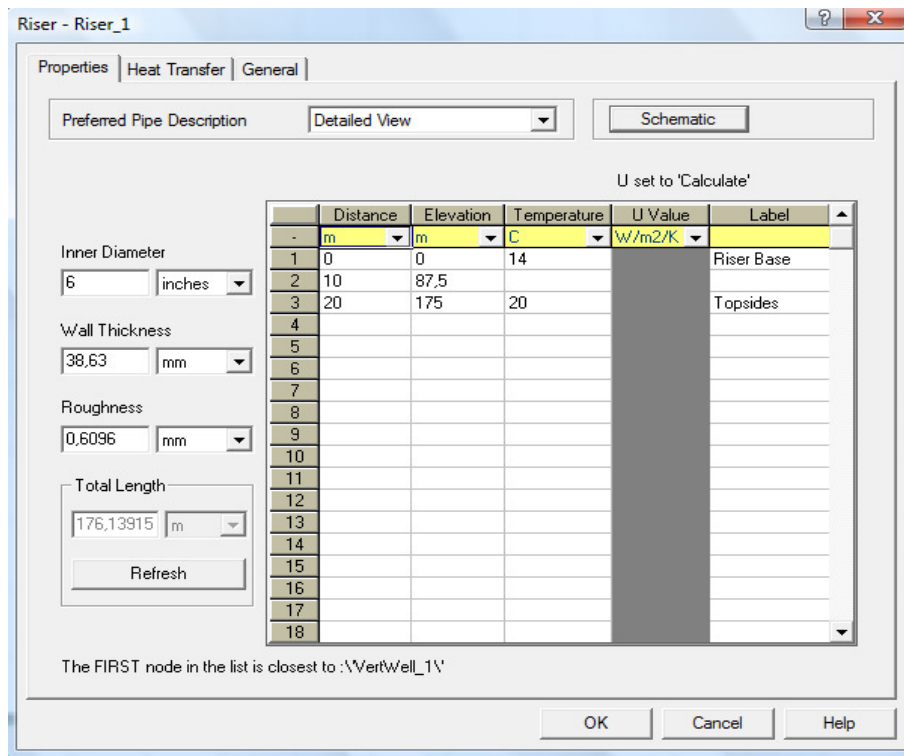
**Figura 23 - Configuração da *Flowline* PVDF no PIPESIM**



**Figura 24 - Configuração da *Flowline* PA-12 no PIPESIM**



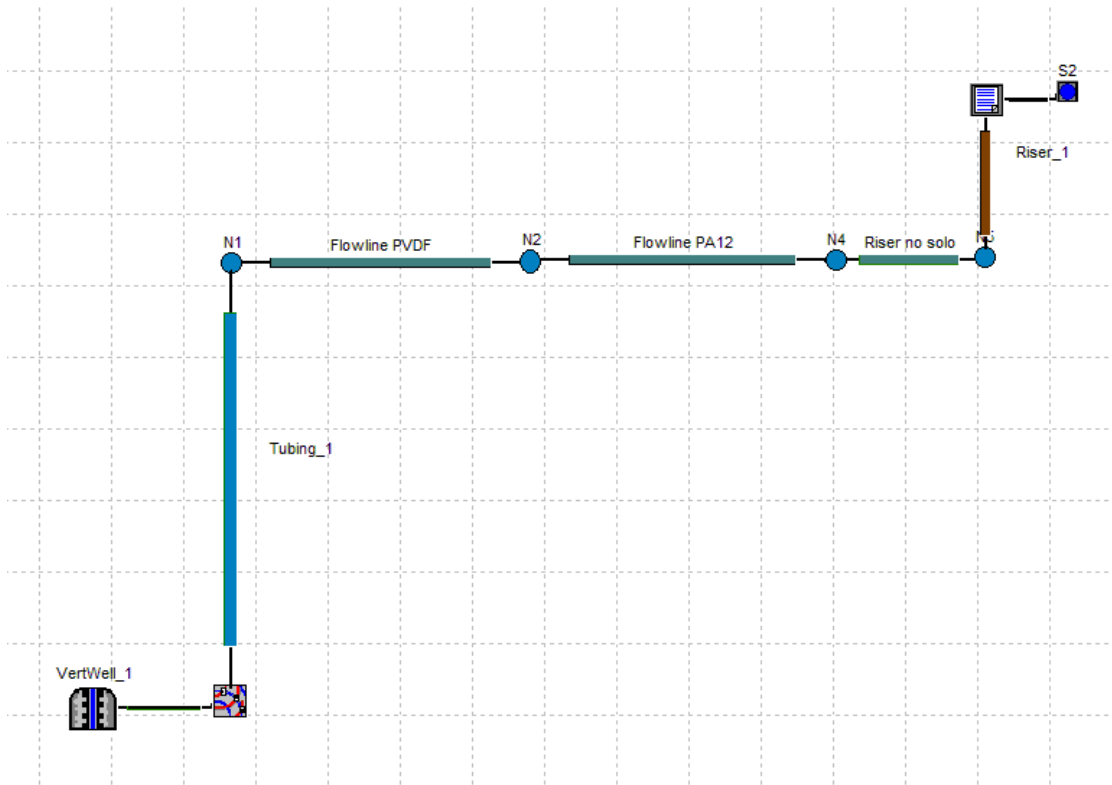
**Figura 25 - Configuração do trecho de *Riser* no solo no PIPESIM**



**Figura 26 - Configuração do Riser suspenso no PIPESIM**

Neste modelo não foram consideradas as camadas do duto de maneira isolada e sim a condutividade térmica efetiva da estrutura como um todo. O valor fornecido pelo fabricante é igual a 0,41W/m/K e foi usado para todas as linhas do sistema.

Por fim, temos o esquema do sistema definido conforme a Figura 27.



**Figura 27 - Esquema do Projeto no PIPESIM**

## 5.5. Análise do Sistema

Uma vez dimensionado o sistema no PIPESIM, o passo seguinte é realizar as análises de pressão, temperatura e vazão disponibilizadas pelo software. O objetivo dessas análises é promover um maior conhecimento do sistema e, junto ao conhecimento dos fluidos produzidos, identificar problemas potenciais que podem interromper ou diminuir a produção dos fluidos do reservatório. O Sistema será analisado em três etapas de sua vida produtiva: Teste de Longa Duração; “Sistema Definitivo – 5 anos” e “Sistema Definitivo – 10 anos”.

Para simular as etapas futuras, serão necessárias algumas premissas que estão descritas na Tabela 5.

**Tabela 5 - Premissas para análises no tempo**

	<b>Sistema Definitivo</b>	<b>Sistema Definitivo</b>
	<b>5 anos</b>	<b>10 anos</b>
<b>Pressão no Reservatório</b>	300kgf/cm <sup>2</sup>	270kgf/cm <sup>2</sup>
<b>Watercut</b>	50%	70%

### 5.5.1. Teste de Longa Duração

Primeiramente foi traçado o perfil de temperatura do modelo, que está representado na Figura 28, através da opção *Pressure/Temperature Profile*.

Pode-se notar que a temperatura inicial é de 110°C, condição de reservatório. O fluido, apesar de ter uma temperatura elevada, é responsável por resfriar o motor do BCSS e por isso ele absorve calor e chega a 122°C. Em seguida, a mistura começa a perder calor ao longo do sistema. Em aproximadamente 2980m o fluido atinge o primeiro trecho de 1000m da *flowline* (PVDF) com 96°C e deixa o trecho com 82°C. Como a *flowline* de PA-12 é projetada para resistir a 60°C, não será possível utilizá-la. Nesse caso ela será substituída por um trecho de linha de 920m, também revestido por PVDF. Na saída da segunda *flowline*, a temperatura será de 72°C e o fluido chega ao FPSO com 67°C. Portanto, o *riser* precisa ser revestido por *PVDF*, assim como os dois trechos de *flowline*.

Obteve-se pela mesma ferramenta o perfil de pressão do sistema, que pode ser visto na Figura 29. No perfil simulado, a pressão inicial é a pressão de reservatório, 341kgf/cm<sup>2</sup>. A pressão no fundo do poço é de 152kgf/cm<sup>2</sup> e, ao passar pela bomba, o fluido recebe um incremento de pressão e chega a 287kgf/cm<sup>2</sup>. A partir da saída da bomba, o fluido sofre perda de carga ao longo da sua trajetória no sistema. Atinge a cabeça do poço com 36 kgf/cm<sup>2</sup> e tem uma queda desprezível ao longo do trecho horizontal, voltando a ter um decréscimo de pressão no trecho vertical do *riser*. Finalmente chega ao FPSO na pressão de 20kgf/cm<sup>2</sup>, dado fornecido como premissa para a confecção do perfil. Assim como o de temperatura, o perfil de pressão foi traçado nó a nó, sendo possível conhecer as condições de pressão e temperatura em qualquer ponto.

A interpretação da curva de pressão traz ainda outra informação importante: a pressão na entrada da bomba é maior que a pressão de saturação. Isso significa que

não haverá gás livre na bomba, evitando o fenômeno de “*gas lock*”, ou seja, a bomba trava e deixa de bombear o fluido.

Como estamos trabalhando com um fluxo multifásico, simularemos a Análise Nodal do sistema. A metodologia da Análise Nodal para a solução de um sistema de produção consiste na subdivisão do sistema em partes, nos quais as equações gerais de balanço são aplicadas a cada uma das partes, individualmente. A ligação das partes permite que se “caminhe” ao longo do sistema de produção e que se determine em cada ponto do mesmo a relação entre a pressão e a vazão de fluidos, (Nereu, 2002)

Fazendo essa divisão, é possível verificar que há pontos particulares durante este deslocamento, chamados de “nós”. Nessa simulação, o ícone da Análise Nodal foi colocado no fundo do poço e é em relação a esse nó que teremos os resultados.

Para cada ponto, podem ser traçadas duas curvas de pressão em função da vazão. Uma delas é a curva de pressão disponível e será obtida a partir da pressão do reservatório diminuindo-se as perdas de pressão verificadas no deslocamento do fluido. Desloca-se sempre no mesmo sentido do fluxo. A outra curva é de pressão necessária, ela é determinada a partir da pressão do separador do projeto. Desloca-se sempre no sentido contrário ao fluxo. Através do traçado destas curvas pode-se determinar a vazão de produção e pressão no fundo do poço.

Para verificar o desempenho da bomba escolhida, foram feitas duas análises. A primeira delas, representada na Figura 30, é para o fluxo sem bomba e a segunda, representada na Figura 31, é para o fluxo com a bomba. O objetivo direto é avaliar o incremento de vazão que o BCSS é capaz de garantir ao projeto.

Pode-se verificar a vazão do sistema pela interseção das duas curvas, onde temos aproximadamente um aumento de vazão de 2500STB/d para 9500STB/d pelo uso da bomba. A pressão no fundo do poço caiu de 285kgf/cm<sup>2</sup> para 152kgf/cm<sup>2</sup>. O incremento foi bastante significativo, justificando o uso do BCSS para o aumento da produção.

