UFRJ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS

CORRELAÇÕES EMPÍRICAS DO FATOR DE ENCOLHIMENTO E DA VISCOSIDADE DE PETRÓLEOS

Valmir Fonseca Bucci

Dissertação de Mestrado

Orientador: Frederico Wanderley Tavares, D.Sc.

Rio de Janeiro

Abril de 2014.

CORRELAÇÕES EMPÍRICAS DO FATOR DE ENCOLHIMENTO E DA VISCOSIDADE DE PETRÓLEOS

Valmir Fonseca Bucci

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre.

Aprovada por:

_____

Prof. Frederico Wanderley Tavares, D.Sc. – EQ/UFRJ (orientador)

_____

Prof. Caetano Moraes, Ph.D.– EQ/UFRJ

_____

Prof.ª Maria Letícia Murta Valle, D.Sc.– EQ/UFRJ

_____

Rogério Espósito, D.Sc. - PETROBRAS

Rio de Janeiro

Abril de 2014.

Bucci, Valmir Fonseca.

Correlações empíricas do fator de encolhimento e da viscosidade de petróleos/Valmir Fonseca Bucci. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014. xvi, 205 p.

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014.

1. Fator de Encolhimento de petróleo. 2. Correlação. 3. Viscosidade. 4. Dissertação (Mestrado – UFRJ/EQ). 5. Frederico Wanderley Tavares. I. Título.

AGRADECIMENTOS

A toda equipe do laboratório PVT do E&P-SERV/US-AP/LF que, trabalhando incansavelmente, tem melhorado cada vez mais a qualidade dos ensaios de fator de encolhimento em petróleo. Em especial ao José Camolezi, que gentilmente permitiu o uso de figuras de sua autoria.

A toda equipe do laboratório PVT do CENPES, que gentilmente cedeu-nos o método de medição de fator de encolhimento pelo densímetro digital. Em especial ao Alexandre Jaime, pelas importantes sugestões e comentários no texto desta dissertação.

À equipe do laboratório de petróleo do E&P-SERV/US-AP/LF, em especial ao Eduardo Yokota, pela ajuda com material teórico e às técnicas Maria Nires, Tatiana e Érika, pela execução dos ensaios de viscosidade e pelo auxílio na pesquisa dos dados de viscosidade no banco de dados do laboratório.

À Gerência do E&P-SERV/US-AP/LF, por acreditar meu trabalho e disponibilizar as ferramentas e investimentos necessários. Em especial ao Antônio Fernando, por ter aberto as portas para esta oportunidade.

Ao meu orientador, Professor Frederico Wanderley Tavares, pela amizade e pelo apoio e confiança que depositou no meu trabalho.

Aos meus filhos, Leandro e Gustavo, pela alegria e por existirem na minha vida.

À Vera Lúcia, pela formatação dos Apêndices.

À Aparecida, pela leitura e comentários do texto.

À Regina Helena, por ter estado ao meu lado em uma nova etapa de minha vida.

À Petrobras, por acreditar na sua força de trabalho e investir no progresso das comunidades aonde atua.

À singularidade da existência da vida, que é tão surpreendente quanto maravilhosa.

RESUMO

Bucci, Valmir Fonseca. Correlações empíricas do fator de encolhimento e da viscosidade de petróleos. Orientador: Frederico Wanderley Tavares (Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014). Dissertação (Mestrado Profissional em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos).

Este trabalho é uma pesquisa de banco de dados e resultados de análises de propriedades físico-químicas de petróleo bruto. É baseado em dados históricos constantes no banco de dados do Laboratório de Pressão, Volume e Temperatura do E&P-SERV/US-AP/LF (Exploração e Produção-Serviços/Unidade de Serviços de Apoio/Laboratório de Fluidos) da Petrobras, em Macaé, RJ.

Buscou-se correlações entre as propriedades fator de encolhimento, massa específica, viscosidade e razão de solubilidade de gás em óleo em petróleos da região Sul-Sudeste do Brasil. Também propõe uma metodologia para validação dos resultados de ensaios de fator de encolhimento de petróleos, baseada na correlação existente entre o fator de encolhimento devido à perda das frações leves na forma de gás quando o petróleo é resfriado e despressurizado nas instalações de processamento primário, terrestres ou marítimas, e a massa específica do petróleo não volátil (petróleo morto), ambos normalizados com as condições de pressão e temperatura de amostragem.

