



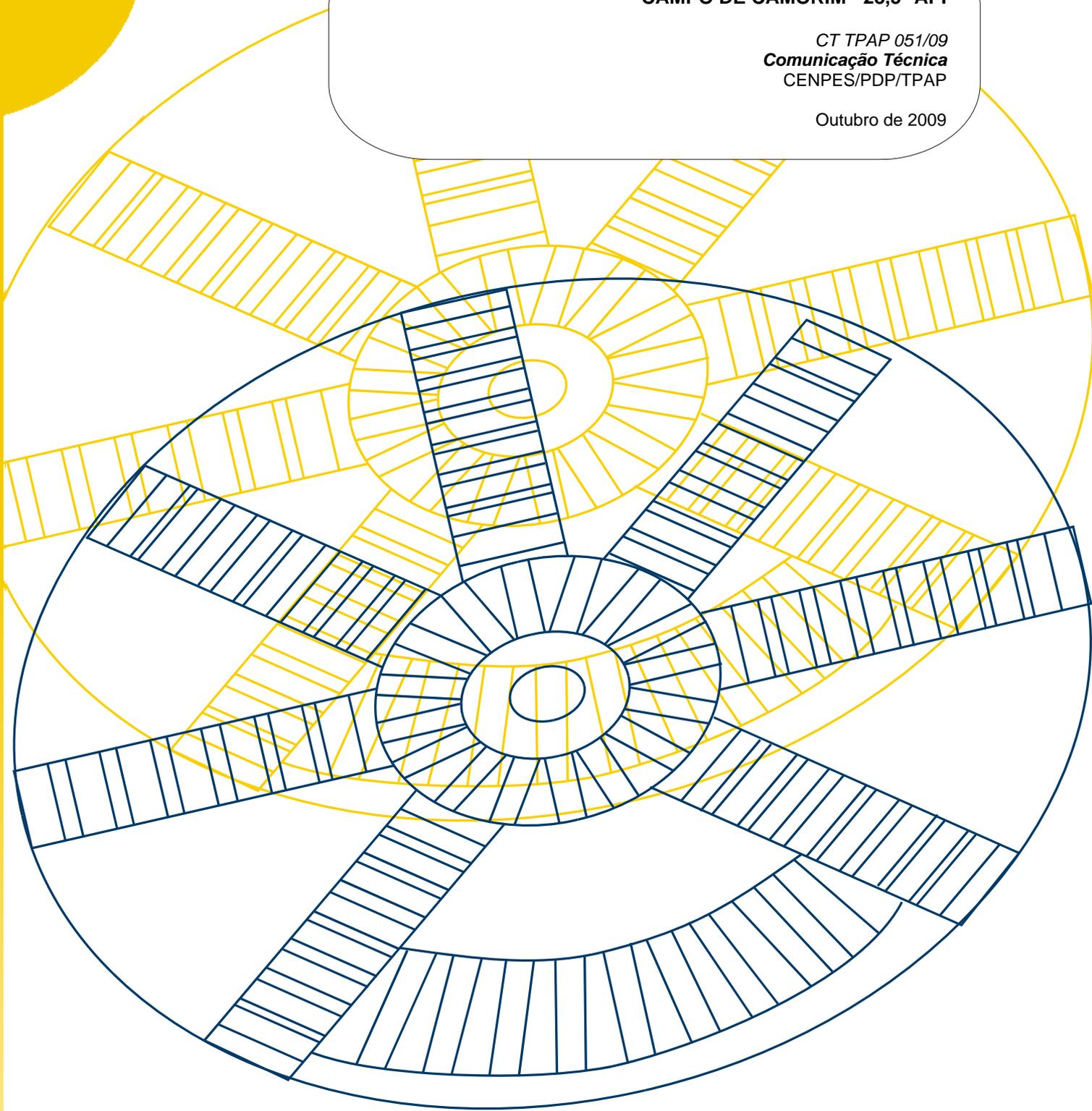
PETROBRAS

CONFIDENCIAL

**AVALIAÇÃO PRELIMINAR COM PEV DO PETRÓLEO
CAMPO DE CAMORIM - 28,5 °API**

CT TPAP 051/09
Comunicação Técnica
CENPES/PDP/TPAP

Outubro de 2009



CENPES

**Centro de Pesquisas e Desenvolvimento
Leopoldo A. Miguez de Mello**

CENTRO DE PESQUISAS E DESENVOLVIMENTO LEOPOLDO A. MIGUEZ DE MELLO
P&D DE PRODUÇÃO
Tecnologia de Processamento Primário e Avaliação de Petróleos

AG-SP-19-885059_AVP

**AVALIAÇÃO PRELIMINAR COM PEV DO PETRÓLEO CAMPO DE
CAMORIM - 28,5 °API**

CT TPAP 051/09

(Comunicação Técnica)