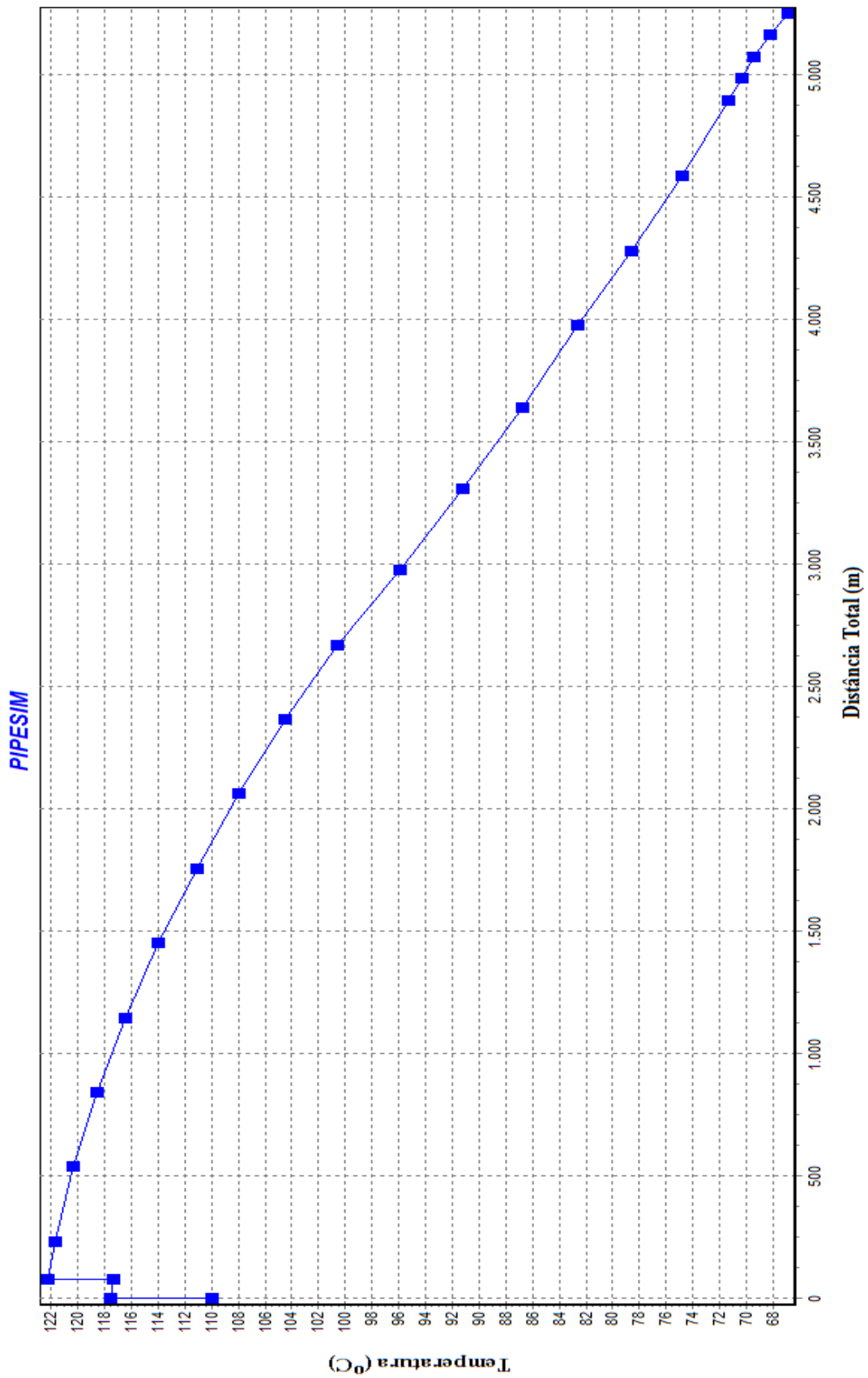


Figura 28 - Perfil de Temperatura do Sistema para o TLD



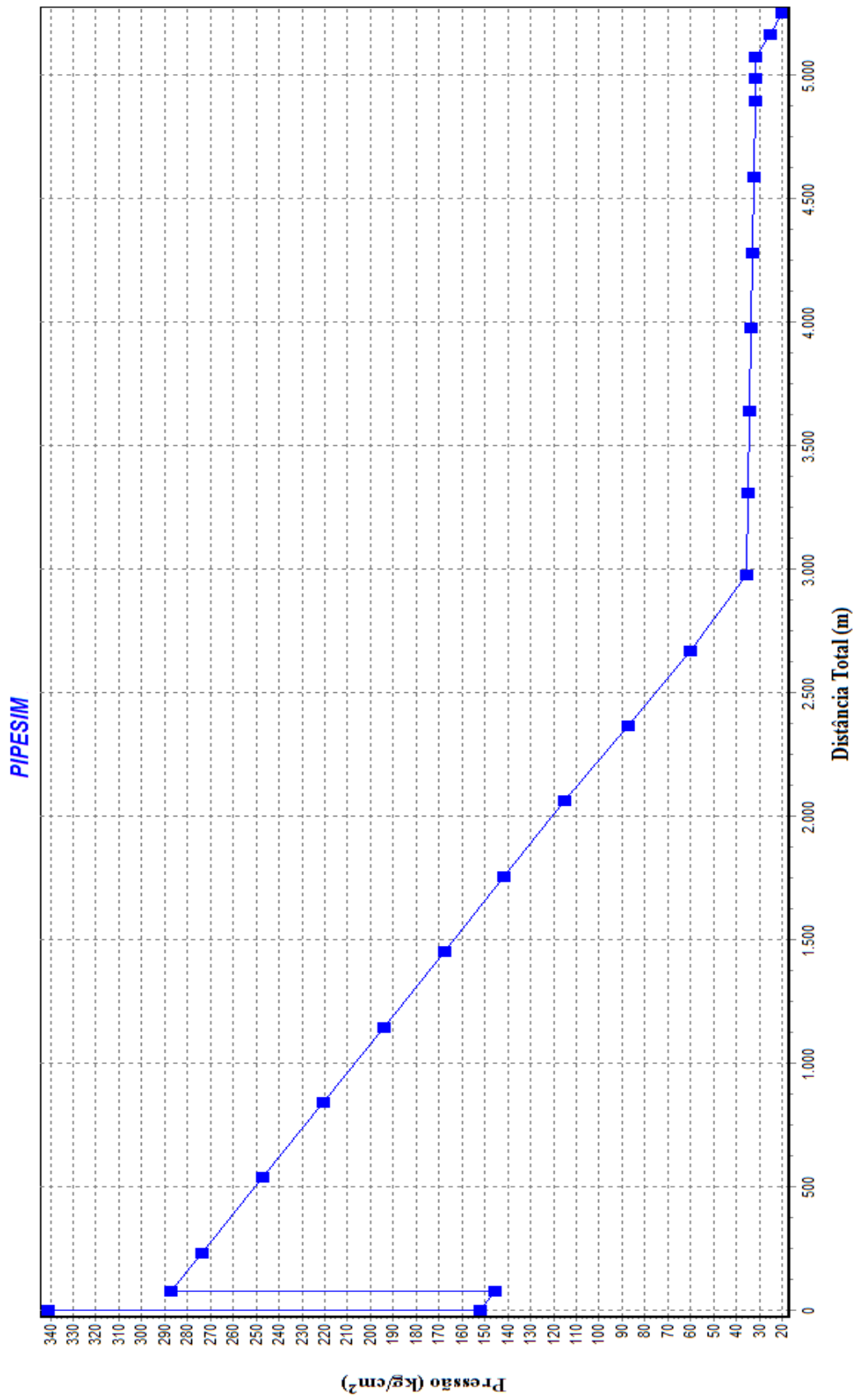


Figura 29 - Perfil de Pressão do Sistema para o TLD

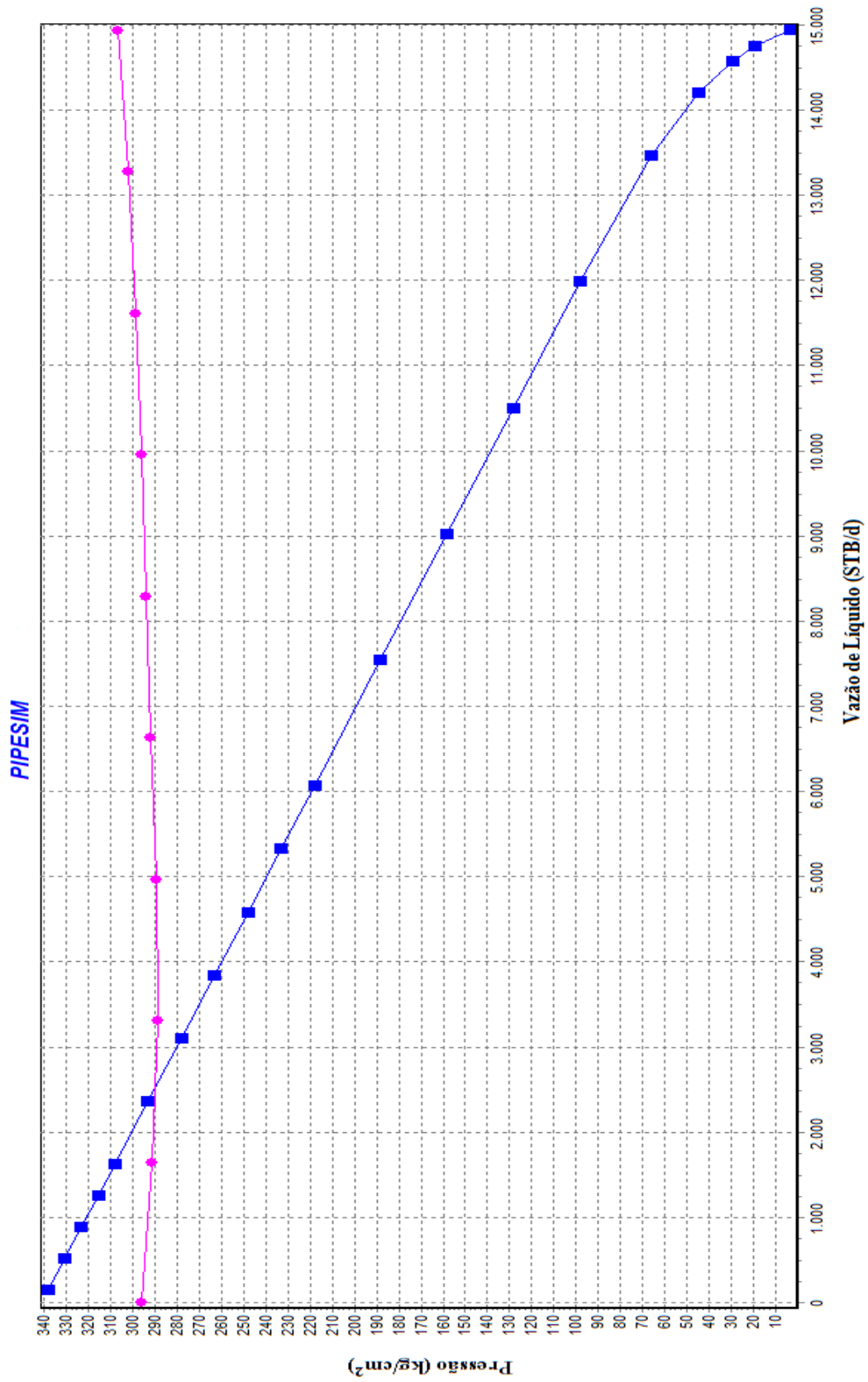


Figura 30 - Análise Nodal do Sistema sem bomba para o TLD

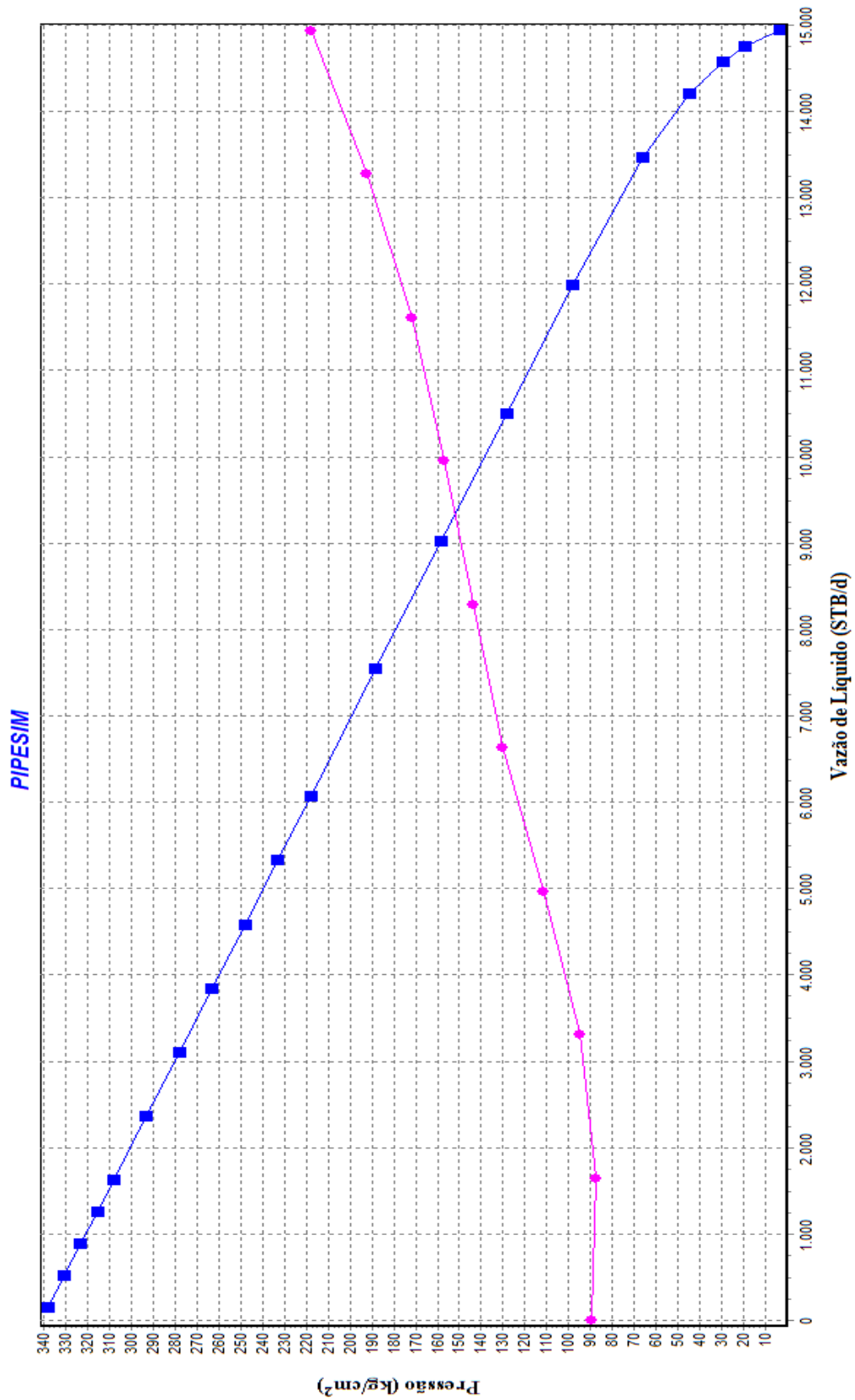


Figura 31 - Análise Nodal do Sistema com Bomba para o TLD

### 5.5.2. Sistema Definitivo – 5 anos

Como para o TLD, foram traçados os perfis de temperatura e pressão do sistema, através da opção *Pressure/Temperature Profile*.

Analisando o perfil de temperatura, representado na Figura 32, vê-se que a temperatura do reservatório foi mantida em 110°C, pois a mudança de temperatura é desprezível. O fluido, em contato com o motor do BCSS, chega a uma temperatura de 118°C. Em seguida, a perda de calor ao longo do sistema é observada e o fluido atinge a primeira *flowline* com 99°C. Ao chegar na segunda *flowline*, observa-se uma temperatura de 87°C. Pode-se notar que, devido à menor vazão, o fluido chega nesse ponto com uma temperatura mais elevada. Na chegada do FPSO, o fluido está a 74°C.

A análise do perfil de pressão do sistema, representado na, Figura 33, mostra a pressão inicial do reservatório igual a 300kgf/cm<sup>2</sup>, conforme as premissas de produção apresentadas na Tabela 5. No fundo do poço, atinge-se a pressão de 144kgf/cm<sup>2</sup>. A bomba leva o fluido a 300kgf/cm<sup>2</sup> e, ao deixar a mesma, o fluido sofre perda de carga, chegando à ANMH com 36kgf/cm<sup>2</sup>, pressão mantida aproximadamente constante durante o trecho horizontal. No trecho suspenso do *riser*, o fluido volta a sofrer perda de carga e chega ao FPSO na pressão de 20kgf/cm<sup>2</sup>, dado fornecido como premissa para a confecção do perfil. Assim como no TLD, o fluido não atinge a pressão de saturação antes da bomba, não correndo risco de ocorrer “*gas lock*”.

Novamente foram feitas duas análises nodais, uma para o fluxo sem a bomba e a outra para o fluxo com a bomba, representadas nas Figuras 34 e 35, respectivamente. Nesse caso, pode-se verificar que sem a bomba não há vazão e, com o uso as mesma, chega-se a uma vazão de 7700STB/d.