Apresenta um levantamento para cinquenta poços de petróleo das equações lineares e potências, com modelo matemático que permite estimar o fator de encolhimento a partir da medida da massa específica do petróleo morto. Também é demonstrado o cálculo das estimativas dos resultados de encolhimento a partir da medição da massa específica utilizando-se estas equações e os desvios entre os valores obtidos no ensaio e o valor estimado pela correlação para os poços estudados.

De posse do resultado da massa específica, estima-se um valor para o fator de encolhimento, que será comparado ao valor experimental obtido no ensaio. Desta forma, pelo desvio obtido, pode-se decidir pela aprovação ou não do resultado. Isto evita lançar no banco de dados, resultados de medições com desvios comprovadamente excessivos. A cada novo dado válido gerado, o banco é atualizado e a correlação pode ser recalculada, de forma que se torne cada vez mais robusta.

Este método é particularmente útil, pois é a primeira forma sistematizada proposta para a validação dos resultados experimentais para estes ensaios, que estão diretamente relacionados às condições de processamento e às propriedades dos fluidos estudados. Isto é, sem dúvida, um avanço no nível de qualidade do laboratório. Pode significar ainda, um ganho econômico em decisões emergenciais, pois a medição da massa específica do petróleo morto é mais fácil, barata e rápida que a determinação do fator de encolhimento.

Avalia também o comportamento da viscosidade em relação à temperatura, taxa de deformação e massa específica para onze poços de petróleo.

Assim, este trabalho vai ao encontro dos objetivos do mestrado profissional, pois utiliza uma forma sistematizada de pesquisa na resolução de problemas da indústria relacionados aos seus processos de produção.

ABSTRACT

Bucci, Valmir Fonseca. Correlações empíricas para a estimativa do fator de encolhimento e da viscosidade de petróleo. Orientador: Frederico Wanderley Tavares (Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014). Dissertação (Mestrado Profissional em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos).

This work is a research database presenting and results of physical and chemical properties of crude oil. It is based on the database from the Laboratory of Pressure, Volume and Temperature collected by E&P-SERV/US-AP/LF (Exploration and Production/Support services / fluids laboratory) of Petrobras, at Macaé, RJ. We sought correlations between the following properties: shrinkage factor, density, viscosity and solubility ratio of gas in oil from South-Southeast region of Brazil. It also proposes a methodology for validation of test results from shrinkage oil factor, based on the correlation between the shrinkage factor due to loss of light fractions in the form of gas when oil is cooled and depressurized, primary processing premises and the specific gravity of non-volatile oil (dead oil), both with standard pressure and temperature conditions sampling. It presents a survey of fifty petroleum wells and the mathematical model that allows estimating the shrinkage factor from the measurement of the density of dead oil. Also shown is the calculation of the estimated shrinkage results from the density measurement using these equations and the deviations between the values obtained from the test and the value estimated by the correlation for the wells studied. Based on the density measurement, it is possible to estimate the shrinkage factor value that is comparable to the experimental result. Thus, with the deviation obtained, one can decide to approve or not the output value. This prevents including measurement results with excessive deviations in the database. With each new valid data generated, the database is updated and the correlation can be recalculated in order to become increasingly robust. This method is particularly useful because it is the first systematic approach proposed for the validation of experimental results for these tests, which are directly related to processing conditions and properties of the studied fluids. This is undoubtedly a breakthrough in the quality level of the laboratory. It can also mean an economic gain in emergency decisions, for measuring the density of the dead oil is easier, cheaper and quicker than determining the shrinkage factor. It also evaluates the behavior of viscosity with temperature, shear rate and density for eleven oil wells. Thus, this study meets the objectives of the professional master, it uses a systematic form of research in solving problems related to their production processes.

Lista de Figuras

Figura II.1 - Vaso separador trifásico utilizado em unidades de processamento primário de petróleo.

Figura II.2 - Vaso separador em unidade marítima de produção de petróleo.

Figura II.3 - Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos.

Figura II.4 - Diagrama pressão versus volume de uma mistura de hidrocarbonetos.