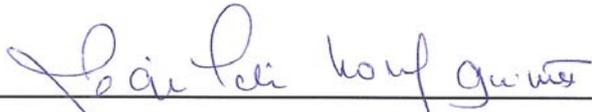
Referência: CT TAP - 032/01

Relatoras

Maria do Socorro Araujo Justo da Silva
Regina Celia Lourenço Guimarães

(CENPES/PDP/TPAP)

RESPONSÁVEL TÉCNICO



Regina Celia Lourenço Guimarães - CRQ 03211068 - 3° Região

Rio de Janeiro
Outubro de 2009

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
2. Procedimento da Destilação.....	2
3. Propriedades do Petróleo.....	3

ANEXO

I. Tabelas de I a III.....	4
----------------------------	---

1. INTRODUÇÃO

Esta Comunicação Técnica tem como objetivo apresentar os resultados de análise do petróleo Camorim para atender solicitação do IBAMA.

A amostra foi recebida em 25/10/2000, em 1 bombona de 10L, amostrada em 13/10/2000, identificada como Campo de Camorim.

Incluem-se aqui, as principais propriedades do petróleo e a curva de Pontos de Ebulição Verdadeiro (PEV).

2. PROCEDIMENTO DA DESTILAÇÃO

Para a obtenção das curvas PEV, uma carga de aproximadamente 6 L do petróleo, foi fracionada em uma unidade de destilação automática, cujo procedimento se baseia no método ASTM D 2892, com razão de refluxo de 5:1, à pressão atmosférica, até atingir 239° C no vapor. Prosseguindo-se na mesma unidade, com a mesma razão de refluxo à pressão de 50 mm Hg atingiu-se a temperatura de 350°C no vapor. Continuando à pressão de 10 mm Hg foi possível alcançar a temperatura de 360 °C no vapor. Nesta etapa, foram obtidas um total de 17 frações.

O resíduo 360° C foi destilado em uma unidade tipo *Potstill*, que segue a norma ASTM D 5236, à pressão de 5,0 mm Hg, até atingir 571° C no vapor. Nesta etapa, foram obtidas um total de 8 frações.

Em todo processo de destilação foram obtidos um total de 25 frações.

Os rendimentos das frações obtidas variaram entre 2,8 % e 4,7 % em volume, em relação ao petróleo.

A conversão das temperaturas das frações para a pressão atmosférica, obtidas nas destilações, foi efetuada utilizando-se o procedimento descrito no "API Technical Data Book - Petroleum Refining, capítulo 5 (A1.13, A1.14 e A1.15)".

3. PROPRIEDADES DO PETRÓLEO

Na tabela I, são apresentadas as principais características do petróleo analisado.

O petróleo analisado é de base parafínica, segundo a classificação do Bureau of Mines, com K_{UOP} igual a 12,0.

Quanto ao teor de enxofre, o petróleo é classificado como BTE ($< 1\%$ m/m), com um valor de 0,31% m/m.

Quanto ao nitrogênio o petróleo é considerado de baixo teor uma vez que o valor apresentado foi inferior a 0,25 % m/m.

O valor de níquel encontra-se superior ao de vanádio, como ocorre normalmente em petróleos parafínicos de baixo teor de enxofre.

Os dados das destilações são mostrados na tabela II, juntamente com as temperaturas das frações corrigidas. Para a correção das temperaturas, utilizou-se uma regressão polinomial de quinto grau, tendo como premissa o traçado de uma PEV típica.

Recomenda-se, para cálculo de rendimento de quaisquer cortes, utilizarem as temperaturas corrigidas da tabela II ou, alternativamente, as curvas na figura, já que abrangem as correções das temperaturas experimentais apresentadas na tabela II.

ANEXO

TABELAS DE I A III

TABELA I

CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO CAMORIM

DENSIDADE (°API)	28,5	GRAVITY (°API)
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,8807	Specific gravity (at 20/4 °C)
Pressão de vapor Reid (kPa)	(a)	Reid vapor pressure (kPa)
Ponto de fluidez (°C)	18	Pour point (°C)
Viscosidade (mm ² /s)		Viscosity (mm ² /s)
a 40,0 °C	19,94	at 40.0 °C
a 50,0 °C	14,64	at 50.0 °C
a 60,0 °C	11,14	at 60.0 °C
Resíduo de carbono micro (% m/m)	7,6	Micro carbon residue (% m/m)
Cera (% m/m)	6,00	Wax (% m/m)
Asfaltenos (% m/m)	4,5	Asphaltenes (% m/m)
Fator de caracterização	12,0	Characterization factor
Enxofre (% m/m)	0,31	Sulphur (% m/m)
Nitrogênio básico (% m/m)	0,061	Basic nitrogen (% m/m)
Nitrogênio (% m/m)	0,20	Nitrogen (% m/m)
Nº de acidez total (mg KOH/g)	1,20	Total acid number (mg KOH/g)
Metais (mg/kg)		Metals (mg/kg)
níquel	20	nickel
vanádio	< 5	vanadium
Água e sedimentos (% v/v)	4,4	Water and sediments (% v/v)

(a) Amostra não se aplica ao método, não foi a 0°C.