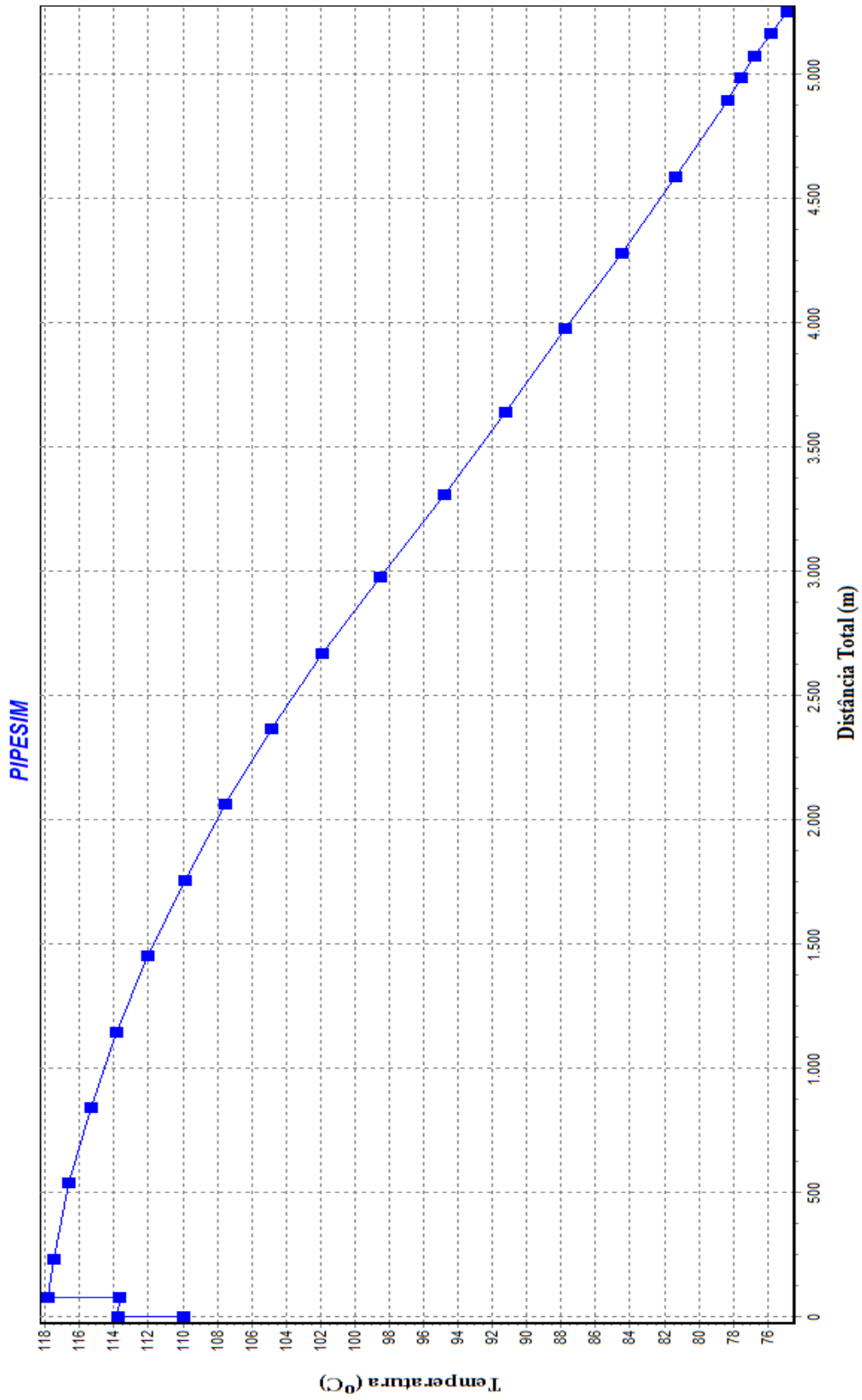


Figura 32 - Perfil de Temperatura para o Sistema Definitivo – 5 anos

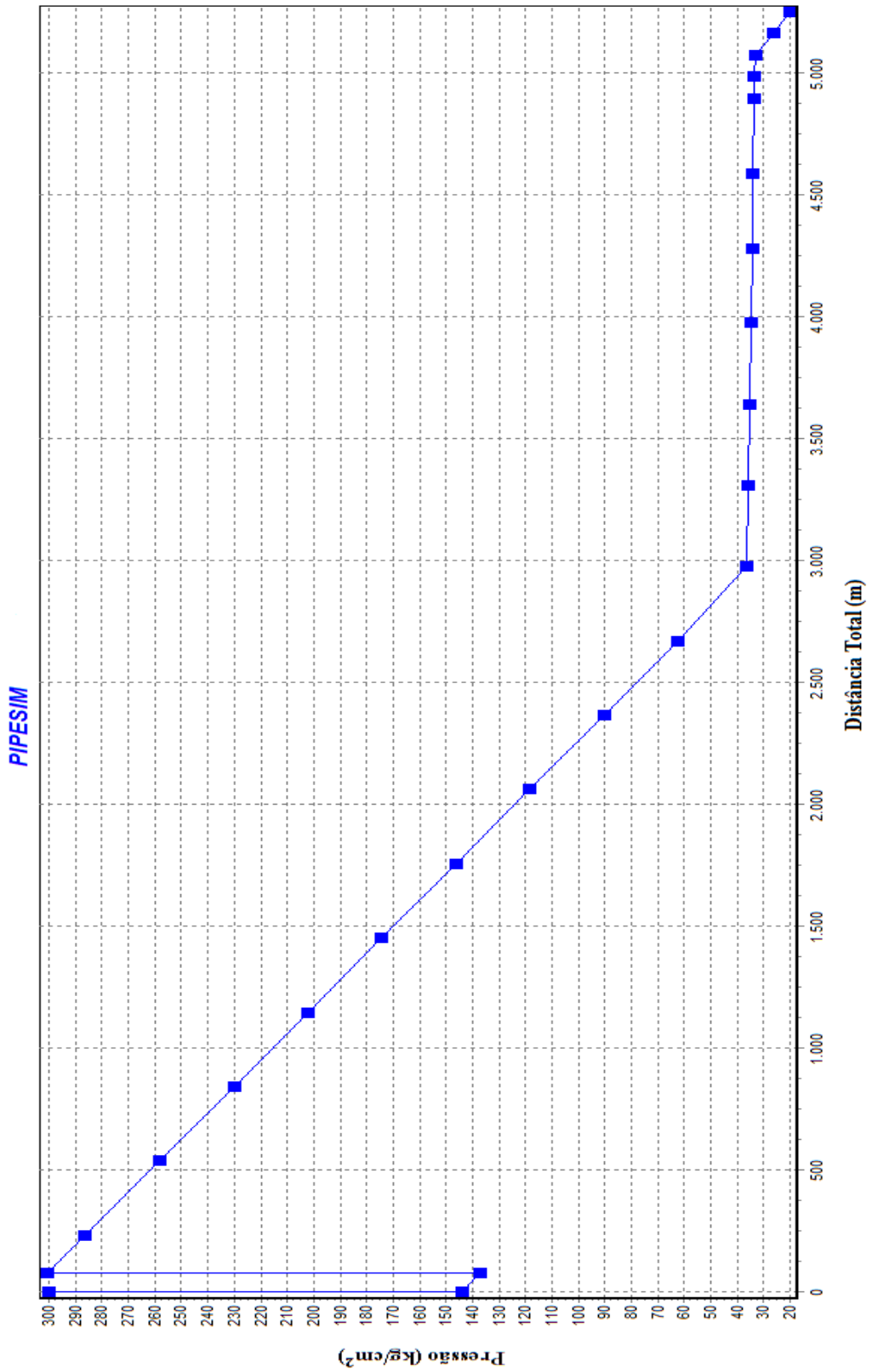


Figura 33 - Perfil de Pressão para o Sistema Definitivo - 5 anos

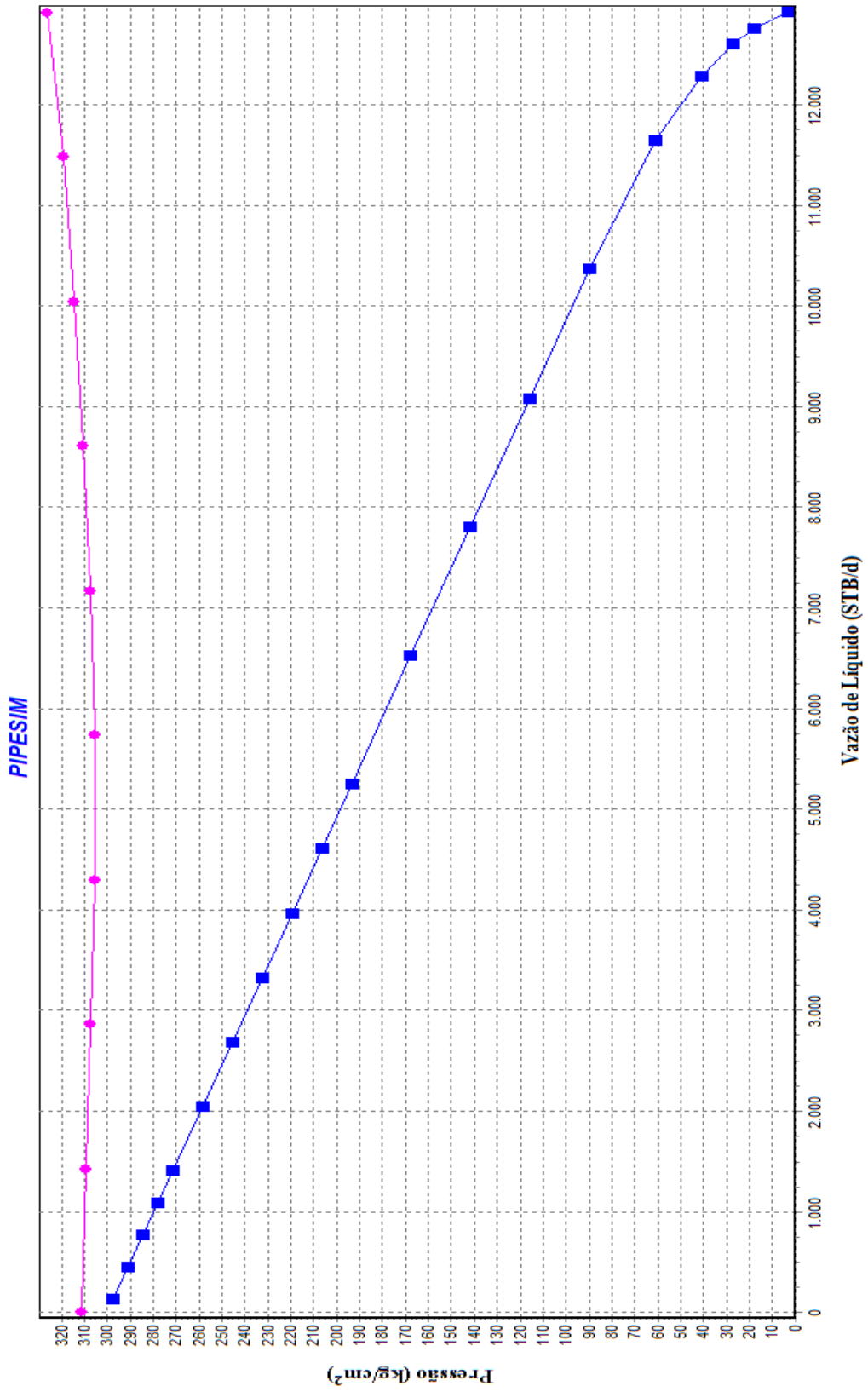


Figura 34 - Análise Nodal sem bomba para o Sistema Definitivo - 5 anos

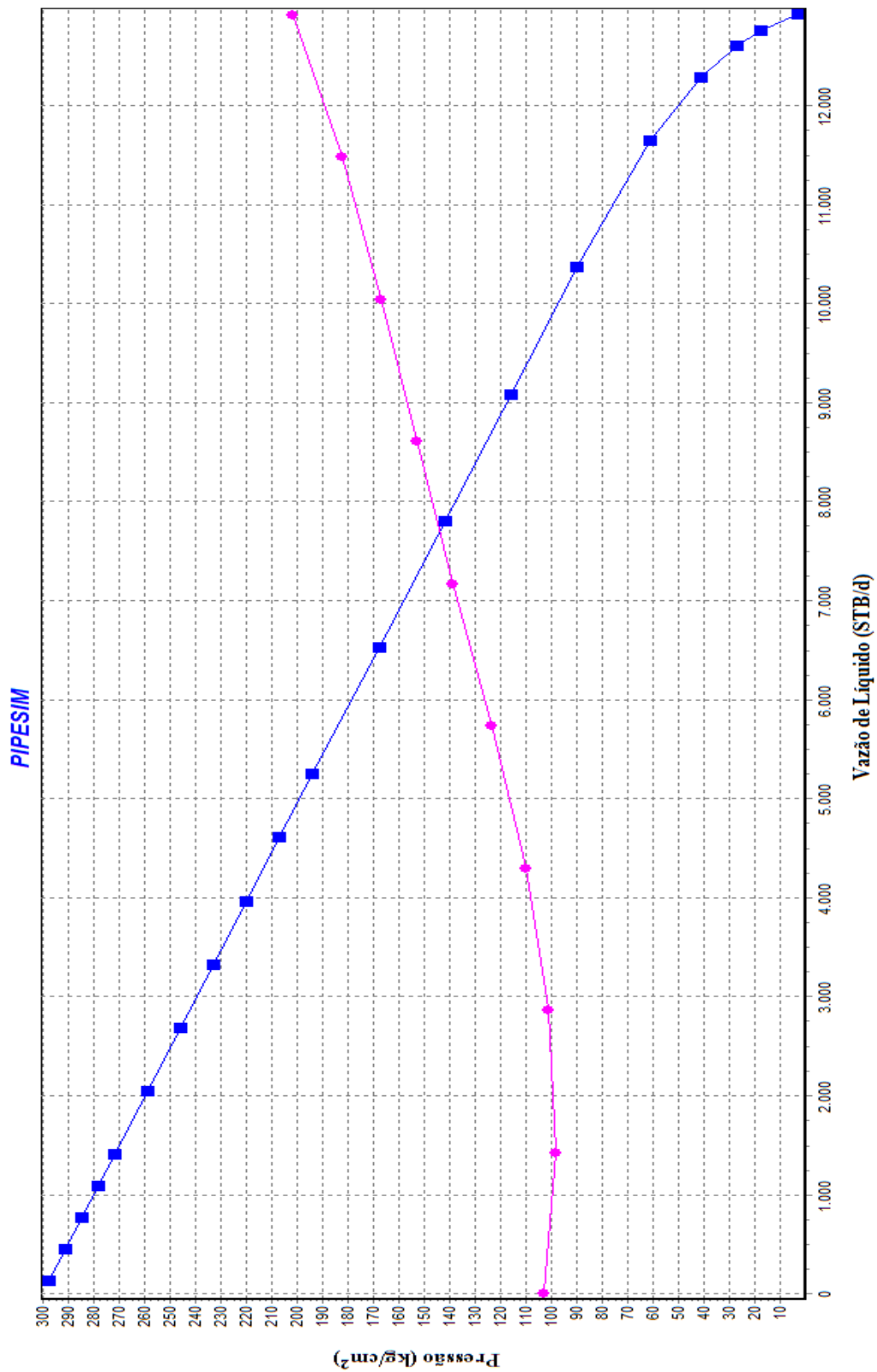


Figura 35 - Análise Nodal com bomba para o Sistema Definitivo – 5anos



### 5.5.3. Sistema Definitivo – 10 anos

Para o Sistema Definitivo – 10 anos, também foram traçados os perfis de temperatura e pressão do sistema, através da opção *Pressure/Temperature Profile*.

O perfil de temperatura, representado na Figura 36, mostra que a temperatura do reservatório foi novamente mantida em 110°C. Ao refrigerar o motor do BCSS, o fluido atinge a temperatura de 117°C. Na chegada da primeira *flowline*, observa-se uma temperatura de 98°C. Atingindo a segunda *flowline*, o fluido se encontra a 87°C e chega ao FPSO com 74°C. Como a queda da vazão de 5 anos para 10 anos é menor que a queda do início de produção para 5 anos, não observamos uma redução expressiva da perda de calor nesse caso.

Na Figura 37, o perfil de pressão do sistema mostra a pressão inicial do reservatório igual a 270kgf/cm<sup>2</sup>, conforme as premissas de produção apresentadas na Tabela 5. Pode-se perceber que o fluido chega à cabeça do poço com 140kgf/cm<sup>2</sup> e é levado a uma pressão de 313kgf/cm<sup>2</sup> pela bomba. Após sofrer perda de carga ao longo do trecho vertical percorrido até a cabeça do poço, o fluido chega a 40kgf/cm<sup>2</sup>, e sofre um pequeno decréscimo no trecho horizontal. O fluido chega ao FPSO na pressão de 20kgf/cm<sup>2</sup>, dado fornecido como premissa para a análise no tempo. Assim como no TLD e aos 5 anos de produção, o fluido não atinge a pressão de saturação antes da bomba, estando a mesma livre do “*gas lock*”.

As duas análises nodais feitas para o fluxo sem a bomba e com a bomba mostraram mais uma vez que não há surgência sem a utilização do BCSS. As análises podem ser vistas nas Figuras 38 e 39. Pode-se notar que, com a utilização da bomba, a vazão do sistema é de 6500STB/d.