Figura II.5 - Deslocamento de fluido viscoso entre duas placas, sendo uma móvel e outra estacionária.

Figura II.6 - Representação gráfica da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação para um fluido Newtoniano.

Figura II.7 - Representação gráfica da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação para os principais tipos de fluidos não Newtonianos em comparação a um fluido Newtoniano.

Figura III.1 - Cilindro oco para amostragem de petróleo pressurizado.

Figura III.2 - Esquema de amostragem de petróleo pressurizado para determinação do fator de encolhimento utilizando cilindro oco.

Figura III.3 - Cilindro com pistão para amostragem de petróleo pressurizado e seus componentes.

Figura III.4 - Esquema de amostragem de petróleo pressurizado para determinação do fator de encolhimento utilizando cilindro com pistão.

Figura III.5 - Esquema de amostragem e determinação do fator de encolhimento em petróleo pelo método API.

Figura III.6 - Separador flash de equilíbrio com detalhe da proveta.

Figura III.7 - Esquema de montagem do equipamento para a determinação do FE pelo método do separador flash de equilíbrio.

Figura III.8 – Tanque de vidro onde é realizada a despressurização do petróleo na determinação de FE e RS.

Figura III.9 - Gasômetro.

Figura III.10 - Densímetro digital com a célula pressurizada para medição de massa específica.

Figura III.11 - Esquema de montagem do equipamento para a determinação do FE pelo método do densímetro digital e liberação flash.

Figura III.12 - Esquema de funcionamento do viscosímetro Brookfield.

Figura IV.1 – Gráfico FE X massa específica para o poço 1.

Figura IV.2 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) para o poço 1.

Figura IV.3 – Gráfico FE X RS para o poço 1.

Figura IV.4 – Gráfico FE/(P/T) X RS/(P/T) para o poço 1.

Figura IV.5 – Gráfico RS X massa específica para o poço 1.

Figura IV.6 – Gráfico RS/(P/T) X massa específica/(P/T) para o poço 1.

Figura IV.7 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 1.

Figura IV.8 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 1.

Figura IV.9 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) geral para todos os poços estudados neste trabalho.

Figura IV.10 – Gráfico Viscosidade X Taxa de deformação para o poço 1.

Figura IV.11 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 1.

Figura IV.12 – Gráfico $\ln\mu$ x $1/T$ para o poço 1.

Figura IV.13 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 1.

Lista de tabelas

Tabela II.1 – Tipos de funções y = f(x) para pares de dados (x_i, y_i).

Tabela II.2 – Classificação dos fluidos não Newtonianos em relação ao tempo de aplicação da tensão de cisalhamento, T.

Tabela III.1 - Pontos a favor e contra da utilização de cada metodologia para a determinação do fator de encolhimento em petróleo.

Tabela III.2 - Considerações sobre a estimativa de incerteza de medição para o fator de encolhimento utilizando-se os métodos apresentados.

Tabela IV.1 – Dados de análises de fator de encolhimento para o poço 1.

Tabela IV.2 – Dados do poço 1 para ajuste de equação linear.

Tabela IV.3 – Comparação entre os valores de FE previstos pelas equações lineares calculadas manualmente e pelo software Excel para o poço 1.

Tabela IV.4 – Cálculos intermediários para a determinação do R^2 para a equação linear do poço 1.

Tabela IV.5 – Equações lineares e potências com respectivos R^2 para os poços estudados neste trabalho.

Tabela IV.6 – Previsão do FE para o poço 1 pela equação linear e desvio dos resultados experimentais em relação à previsão.

Tabela IV.7 – Previsão do FE para o poço 1 pela equação potência e desvio dos resultados experimentais em relação à previsão.

Tabela IV.8 – Poços estudados neste trabalho para os quais foram encontrados dados de viscosidade no banco pesquisado.

Tabela IV.9 – Dados de viscosidade e taxa de deformação para o poço 1.

Tabela IV.10 – Dados de viscosidade e temperatura para o poço 1.

Tabela IV.11 – Dados de viscosidade e massa específica para o poço 1.