CENPES/PDEAB/TAP - 2001

TABELA II

PETRÓLEO CAMORIM - 28,5 °API

- DADOS DAS DESTILAÇÕES -

FRAÇÃO	TEMP. EXPERIM. FINAL DA FRAÇÃO (°C)	TEMP. CORRIGIDA FINAL DA FRAÇÃO (°C)	RENDIMENTO		RENDIMENTO ACUMULADO		PONTO MÉDIO		DENSIDADE	
			% Vol.	% Massa	% Vol.	% Massa	% Vol.	% Massa	°API	20/4 °C
Leves	15	16	1,5	1,0	1,5	1,0	-	-	-	-
1	80	56	3,1	2,4	4,6	3,4	3,0	2,2	77,0	0,6738
2	94	90	3,1	2,5	7,7	5,9	6,1	4,7	65,4	0,7140
3	118	118	3,0	2,5	10,7	8,4	9,2	7,1	58,3	0,7412
4	135	142	3,0	2,6	13,7	11,0	12,2	9,7	57,0	0,7465
5	153	162	3,0	2,6	16,7	13,6	15,2	12,3	54,0	0,7586
6	172	181	3,1	2,7	19,8	16,3	18,2	15,0	51,2	0,7703
7	195	197	3,1	2,7	22,9	19,0	21,3	17,7	50,7	0,7726
8	218	213	3,0	2,7	25,9	21,7	24,4	20,4	45,6	0,7950
9	239	228	2,9	2,6	28,8	24,3	27,3	23,0	43,0	0,8069
10	250	246	3,1	2,9	31,9	27,2	30,3	25,8	37,7	0,8327
11	268	263	3,0	2,9	34,9	30,1	33,4	28,7	37,3	0,8344
12	286	282	3,1	2,9	38,0	33,0	36,4	31,6	36,5	0,8385
13	302	301	3,0	2,9	41,0	35,9	39,5	34,5	36,3	0,8394
14	318	322	3,1	3,0	44,1	38,9	42,5	37,4	34,3	0,8495
15	337	343	3,1	3,0	47,2	41,9	45,6	40,4	31,4	0,8651
16	350	362	2,8	2,8	50,0	44,7	48,6	43,3	30,1	0,8721
17	360	384	3,1	3,1	53,1	47,8	51,5	46,3	28,0	0,8833
18	428	404	2,9	3,0	56,0	50,8	54,5	49,3	27,9	0,8840
19	438	424	3,1	3,1	59,1	53,9	57,5	52,4	26,7	0,8906
20	443	443	2,9	3,0	62,0	56,9	60,5	55,4	25,3	0,8990
21	462	462	3,0	3,1	65,0	60,0	63,5	58,5	23,9	0,9071
22	478	480	2,9	3,1	67,9	63,1	66,4	61,5	22,8	0,9134
23	497	502	3,5	3,7	71,4	66,8	69,6	64,9	22,4	0,9160
24	534	536	4,7	5,0	76,1	71,8	73,7	69,3	20,6	0,9266
25	571	569	3,7	3,9	79,8	75,7	77,9	73,7	19,4	0,9341

CENPES/PDEAB/TAP - 2001

TABELA III

PETRÓLEO CAMORIM - 28,5 °API

- MÉTODOS DE ANÁLISES -

ENSAIOS	PETRÓLEO	TESTS
Água e sedimentos	D 4007	Water and sediments
Água por destilação	D 4006	Water by distillation
Asfaltenos	IP 143 mod.	Asphalthenes
Cera	UOP 46 mod.	Wax
Cinza	D 482	Ash
Densidade	D 5002	Gravity
Destilação	D 2892/D 5236	Distillation
Destilação simulada	D 5307	Simulated distillation
Enxofre	D 4294	Sulphur
Enxofre mercaptídico	UOP 163	Mercaptan sulphur
Fator de caracterização	UOP 375	Characterization factor
Metais	D 4927	Metals
Nitrogênio básico	UOP 269	Basic nitrogen
Nitrogênio	D 3228 mod.	Nitrogen
Número de acidez total	D 664	Total acid number
Ponto de fluidez	Patente Total	Pour point
Pressão vapor	D 323	Vapor pressure
Resíduo de carbono	D 4530	Carbon residue
Sal	MB 298	Salt
Viscosidade	D 445	Viscosity

Obs: os números precedidos pela letra D correspondem a métodos ASTM e pela letra N, às normas PETROBRAS.

CENPES/PDEAB/TAP - 2001