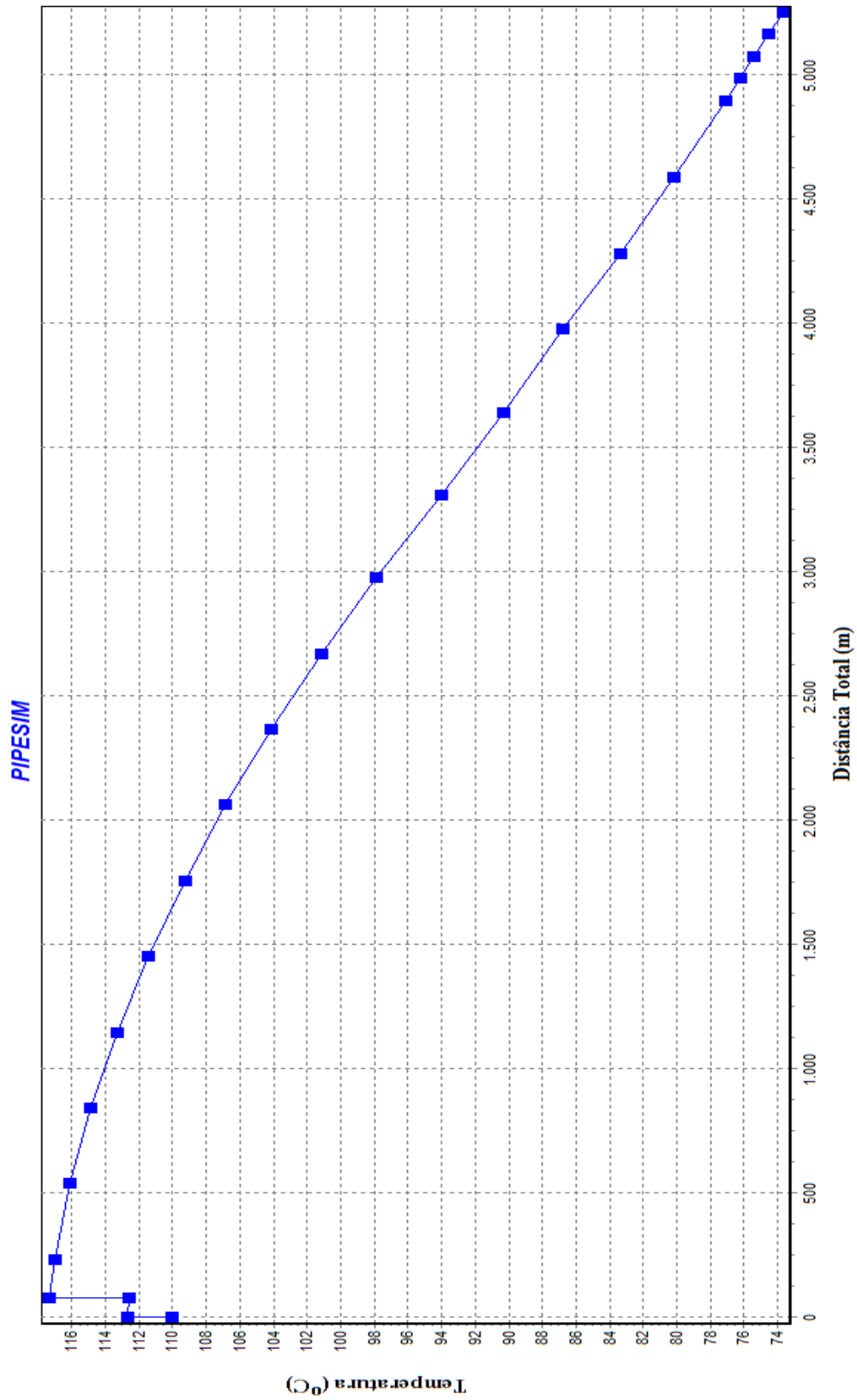


Figura 36 - Perfil de Temperatura para o Sistema Definitivo - 10 anos

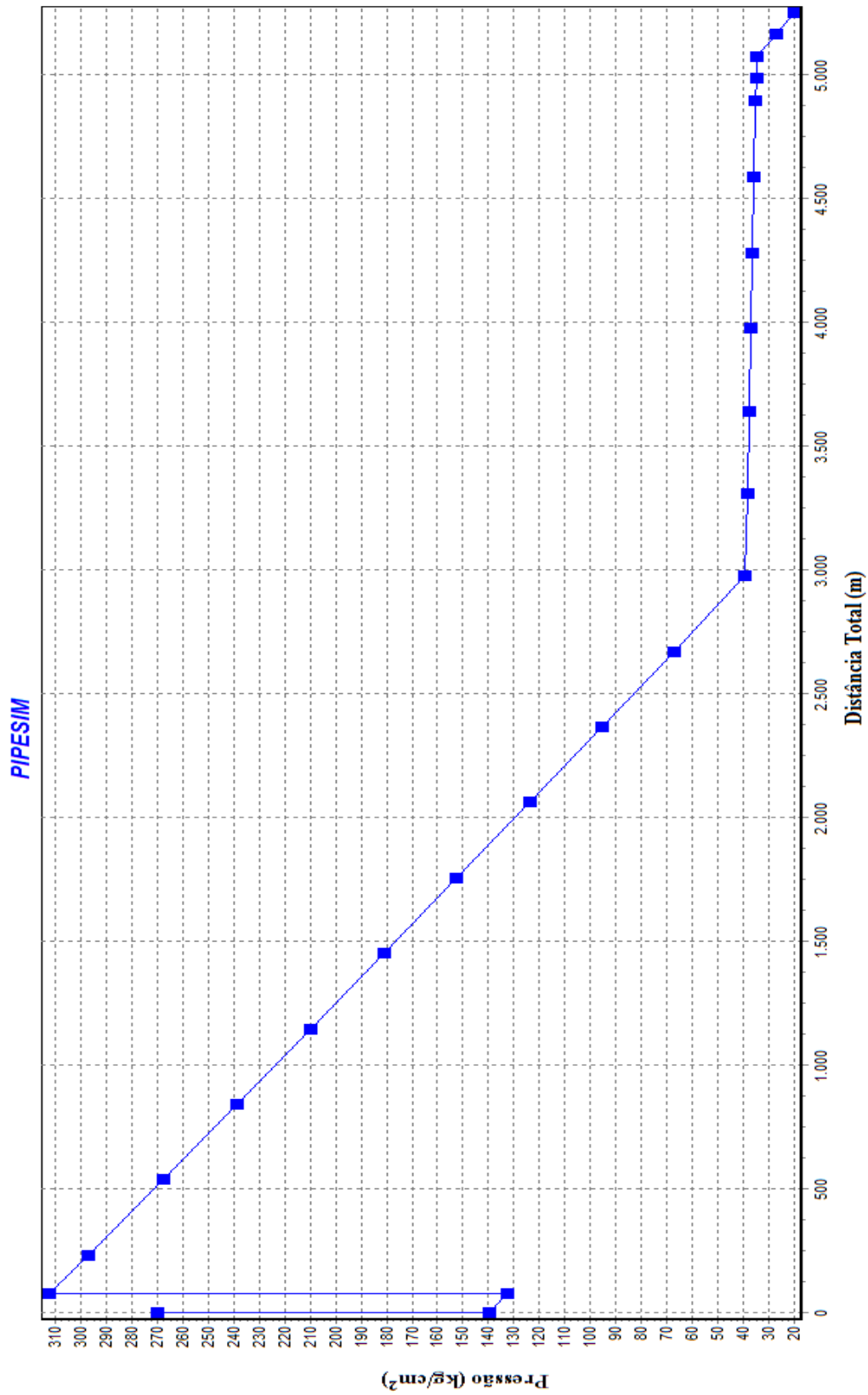


Figura 37 - Perfil de Pressão para o Sistema Definitivo - 10 anos

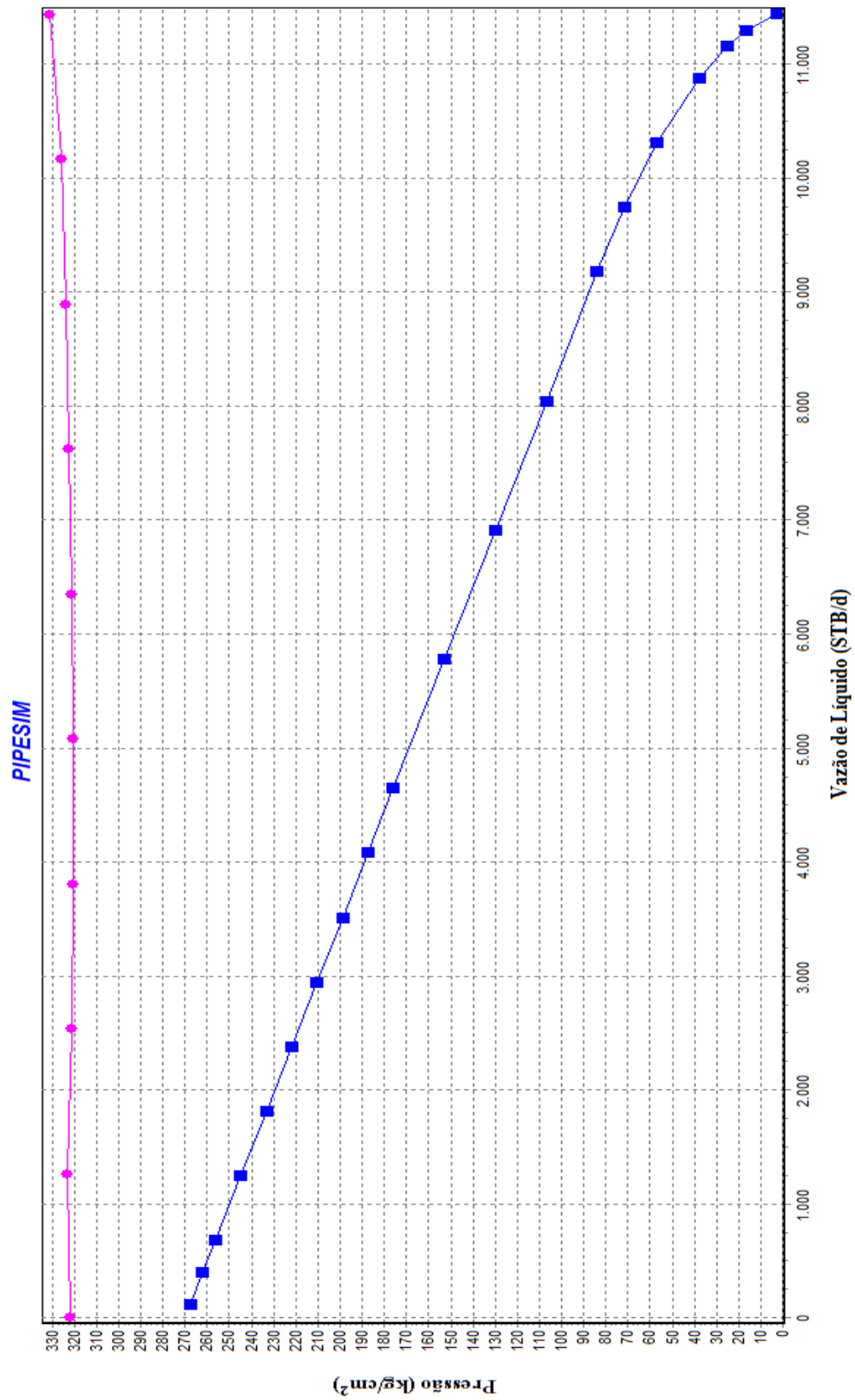


Figura 38 - Análise Nodal sem bomba para o Sistema Definitivo - 10 anos

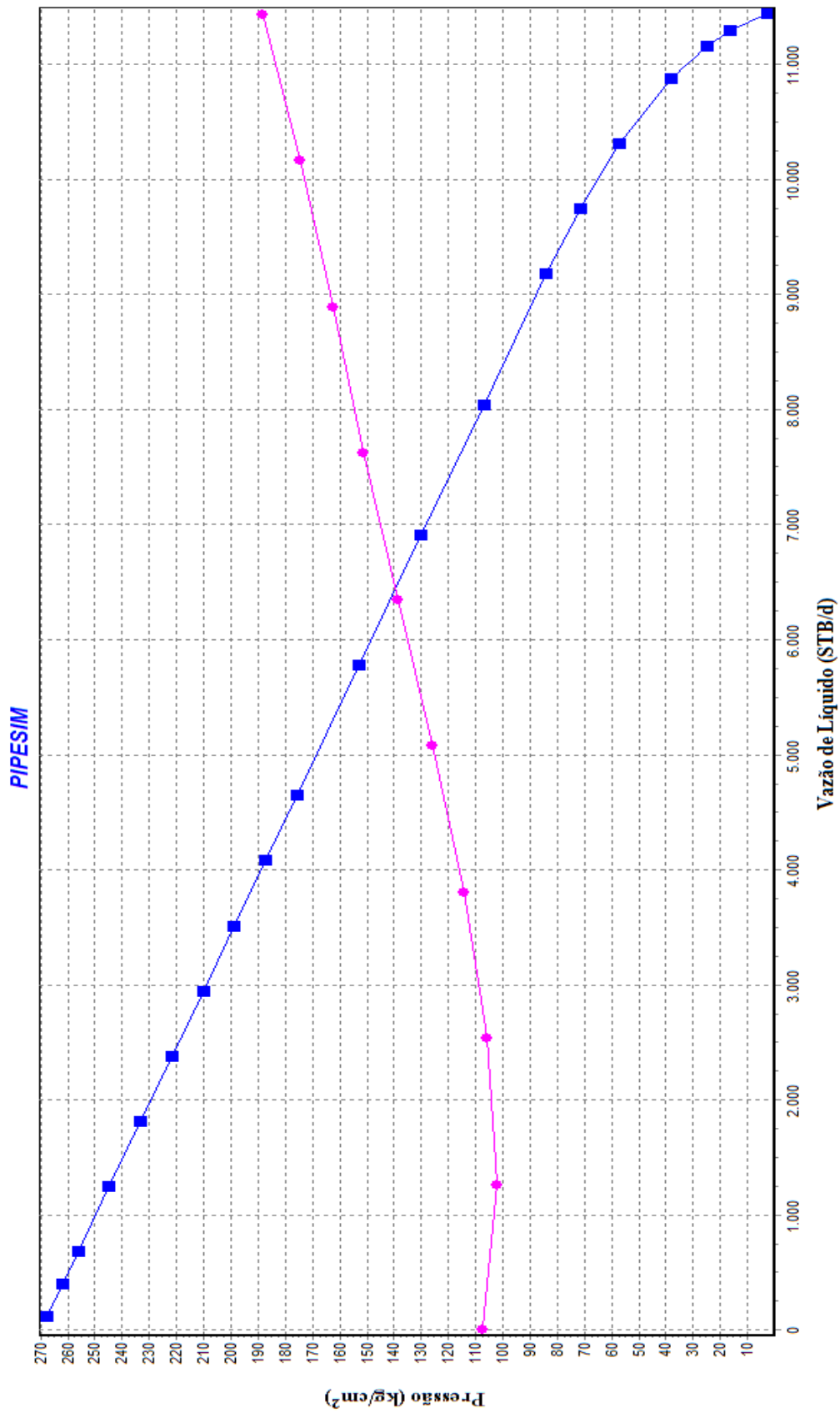


Figura 39 - Análise Nodal com bomba para o Sistema Definitivo – 10 anos

## **5.6. Estudo de Garantia de Escoamento**

Usando como ferramentas o PIPESIM e os dados sobre as propriedades dos fluidos, será feito um estudo de garantia de escoamento. Esse estudo contemplará tanto o TLD quanto o Sistema Definitivo aos 5 e 10 anos da vida produtiva do campo. A proposta é identificar os problemas e propor medidas capazes de mitigá-los.

### **5.6.1. Hidratos**

Como visto anteriormente, para que ocorra a formação de hidratos, quatro fatores devem estar presentes: gás, água, baixa temperatura e alta pressão. Na seção 6.3. foi apresentado o envelope de fases do óleo a ser analisado e junto a curva de formação de hidrato tipo 2. Nesse mesmo gráfico pode ser traçada a curva que representa as condições de pressão e temperatura em todos os nós do sistema, desde o reservatório até a chegada ao FPSO. Caso essa curva tenha todos os seus pontos à esquerda do envelope de hidratos, não haverá formação de cristais. O modelo foi simulado para as três fazes do projeto.

No PIPESIM foi gerada a curva de pressão e temperatura do sistema para a fase do TLD e ela está representada na Figura 40.

Como é possível perceber, a curva do sistema, em azul, encontra-se totalmente à direita da curva de hidratos, portanto não há risco de formação de cristais. Esse resultado já era esperado, uma vez que, ao longo do escoamento, o fluido se encontra a temperaturas bastante elevadas e um dos requisitos para formação de hidratos é a baixa temperatura.

Essa mesma análise foi feita para o Sistema Definitivo, aos 5 e 10 anos de produção e podem ser vistas nas Figuras 41 e 42.

Pode-se notar que, mesmo após alguns anos de produção, o sistema está livre do aparecimento de hidratos, não sendo necessário tomar medidas mitigadoras. A análise do projeto ao longo dos anos é de suma importância, uma vez que um mesmo problema que não é previsto no início da produção pode se tornar um risco potencial com as mudanças decorrentes da produção.