Lista de símbolos

$BSW_{20°C,1atm}$	Teor volumétrico de água na amostra (volume de água/volume total) a 20°C, 1atm.
C	Compressibilidade isotérmica.
C_{BSW}	Fator de correção do volume devido à presença de sedimentos e água (BS&W, basics sediments and water).
CPL	Fator de compressibilidade.
$CPL_{água}$	Fator de compressibilidade da água.
$CPL_{óleo}$	Fator de compressibilidade do óleo.
CTL	Fator de contração ou dilatação térmica.
$CTL_{água}$	Fator de contração ou dilatação térmica da água.
$CTL_{óleo}$	Fator de contração ou dilatação térmica do óleo.
CTL_f	Fator de contração ou dilatação térmica baseado na temperatura da amostra final.
CTL_i	Fator de contração ou dilatação térmica baseado na temperatura durante a amostragem.
E_{visc}	Energia de ativação viscosa.
FE	Fator de encolhimento devido à liberação de gás.
FVV	Fator de variação de volume.
k	Fator de correlação entre o número de pulsos gerados pelo medidor e volume que escoa por ele.
$m_{óleo\ morto}$	Massa de óleo morto final do ensaio de liberação flash.
$m_{água}$	Massa de água na amostra.
MF	Fator de calibração do medidor de vazão.
m_f	Massa de óleo morto final no tanque.
m_{total}	Massa total da amostra.

μ	Viscosidade dinâmica.
μ_0	Viscosidade dinâmica na condição padrão
p	Número de pulsos fornecidos pelo medidor entre o início e o fim do período de medição a ser considerado.
P	Pressão.
P_0	Pressão padrão, 1 atm.
R	Constante universal dos gases.
R^2	Coeficiente de determinação.
RS	Razão de solubilidade.
SF	Shrinkage factor (fator de encolhimento, FE), devido à liberação de gás.
T	Temperatura.
T	Tensão de cisalhamento.
T_0	Temperatura padrão; 20ºC.
ΔT	Variação de temperatura.
TIAC	Temperatura inicial de aparecimento de cristais de parafina.
V	Volume.
$V_{P, T}$	Volume medido nas condições de processo (P, T).
V_0	Volume inicial.
$V_{0,20}$	Volume líquido de petróleo corrigido para as condições referência (P_0T_0).
V_f	Volume total da amostra final na proveta.
V_i	Volume total da amostra inicial no cilindro de amostragem.
$V_{\text{óleo morto}}$	Volume de óleo morto a 20ºC, 1 atm.
$V_{\text{óleo morto, P, T}}$	Volume de óleo morto nas condições P e T de processo.
$V_{\text{óleo vivo, P, T}}$	Volume de óleo vivo a nas condições P e T de processo.

$V_{óleo\ vivo}$	Volume de óleo vivo no separador flash na condição P e T de processo.
$V_{P,T\ cilindro}$	Volume de óleo vivo na condição P, T de recombinação.
ΔV	Variação de volume.
Δv	Variação de velocidade entre duas camadas de fluido adjacentes.
x_i	Abcissa de um par coordenado em um sistema cartesiano.
Xw	Fração volumétrica de água na amostra final no método API.
$(\partial V/\partial P)_T$	Variação de volume de um fluido em relação à pressão, à temperatura constante.
$(\partial V/\partial T)_P$	Variação de volume de um fluido em relação à temperatura, à pressão constante.
Δy	Distância entre duas camadas de fluidos adjacentes.
y_i	Ordenada de um par coordenado em um sistema cartesiano.
γ	Coeficiente de dilatação volumétrico de um material.
γ	Taxa de deformação.
φ	Viscosidade cinemática.
$\rho_{óleo\ morto}$	Massa específica de óleo morto na condição padrão (P_0,T_0; 20ºC, 1 atm).
$\rho_{água}$	Massa Específica da água a 20°C, 1 atm.
$\rho_{óleo}$	Massa Específica do óleo a 20°C, 1 atm.
$\rho_{óleo\ morto}$	Massa específica do óleo morto a 20ºC, 1 atm.
$\rho_{óleo\ vivo\ P,T}$	Massa específica do óleo na condição P, T de processo.
$\rho_{óleo\ P,T\ cilindro}$	Massa específica do óleo na condição P, T de recombinação.

Lista de equações

Equação II.1 – Compressibilidade isotérmica.

Equação II.2 – Contração térmica.