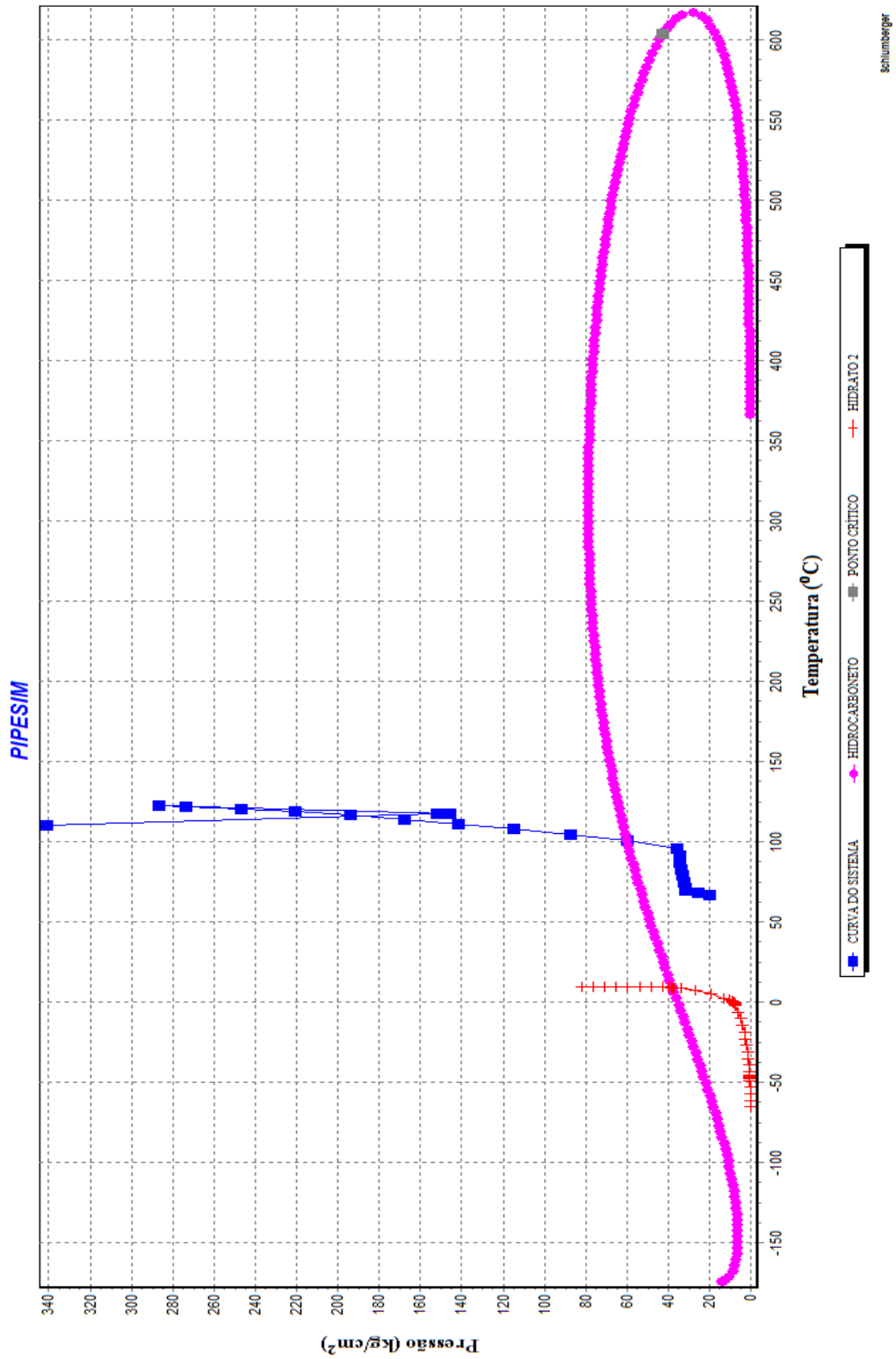


Figura 40 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para a fase TLD.

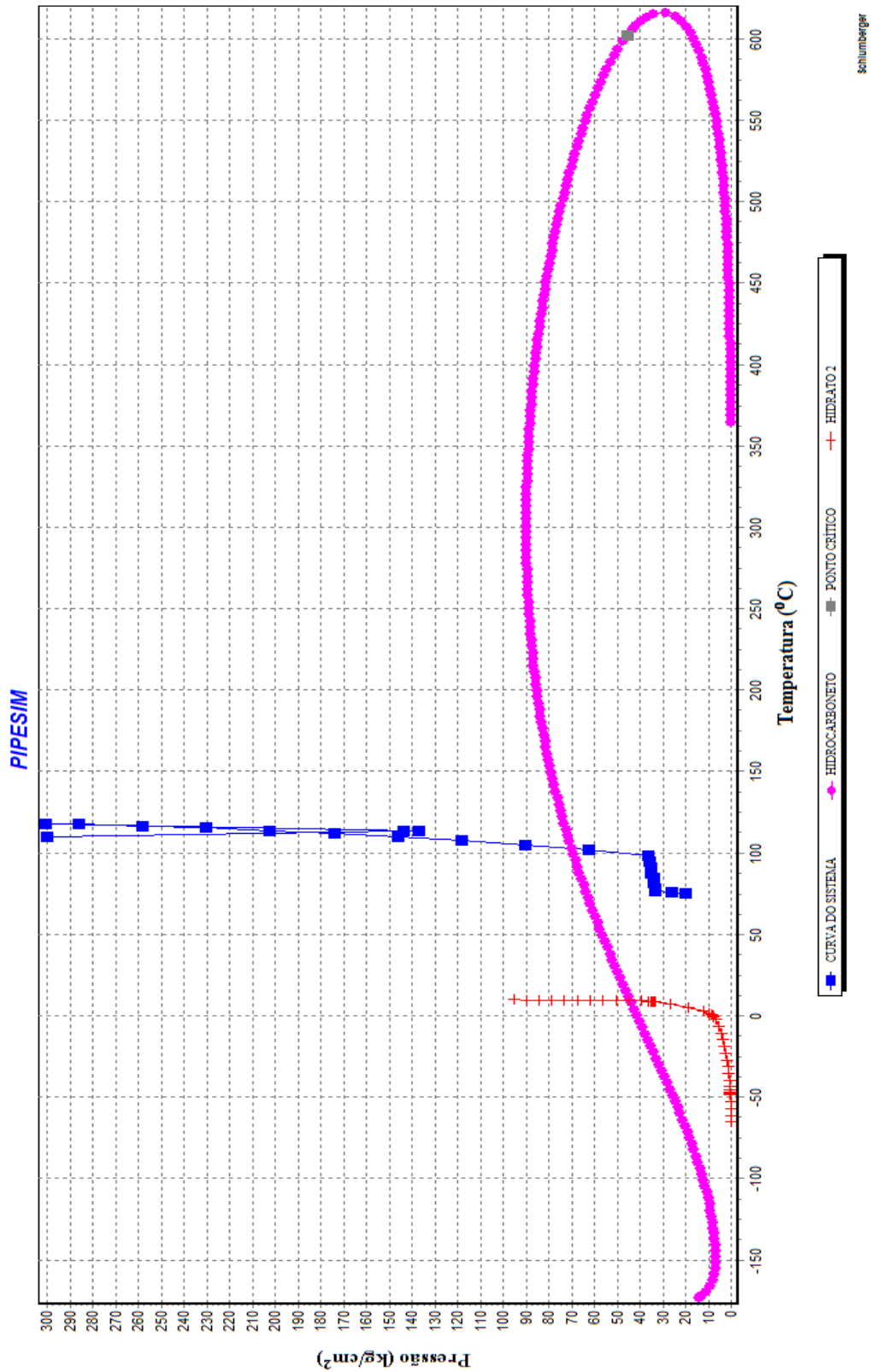


Figura 41- Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Sistema Definitivo – 5 anos.



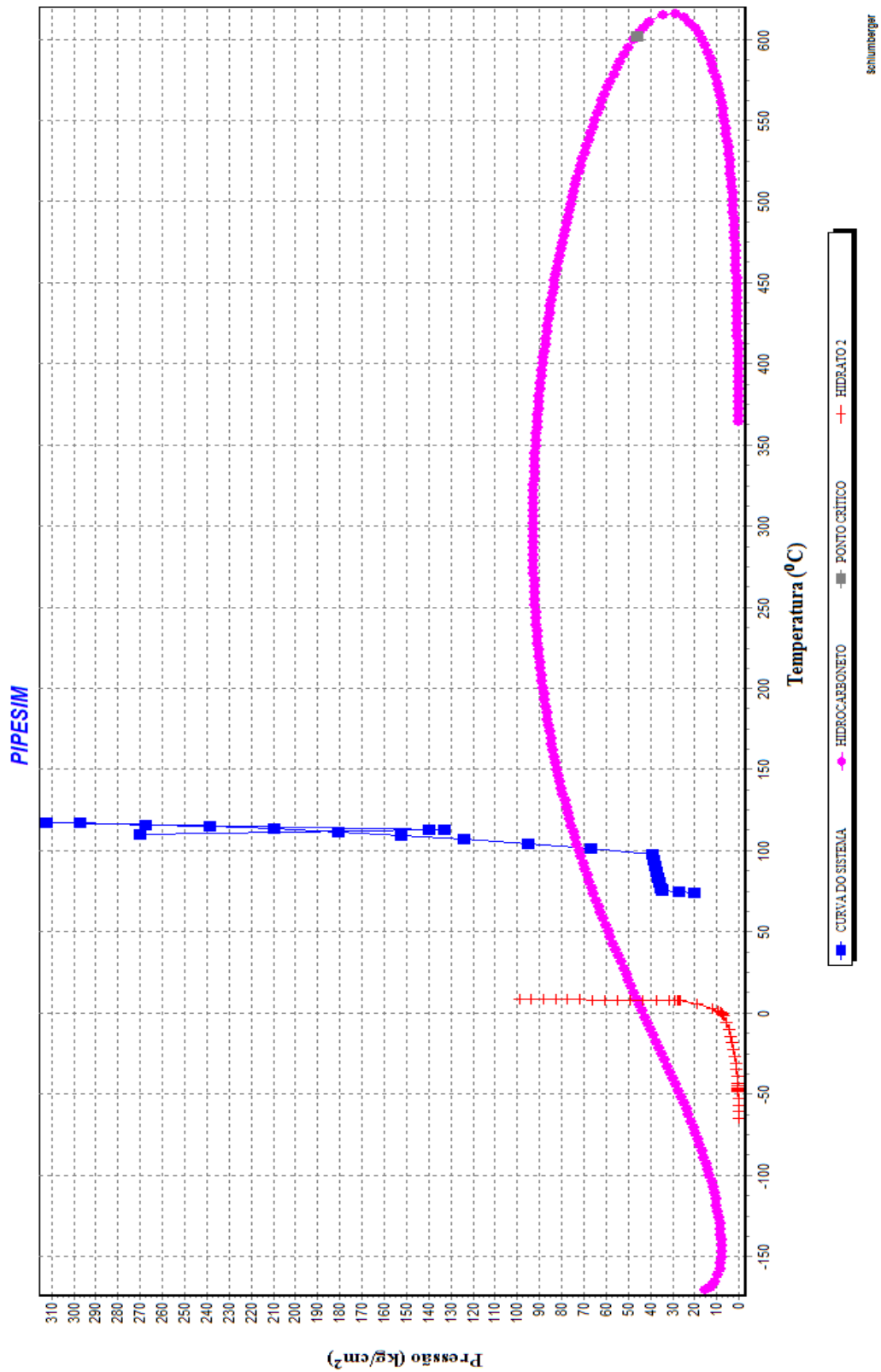
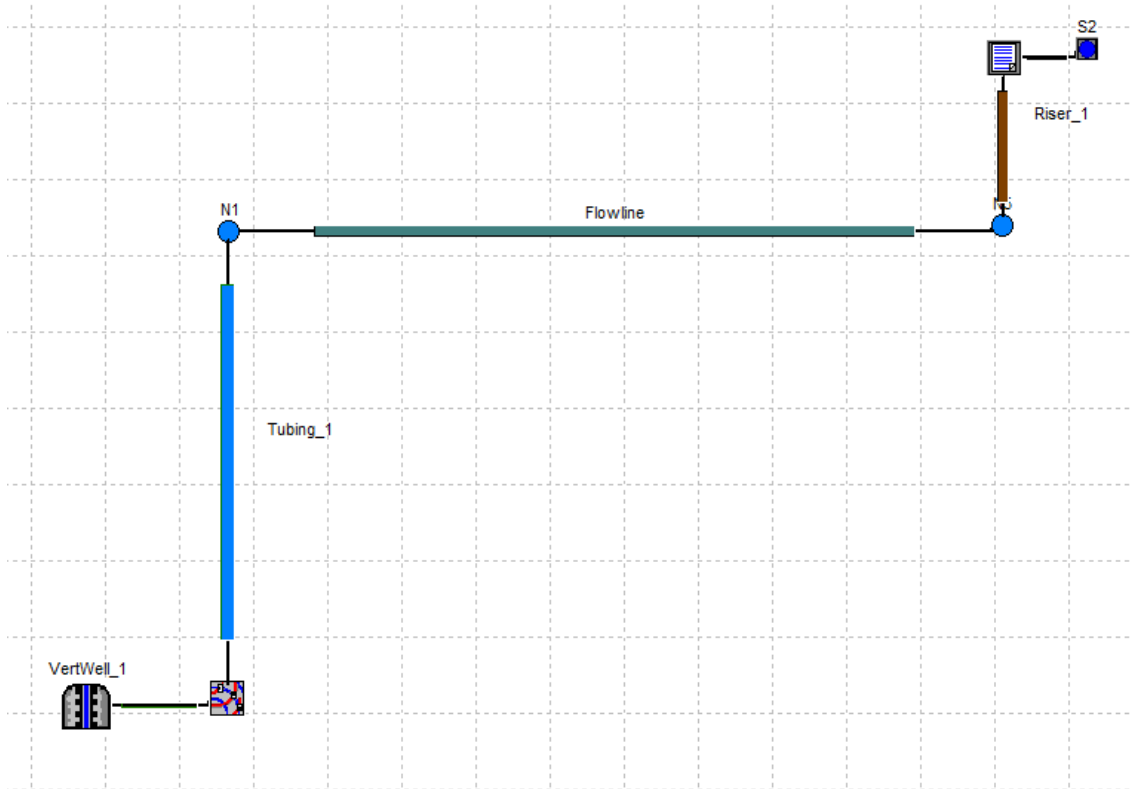


Figura 42 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Sistema Definitivo – 10 anos.

Para fins ilustrativos, trataremos de um exemplo onde ocorre a formação de hidratos. Todos os dados, exceto a coluna de produção, são diferentes do modelo anterior e o sistema está esquematicamente representado na Figura 43 a seguir.



**Figura 43 - Configuração do Sistema para o Exemplo de Formação de Hidratos**

Para esse exemplo, as condições de reservatório são outras,  $224\text{kgf/cm}^2$  de pressão e temperatura de  $77^\circ\text{C}$ . A lâmina d'água é de aproximadamente 1200m com a temperatura variando de  $4^\circ\text{C}$ , no fundo do mar, a  $20^\circ\text{C}$ , no topo do riser. A flowline tem 1000m de extensão e condutividade térmica efetiva de  $45\text{W/m/K}$ , assim como o riser. A composição do fluido está descrita na Tabela 6.

**Tabela 6 - Composição do Fluido para o Exemplo de Formação de Hidrato**

<b>Componentes</b>	<b>MW</b> g/mol	<b>Monofásico</b> Mole%
<b>CO<sub>2</sub></b>	44,01	0,166322
<b>H<sub>2</sub>S</b>	34,08	0
<b>N<sub>2</sub></b>	28,01	0,718657
<b>C1</b>	16,04	16,77086
<b>C2</b>	30,07	5,598823
<b>C3</b>	44,1	6,099877
<b>i-C4</b>	58,12	2,17253
<b>n-C4</b>	58,12	3,306024
<b>i-C5</b>	72,15	1,369619
<b>n-C5</b>	72,15	1,750069
<b>C6</b>	84	2,788515
<b>Mciclo-pentano</b>	84,16	0,347902
<b>Benzeno</b>	78,11	0,70284
<b>Ciclohexano</b>	84,16	0,413133
<b>C7</b>	96	2,97369
<b>Mciclo-hexano</b>	98,19	0,931848
<b>Tolueno</b>	92,14	0,198607
<b>C8</b>	107	3,591516
<b>C2-Benzeno</b>	106,17	0,068945
<b>m&amp;p-Xileno</b>	106,17	0,310251
<b>o-Xileno</b>	106,17	0,189598
<b>C9</b>	121	3,312082
<b>C10</b>	134	3,687239
<b>C11</b>	147	3,186874
<b>C12</b>	161	2,716529
<b>C13</b>	175	2,927941
<b>C14</b>	190	2,561948
<b>C15</b>	206	2,629462
<b>C16</b>	222	2,110228
<b>C17</b>	237	1,914898
<b>C18</b>	251	1,968486
<b>C19</b>	263	1,795173
<b>C20+</b>	275	21,35207

Como no estudo de caso, o pseudocomponente C20+ deve ser caracterizado. Suas propriedades estão expostas na Tabela 7.

**Tabela 7 - Propriedades do C20+ para o Exemplo de Formação de Hidrato**

Propriedades	
Densidade	0,979
Massa Molecular	590
Pressão Pseudocrítica [kgf/cm <sup>2</sup> ]	9,59
Temperatura Pseudocrítica [°C]	687,11
Fator Acêntrico	1,1991

Após inserir todos os dados no modelo de simulação, foi gerado o envelope de fases com a curva de formação de hidratos tipo 2 e a curva de pressão e temperatura do sistema. Para facilitar a visualização, a figura foi ampliada.

Pode-se notar que há pontos da curva de pressão e temperatura do sistema que se encontram à esquerda da curva de formação de hidratos, logo as instalações estão sujeitas ao plugueamento por hidratos.

Feita a detecção do problema, é preciso propor uma medida para evitá-lo. Além da injeção de químicos, que desloca a curva de hidrato para a esquerda, pode-se optar pelo isolamento dos dutos, que reduz as perdas de calor do fluido e a conseqüente formação de hidratos.

Nesse exemplo foi escolhida a opção do isolamento. Foi utilizada uma camada de polipropileno com espessura de 60mm e condutividade térmica efetiva igual a 0,2249W/m/K como revestimento externo da *flowline*. O perfil de pressão e temperatura foi rodado novamente e o resultado pode ser visto na Figura 45 também ampliada.

Como é possível perceber, o isolamento na *flowline* foi capaz de deslocar a curva do sistema para fora do envelope de hidrato e portanto é uma opção para solucionar o problema.

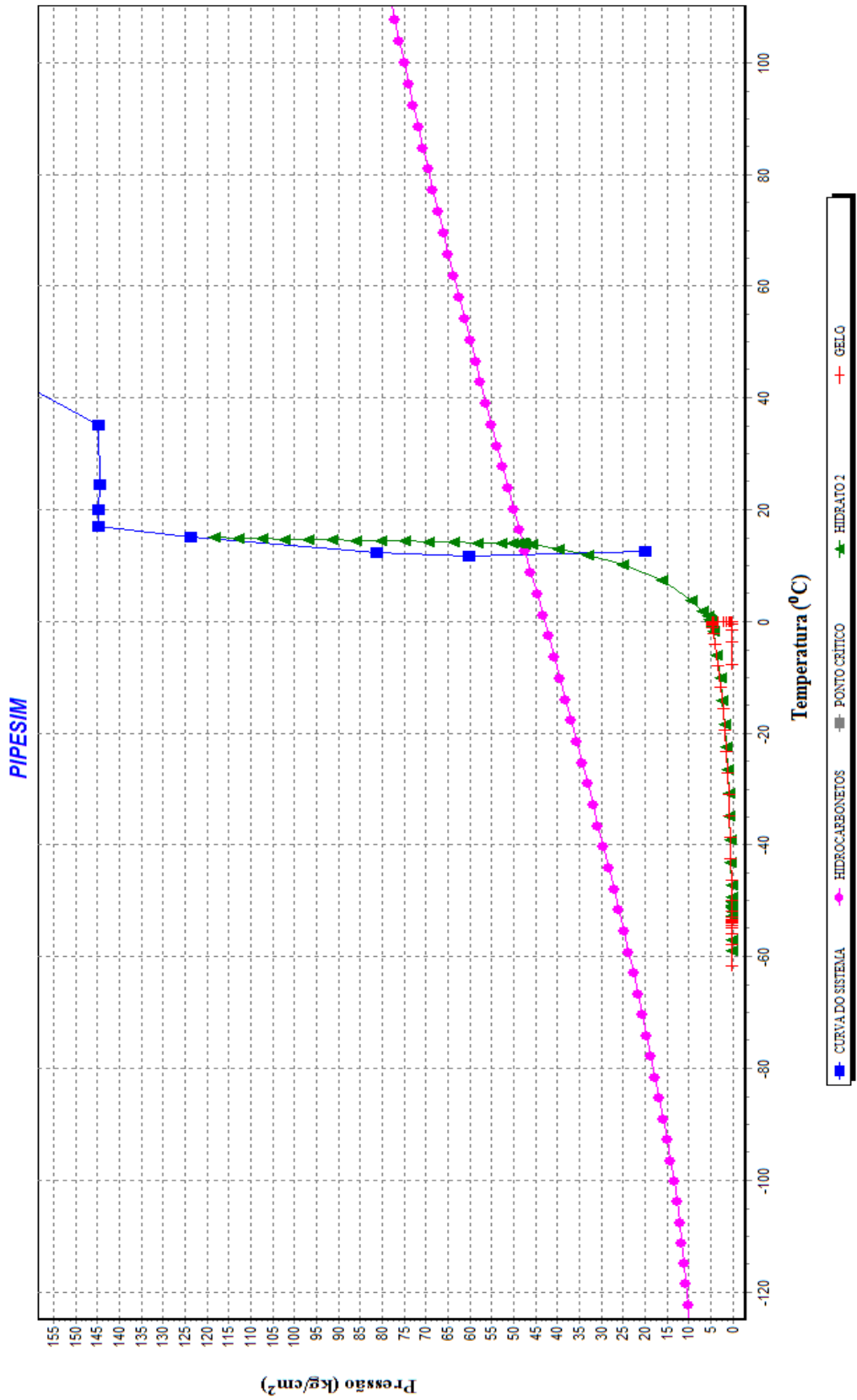


Figura 44 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema e Curva de Formação de Hidratos para o Exemplo de Formação de Hidratos.

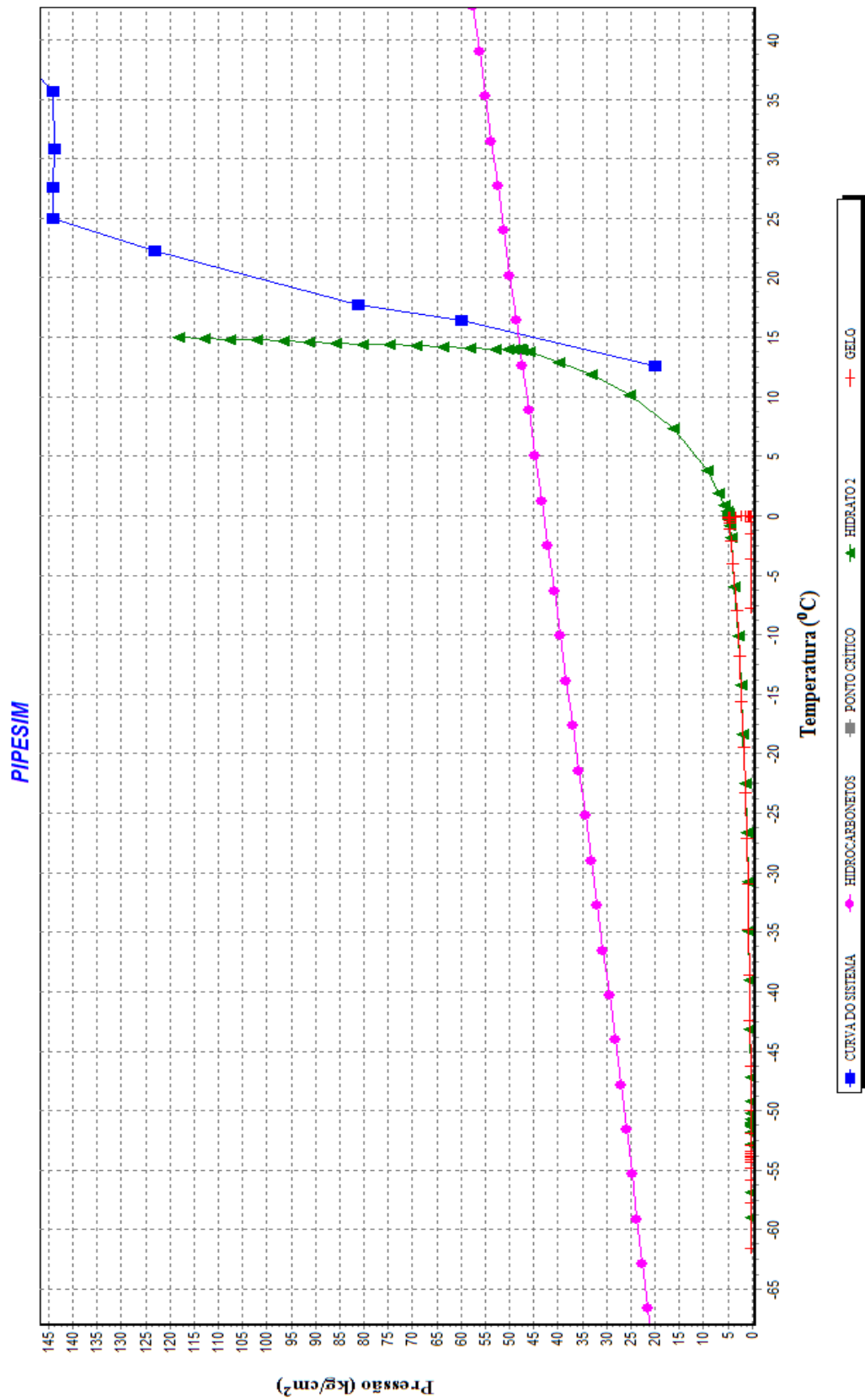


Figura 45 - Curva de Pressão e Temperatura do Sistema com Isolamento e Curva de Formação de Hidratos para o Exemplo de Formação de Hidratos.

## 5.6.2. Asfalteno

A predição sobre a precipitação de asfaltenos será feita através da interpretação do resultado da análise SARA, exposto no item 5.3.

Estudos recentes mostraram que:

- a estabilidade dos asfaltenos pode ser quantificada pela medição da diferença do RI (*Refractive Index*) do óleo no início da precipitação e o  $P_{RI}$ , que é o RI de uma mistura de óleo e a menor quantidade de heptano na qual a precipitação de asfaltenos pode ser observada ao microscópico (320X);
- as resinas conferem maior estabilidade aos asfaltenos.

O RI de cada óleo é obtido pela da média ponderada do RI de cada fração.

Um estudo realizado por Tianguang Fan, Jianxin Wang e Jill S. Buckley com 67 óleos diferentes mostrou a influência dos compostos saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos no valor do RI. Essa influência pode ser vista no Apêndice A.

No estudo citado, foi possível obter um valor médio de  $P_{RI}$  igual a 1,44 e a fórmula a seguir foi elaborada para a obtenção do RI, utilizando os resultados da análise SARA.

$$RI_{\text{óleo}} \approx \frac{(S \times 1,4452 + A \times 1,4982 + (R + As) \times 1,6624)}{100}$$

Onde: S = wt% de saturados

A = wt% de aromáticos

R = wt% de resinas

As = wt% de asfaltenos

A predição da estabilidade pode ser feita através do cálculo do  $\Delta RI = RI_{\text{óleo}} - P_{RI}$ , usando o  $P_{RI}$  médio de 1,44. Não é possível traçar envelopes exatos, entretanto foi observado que óleos com  $\Delta RI < 0,04$  ou  $0,05$  têm grandes chances de ter problemas com asfaltenos e óleos com  $\Delta RI > 0,06$  têm grande probabilidade de possuir asfaltenos estáveis.

Para o óleo do Estudo de Caso proposto nesse trabalho, verificamos 43,8%wt de saturados, 27,9%wt de aromáticos, 18,6%wt de resinas e 9,1%wt de asfaltenos. Através da fórmula proposta, obteve-se um RI = 1,51 e um  $\Delta RI = 1,51 - 1,44 = 0,07$ . Portanto, não é prevista a precipitação de asfaltenos.

A explicação para tal, é que, apesar de ter uma parcela significativa de asfaleno, 9,1%wt, o óleo conta com uma elevada concentração de resinas, 18,6%wt, o que garante a estabilidade desse composto. A resina solubiliza o asfaleno no óleo, evitando que o abaixamento de pressão seja responsável pela sua precipitação. Como tratamos de um óleo pesado, 18ºAPI, esse comportamento é esperado para toda a vida produtiva do campo. A injeção de inibidores de asfaltenos não é recomendada, entretanto, para maior segurança, recomenda-se a passagens programadas de pig, que atuarão na limpeza dos dutos removendo os compostos sólidos que venham a aderir às paredes dos mesmos.

### 5.6.3. Emulsão e Viscosidade

A análise da viscosidade da emulsão foi realizada através do PIPESIM e a correlação escolhida foi a Woelflin, que tem ampla aplicação e é uma das mais utilizadas entre os engenheiros de produção. Entretanto, tende a fazer uma análise pessimista quando se trata de *watercuts* maiores que 40%, indicando perdas de carga maiores do que as que realmente ocorrem.

A correlação Woelflin assume que, quando o *watercut* é igual a 0%, a viscosidade do fluido é igual à viscosidade do óleo naquelas condições de temperatura e pressão. Conforme o *watercut* aumenta com o tempo de produção, o valor a ser calculado passa a ser a viscosidade da emulsão. A viscosidade da emulsão é calculada pela fórmula a seguir:

$$\mu_m = \mu_o \times (1 + 0,0023V_w^{2,2})$$

Onde:  $\mu_o$  = viscosidade do óleo

$V_w$  = *watercut*

Nas Figuras 46, 47 e 48 a seguir, são apresentados os valores da viscosidade do fluido para o TLD (*watercut* de 0%), para 5 anos de produção (*watercut* de 50%) e para 10 anos de produção (*watercut* de 70%), respectivamente.