Equação II.3 - Equação fundamental do fator de encolhimento devido à perda de gás.

Equação II.4 – Fechamento da medição de vazão do petróleo produzido.

Equação II.5 – Equações *normais* para ajuste de um conjunto de pares coordenados (x_i, y_i) a uma reta pelo método dos mínimos quadrados.

Equação II.6 - Transformação de função potência para função linear.

Equação II.7 – Cálculo do coeficiente de determinação R^2.

Equação II.8 - Tensão de cisalhamento.

Equação II.9 - Taxa de deformação.

Equação II.10 – Proporcionalidade entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação.

Equação II.11 – Viscosidade cinemática.

Equação III.1 – Cálculo do fator de encolhimento pelo método Shrinkage Factor, API MPMS, Chapter 20, Section 1.7.4.

Equação III.2 – Cálculo do fator de variação de volume pelo método do separador flash de equilíbrio.

Equação III.3 – Cálculo do fator de encolhimento.

Equação III.4 – Cálculo do teor de água volumétrico (BSW) a partir do teor de água mássico por Karl Fischer.

Equação III.5 - Cálculo do volume de óleo vivo a P e T de processo pelo método do densímetro digital e liberação *flash*.

Equação III.6 - Cálculo do volume de óleo morto pelo método do densímetro digital e liberação *flash*.

Equação III.7 – Cálculo do fator de variação de volume pelo método do densímetro digital e liberação *flash*.

Equação IV.1 – Equação de Andrade-Guzman.

Índice

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....17

I.1 Motivação.....17

I.2 Objetivos.....17

I.3 Estrutura da dissertação.....17

CAPÍTULO II - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....20

II.1 A determinação de propriedades de petróleo pressurizado para atendimento ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e gás Natural.....20

II.2 Características físico químicas gerais de petróleo.....20

II.3 Petróleo de reservatório e petróleo produzido.....23

II.4 Petróleo morto.....24

II.5 O comportamento dos fluidos de petróleo em condições de processamento primário.....25

II.6 A determinação das propriedades RS e FE.....28

II.7 As ferramentas estatísticas utilizadas para o estudo das correlações entre as propriedades analisadas.....28

II.7.1 Ajuste de curvas de dispersão.....28

II.7.2 A determinação dos coeficientes de ajuste para curvas lineares e potências.....29

II.7.3 Cálculo do coeficiente de determinação (R^2).....31

II.8 A Viscosidade dos fluidos.....31

II.8.1 Fluidos newtonianos.....33

II.8.2 Fluidos não newtonianos.....34

II.8.3 Viscosidade cinemática.....37

II.8.4 A viscosidade do petróleo.....37

CAPÍTULO III - METODOLOGIA EXPERIMENTAL.....39

III.1 Metodologias para a determinação do fator de encolhimento em petróleo em condições de processo.....39

III.2 Considerações sobre amostragem e pré-tratamento da amostra.....39

III.2.1 Tipos de cilindros para amostragem de petróleo pressurizado.....39

III.2.2 Pré-tratamento e recombinação da amostra.....42

III.3 Métodos para a determinação do fator de encolhimento.....43

III.3.1 Método API.....43

III.3.2 Método do separador flash de equilíbrio.....45

III.3.3 Método do densímetro digital.....50

III.3.4 Comparativo: Vantagens e desvantagens de cada metodologia....53

III.3.4.1. Considerações sobre a técnica e a instrumentação.....54

III.3.4.2 Considerações sobre a estimativa de incerteza de medição para os métodos apresentados.....57

III.4 A determinação da viscosidade.....61

CAPÍTULO IV – RESULTADOS.....64

IV.1 Levantamento de dados.....64

IV.2 Unidades.....64

IV.3 Condições de amostragem.....64

IV.4 Avaliação da existência de correlação entre as propriedades estudadas.....65

IV.5 Utilização prática da correlação para validação de resultados de novas amostras.....76

IV.6 Gráfico FE/(P/T) x ρ/(P/T) geral para os poços estudados neste trabalho.....81