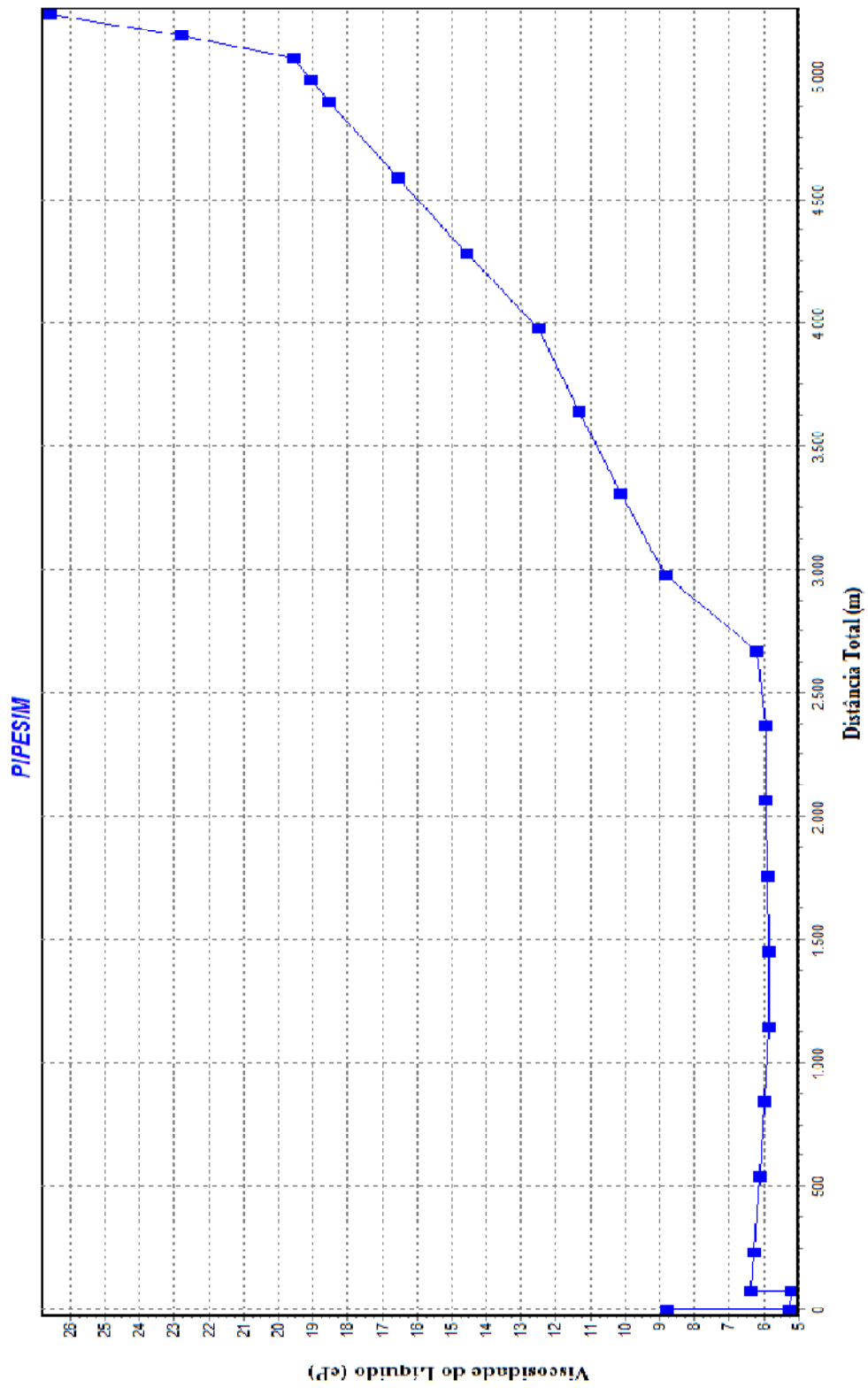


Figura 46 - Viscosidade do fluido para o TLD

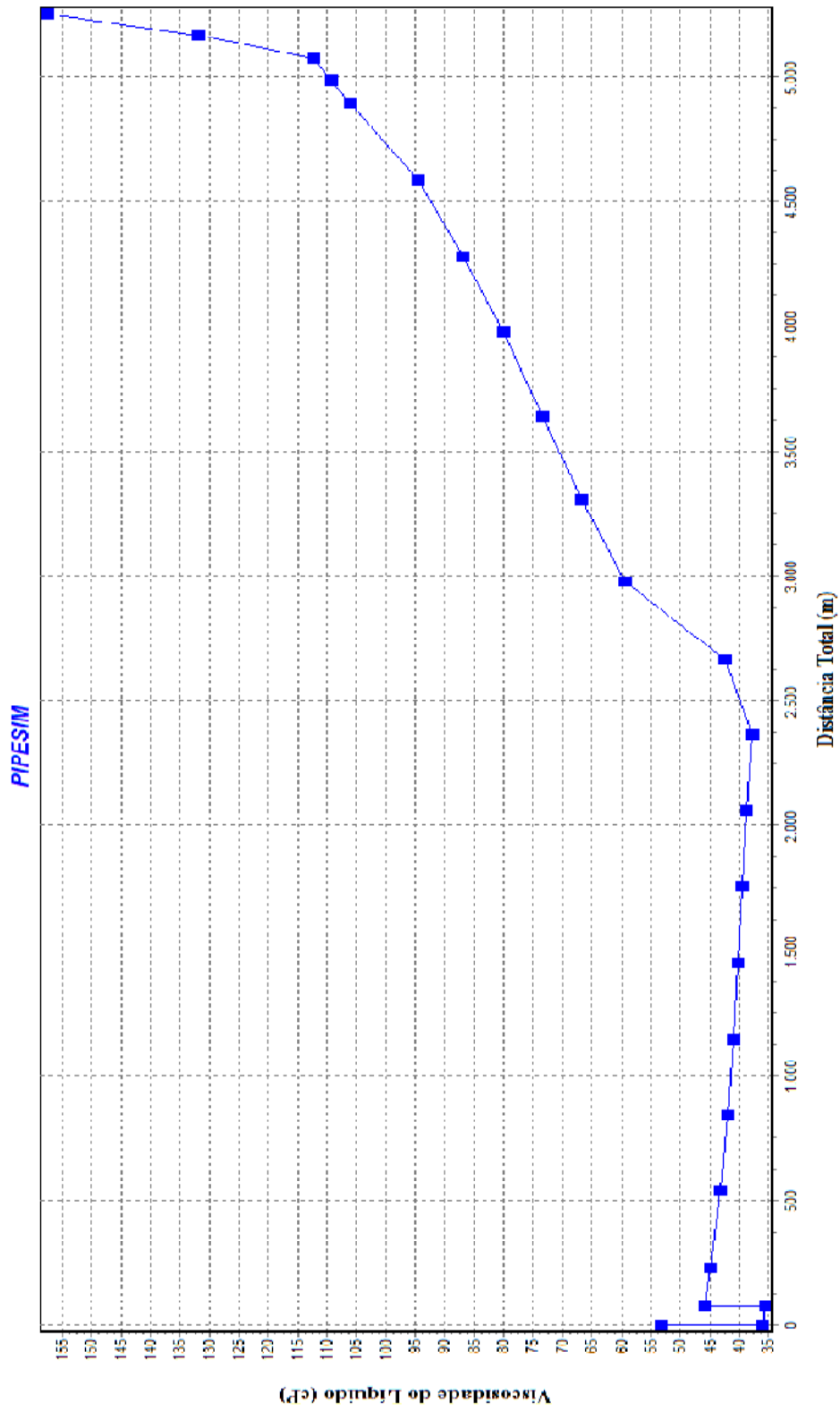


Figura 47 - Viscosidade do fluido para o Sistema Definitivo - 5 anos

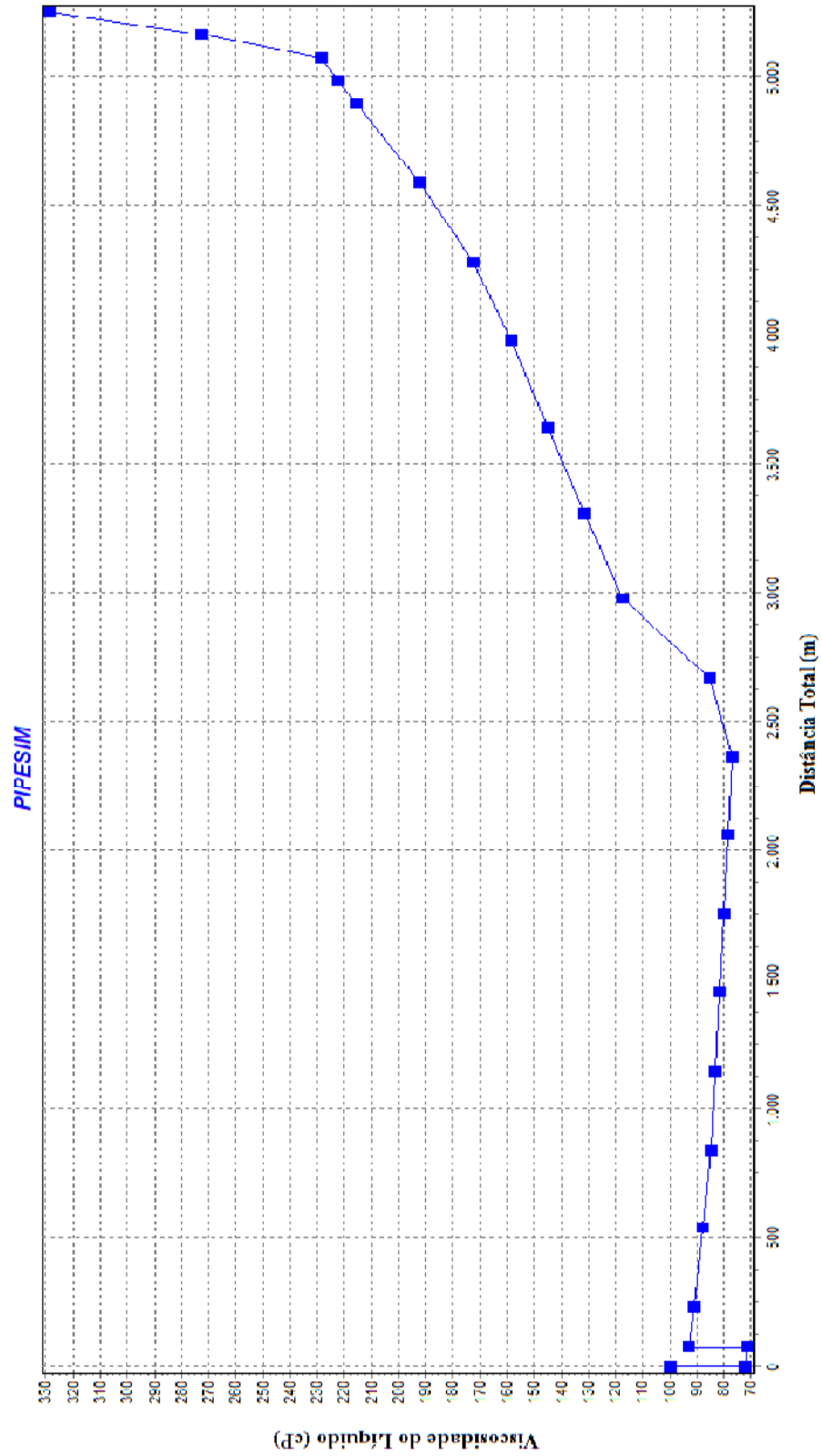


Figura 48 - Viscosidade do fluido para o Sistema Definitivo - 10 anos

Mediante a análise dos valores apresentados, pode-se notar que, devido à elevada temperatura ao longo do escoamento, não há grandes problemas com a viscosidade da emulsão. Entretanto, a injeção de desmulsificantes é uma prática recomendável para óleos pesados e auxilia no processamento dos fluidos.

#### **5.6.4. Incrustações**

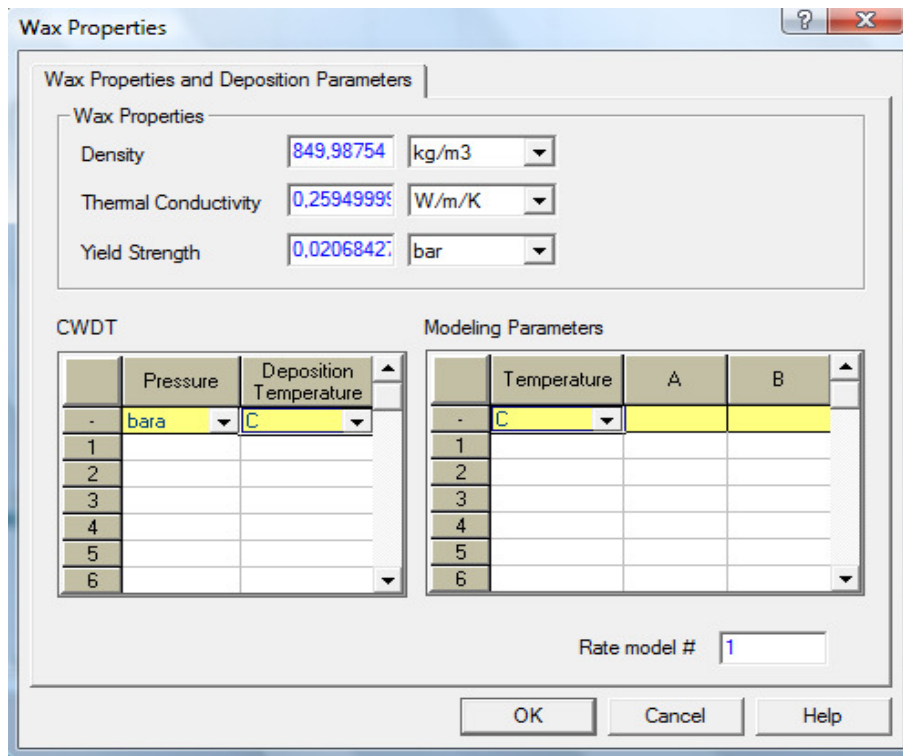
A análise da água apresentada na Tabela 4 mostra um elevado TDS (Total Dissolved Solids), 187000mg/L, o que, somado à grande concentração de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S no fluido, significa grande potencial de deposição de Carbonato de Cálcio e Sulfatos de Bário e Estrôncio. Outro fator agravante é o fato do reservatório ser carbonático.

Além disso, o grande diferencial de pressão observado na bomba e a temperatura elevada do motor aumentam o potencial de incrustação. A presença de incrustação na bomba provoca o travamento do seu eixo e a deposição desses sólidos no motor dificulta o seu resfriamento pelo fluido, levando-o ao superaquecimento. Esses fenômenos diminuem a vida útil do conjunto.

Como a incrustação está diretamente relacionada à água produzida, qualquer percentual da mesma no fluido, por menor que seja, causará problemas ao BCSS. Sendo assim, é imprescindível a injeção contínua de inibidores abaixo da bomba.

#### **5.6.5. Parafinas**

A predição do potencial de parafinas foi realizada através da ferramenta *Wax Deposition* do PIPESIM. São disponibilizados dois métodos para essa análise, um deles desenvolvido pela Shell e outro desenvolvido pela BP. Neste trabalho o método utilizado foi o da *Shell*, que leva em consideração a densidade, a condutividade térmica e o limite de escoamento da parafina. As propriedades *default* do *software*, apresentadas na Figura 49, foram utilizadas.



**Figura 49 - Propriedades da parafina**

A predição para as três etapas analisadas nesse estudo de caso resultou em gráficos iguais, que está representado na figura 50.

Apesar de se tratar de um óleo parafínico, a temperatura para aparecimento de cristais (TIAC) é de 19°C. Como a menor temperatura apresentada pelo fluido ao longo do escoamento é de 67°C, a TIAC não é atingida e não há deposição.

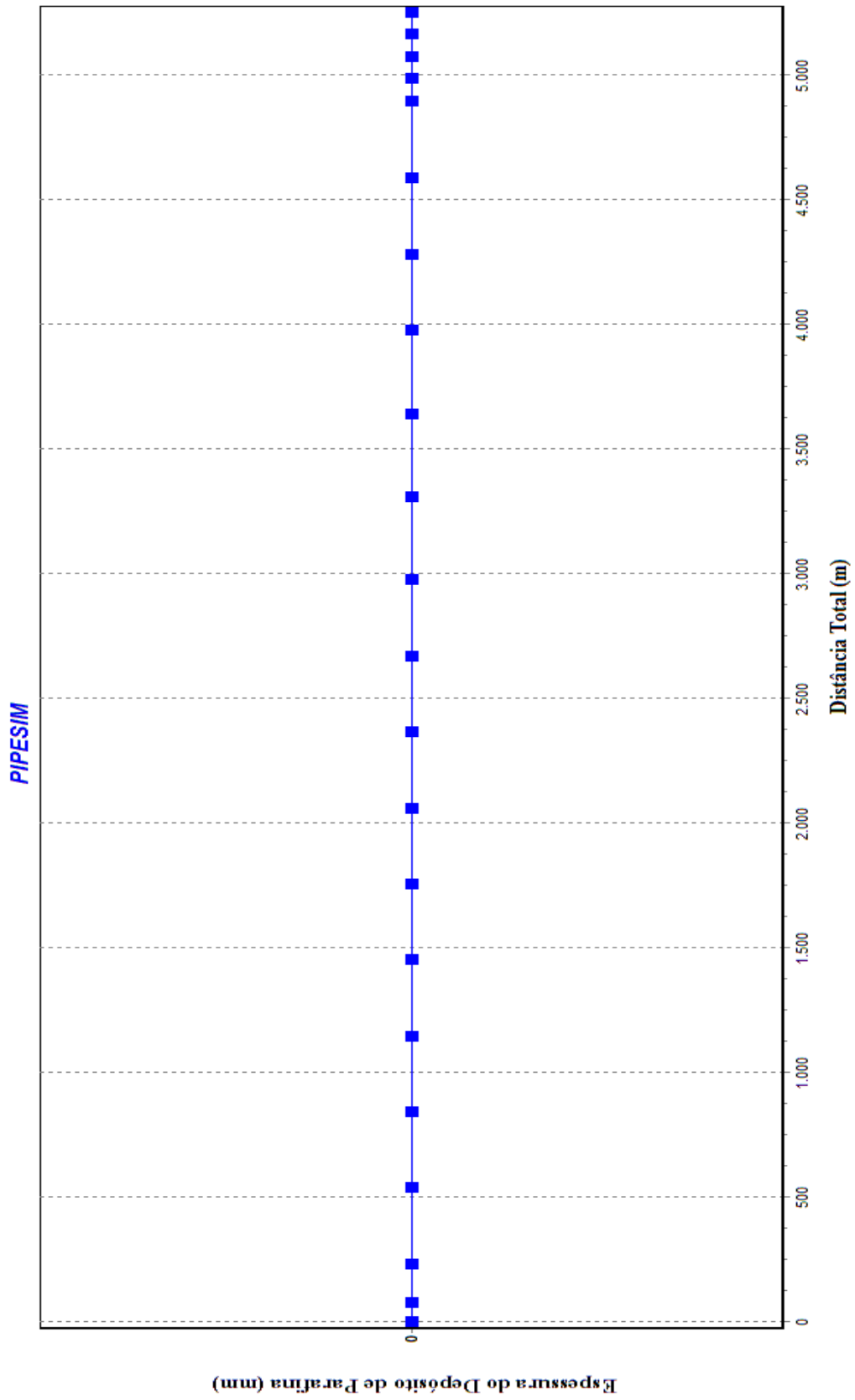


Figura 50 - Deposição de Parafina para as fases TLD, 5 anos e 10 anos de Produção

### 5.6.6. Corrosão

A mesma análise PVT que resultou na composição do fluido monofásico, apresentada na Tabela 1, forneceu os percentuais em mols dos componentes na fase gasosa. Para a análise do potencial de corrosão, nos importa saber apenas os percentuais molares do CO<sub>2</sub> e do H<sub>2</sub>S, que são 12% e 300 ppm, respectivamente. Esses percentuais significam um risco elevado de corrosão e a pressão de 341kgf/cm<sup>2</sup> do reservatório indica altas pressões parciais, o que favorece a corrosão por tensão.

Somado a isso, pode-se verificar na água produzida uma concentração de 87390mg/L de cloretos, fator que contribui para o fenômeno.

Para mitigar o problema, recomenda-se a injeção de sequestrantes de H<sub>2</sub>S na árvore de natal. O objetivo é proteger as linhas de produção, uma vez que o material utilizado será o aço inox 316, não resistente à corrosão. Já para a coluna de produção, deverá ser utilizado o 13Cr, resistente à corrosão, o que dispensa a injeção de sequestrantes no fundo do poço.

## 6. Conclusão

O presente trabalho mostrou a importância do Estudo de Garantia do Escoamento para o correto dimensionamento do sistema de produção. Pode-se perceber que, se não fossem feitas as devidas previsões dos fenômenos relacionados, problemas como o dano das linhas pelas elevadas temperaturas e pela corrosão poderiam ter ocorrido. Além disso, um mínimo percentual de água produzida sem a injeção de inibidores de incrustação poderia resultar na perda do conjunto BCSS e na conseqüente paralisação da produção, o que significaria um grande impacto econômico para o projeto.

As simulações realizadas no *software* comercial PIPESIM, juntamente com as correlações, apresentaram resultados bastante expressivos e dentro do esperado para as características do reservatório e do fluido em questão, o que comprova a sua grande aplicação e eficácia quando se trata de simulações de escoamento. Entretanto, é necessário que os engenheiros de produção detenham conhecimento e experiência para interpretar os dados fornecidos pelo simulador de maneira crítica, não tomando como verdade absoluta os seus resultados.

Como sugestão para trabalhos futuros, podem ser realizadas simulações para medir os potenciais de incrustação e corrosão através de outros *softwares*, uma vez que o PIPESIM não abrange esses casos.



## 7. Referências Bibliográficas

ABNEY, Laurence. **A New Approach to Flowline Active Heating**, SPE 133370, 2010

AHMED, Tarek. **Hydrocarbon Phase Behaviour**, 7<sup>o</sup> volume, Houston, Gulf Publishing Company, 1989, 424 p.

AKBARZADEH, Kamran, RATULOWSKI, John, DAVIES, Tara. **The Importance of Deposition Measurements in the Simulation and Design of Subsea Pipelines**, SPE 115131, 2008

ALBOUDWAREJ, H., HUO, Z., KEMPTON, E. **Flow-Assurance Aspects of Subsea Systems Design for Production of Waxy Crude Oils**, SPE 103242, 2006

BIAO, Wang, LIJIAN, Dong. **Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition**, SPE 29954, 1995

BOMBA, John G. **Offshore Pipeline Transport of Waxy Crude Oils**, SPE 14622, 1986

BRATLAND, Ove. **Pipe Flow 2 Multi-phase Flow Assurance**, Norway, 355 p.

CAMARGO, R.M.T, GONÇALVES, M.A.L., MONTESANTI, J.R.T., CARDOSO, C.A.B.R., MINAMI, K. **A Perspective View of Flow Assurance in Deepwater Fields in Brazil**, OTC 16687, 2004

CHEKANI, M, MACKAY, E.J. **Impact on Scale Management of the Engineered Depressurization of Waterflooded Reservoirs: Risk Assessment Principles and Case Study**, SPE Production & Operations, Maio 2006

COCHRAN, Steven. **Hydrate Control and Remediation Best Practices in Deepwater Oil Developments**, OTC 15255, 2003

COUTINHO, João A.P., EDMONDS, Beryl, MOORWOOD, Tony, SZEZEPANSKI, Richard, ZHANG, Xiaohong. **Reliable Wax Predictions for Flow Assurance**, SPE 78324, 2002

CRABTREE, Mike, ESLINGER, David, FLETCHER, Phil, MILLER, Matt, JOHNSON, Ashley, KING, George. **Fighting Scale – Removal and Prevention**, Oilfield Review, Autumn 1999, 30-45 p.

DANESH, Ali. **PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids**, Amsterdam, Elsevier, 1998, 388 p.

EDEN, D.C., ESAKLUL, K.A. **Deepwater Corrosion Monitoring: Challenges and Progress**, Paper 04153, 2004

FAN, T., WANG, J., BUCKLEY, J.S. **Evaluating Crude Oils by SARA Analysis**, SPE 75228, 2002

FIROOZABADI, Abbas. **Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs**, 1<sup>a</sup> edição, McGraw Hill, 1999, 354 p.

GOMES, M.G.F.M., PEREIRA, F.B., LINO, A.C.F., **Solutions and Procedures to Assure the Flow in Deepwater Conditions**, OTC 8229, 1996

GRAHAM, A.L., BOAK, L.S., NEVILLE, A., SORBIE, K.S. **How Minimum Inhibitor Concentration (MIC) and Sub-MIC Concentrations Affect Bulk Precipitation and Surface Scaling Rates**, SPE Production & Operations, Fevereiro 2006

GREGG, M.R., RAMACHANDRAN, S. **Review of Corrosion Inhibitor Developments and Testing for Offshore Oil and Gas Production Systems**, Paper 04422, 2004

HEINEMANN, Zóltan. E., WEINHARDT, Brigitte. E.. **Reservoir Fluids**, 2<sup>o</sup> volume, Leoben, Montanuniversität Leoben, 2004, 147 p.

HILBERT, Jessica. **Flow Assurance: Wax Deposition and Gelling in Subsea Oil Pipelines**, SPE 133948, 2010

HSU, J.J.C., BRUBAKER, J.P. **A New Method for Evaluating Wax Inhibitors and Drag Reducers**, OTC 7775, 1995

KAN, Amy T., FU, Gongmin, TOMSON, Mason B., AL-THUBAITI, Musaed, XIAO, Alan J. **Factors Affecting Scale Inhibitor Retention in Carbonate-Rich Formation During Squeeze Treatment**, SPE Journal, Setembro 2004

KOKAL, Sunil, AL-GHAMDI, Abdullah, MEERANPILLAI, N.S. **An Investigative Study of Potential Emulsion Problems Before Field Development**, SPE Projects, Facilities and Construction, Março 2007

LANGEVIN, D., POTEAU, S., HÉNAUT, I., ARGILIER, J.F. **Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation**, Volume 59, N° 5, Oil & Gas Science and Technology, 2004, 511-521 p.

MINAMI, K., KURBAN, A.P.A., KUCKPIL, C. **Ensuring Flow and Production in Deepwater Environments**, OTC 11035, 1999

NEWBERRY, M.E., ADDISON, G.E., BARKER, K.M. **Paraffin Control in the Northern Michigan Niagaran Reed Trend**, SPE 13230, 1986

RIPPON, I.J., THOMAS, M.J.J.S. **Selection of Corrosion Control Options to Optimise Production Field Development**, Paper 02278, 2002

ROMERO, C., BAZIN, B., ZAITOUN, A., LEAL-CALDERON, F. **Behaviour of a Scale Inhibitor Water-in-Oil Emulsion in Porous Media**, SPE Production & Operations, Maio 2007

ROSSI, N.C.M.D., **Elevação Natural de Petróleo**, 2002

SILVA, Mariana C.C.da. **Estudo de Escoamento e Garantia de Escoamento de um poço de gás de alta vazão e longo tie-back**, 105 f., Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo), Curso de Engenharia de Petróleo da UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

SINGH, B., KRISHNATHASAN, K. **Pragmatic Effects of Flow on Corrosion Prediction**, Paper 09275, 2009

SMITH, H. Vernon, ARNOLD, Kenneth E. **Crude Oil Emulsions**, Petroleum Engineering Handbook, Chapter 19, SPE 1987-19

STANDING, M. B. **Volumetric and Phase Behaviour of Oil Field Hydrocarbon Systems**, 9ª edição, Dallas, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981, 135 p.

UNICAMP, **A Fração Pesada de Petróleo e Gás Natural: Propriedades e Implicações**, Disponível em: [http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE21/artigo\\_rahoma.htm](http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE21/artigo_rahoma.htm) , Acessado em 16/01/2011

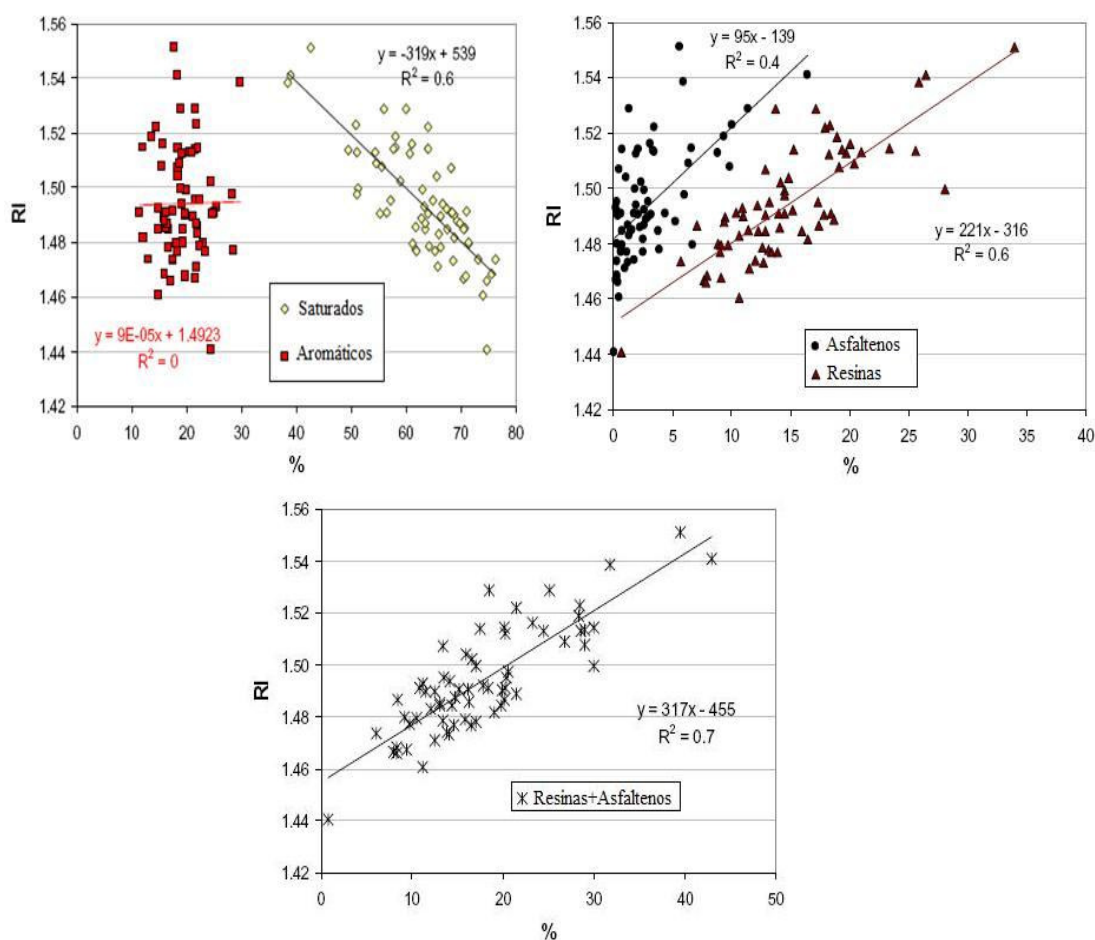
ZEMPLAK, Z., KORTASH, B. **You`ve got “Scale!” – Developments in Well-Bore Remediation Technology**, Paper 2000-61, 2000

ZÍLIO, E.L., PINTO, U.B. **Identificação e Distribuição dos Principais Grupos de Compostos Presentes nos Petróleos Brasileiros**, Bol. Téc. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2002

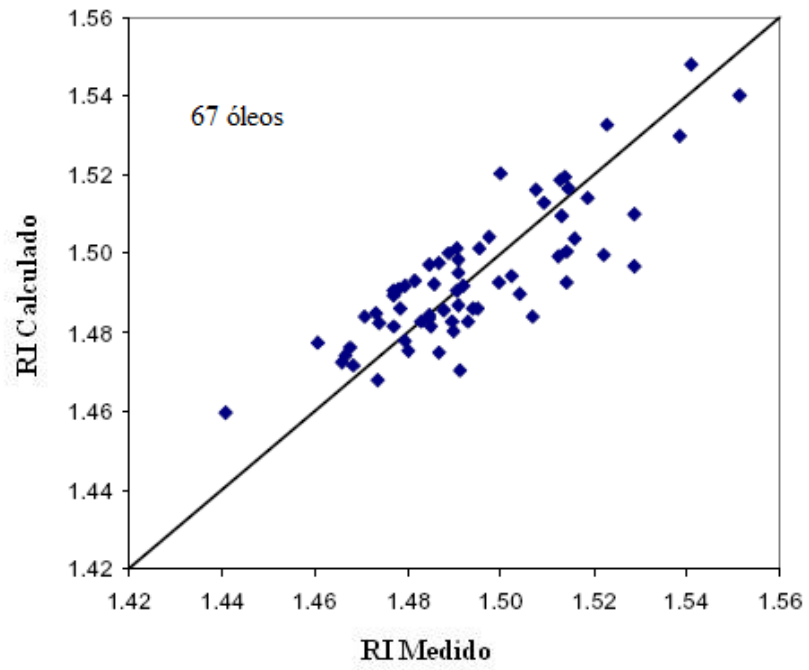
## Apêndice A

O estudo proposto por Tianguang Fan, Jianxin Wang e Jill S. Buckley mostrou a influência dos compostos pesados do petróleo no RI. A Figura 51 mostra que o percentual de aromáticos pouco influencia no valor do RI. Já o percentual de saturados é inversamente proporcional ao RI, enquanto que o percentual de resinas e asfaltenos é diretamente proporcional. A figura mostra ainda que os percentuais de resinas e asfaltenos somados formam uma melhor correlação com o RI que os percentuais desses compostos separados.

A Figura 52 mostra a relação entre os valores de RI medidos e calculados. Pode-se notar que não há grandes discrepâncias, logo a fórmula apresenta resultados representativos.



**Figura 51 - Influência dos percentuais de Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos no RI. (Fonte: Tianguang Fan, Jianxin Wang, Jill S. Buckley)**



**Figura 52 - Relação entre o RI Calculado e o RI Medido (Fonte: Tianguang Fan, Jianxin Wang, Jill S. Buckley)**