IV.7 Comportamento da viscosidade dos fluidos estudados.....81

IV.8 A variação da viscosidade em relação à taxa de deformação.....82

IV.9 A variação da viscosidade em relação à temperatura.....83

IV.10 A variação da viscosidade em relação à massa específica.....86

CAPÍTULO V – CONCLUSÕES.....87

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....89

APÊNDICE A.....91

APÊNDICE B.....141

APÊNDICE C.....187

APÊNDICE D.....191

APÊNDICE E.....202

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 Motivação

A determinação analítica em laboratório de propriedades termodinâmicas de petróleo é geralmente muito demorada e cara. A existência de correlações entre propriedades conhecidas, extraídas de bancos de dados pré-existentes, podem auxiliar na estimativa das propriedades desejadas a partir daquelas conhecidas experimentalmente, mesmo antes da determinação da mesma por métodos analíticos.

Uma correlação matemática, lógica e avaliada estatisticamente, pode ser utilizada para avaliação e possível previsão do comportamento dos fluidos constituintes do petróleo nos processos industriais de separação, nas plantas de processamento primário de petróleo e gás natural. Isto pode ser útil para diminuir o tempo na tomada de decisões em relação aos processos industriais ou mesmo para validação dos resultados analíticos no laboratório.

I.2 Objetivos

Propor correlações entre propriedades de petróleo pressurizado em processamento primário, medidas em laboratório: fator de encolhimento, razão de solubilidade, massa específica e viscosidade.

Avaliar estatisticamente os dados disponíveis a fim de determinar o nível de confiabilidade da correlação proposta.

Apresentar a aplicação prática da correlação encontrada que implique em melhoria da qualidade ou redução de custos.

I.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho mostra correlações entre propriedades de petróleo, obtidas em banco de dados de um laboratório de análises, para um estudo de cinquenta poços. Demonstra-se a existência de uma correlação entre o fator de encolhimento de petróleo e a sua massa específica, ambos normalizados pela condição de pressão e temperatura do processo de

escoamento do qual foram obtidas as amostras. Apresenta-se, também, uma avaliação do comportamento da viscosidade dos petróleos estudados em relação às variações de taxa de deformação, temperatura e massa específica.

Divide-se em cinco capítulos, conforme a estrutura descrita a seguir:

No Capítulo II é apresentada a obrigação legal da determinação do fator de encolhimento em petróleo e uma revisão geral dos conceitos envolvidos na determinação do fator de encolhimento, massa específica, razão de solubilidade e viscosidade, desde as características gerais e propriedades do petróleo, a separação dos fluidos na planta de processamento, a mudança do estado de equilíbrio no diagrama de fases do petróleo e o princípio da metodologia de laboratório para a sua determinação. Desta forma, são vistos os principais fenômenos que influenciam o comportamento termodinâmico dos fluidos de petróleo nas operações de tratamento primário e medição dos volumes produzidos.

Este capítulo traz, ainda, os fundamentos estatísticos para ajustes de curvas de pares coordenados (x_i, y_i) lineares e potências, bem como a metodologia de cálculo do coeficiente de determinação (R^2) para estes ajustes, que foram as ferramentas estatísticas utilizadas para a avaliação dos dados pesquisados. Mostra-se, também, uma introdução ao estudo de correlações entre conjuntos de pares coordenados e ao tratamento estatístico das curvas de dispersão obtidas quando utilizados estes pares de dados.

As metodologias de análises para as determinações do fator de encolhimento, massa específica, razão de solubilidade e viscosidade são apresentadas no Capítulo III. Este capítulo inicia com uma discussão geral sobre a determinação do fator de encolhimento em campo ou laboratório. Traz conceitos sobre os cilindros e as operações de amostragem, o pré-tratamento da amostra e a realização dos ensaios. Os métodos de laboratórios disponíveis para a determinação do fator de encolhimento são três e foram descritos de forma a dar um entendimento das operações de laboratório envolvidas. Também são mostrados os cálculos para cada metodologia. Ao final do capítulo, são apresentadas as vantagens e desvantagens de cada metodologia e as considerações sobre a estimativa de incerteza de medição para cada um dos métodos. Este capítulo descreve, ainda, a metodologia experimental utilizada para a determinação da viscosidade dos petróleos estudados.

O quarto capítulo traz os resultados do estudo das correlações entre as propriedades medidas (fator de encolhimento, razão de solubilidade,

massa específica e viscosidade). Apresenta-se a metodologia de levantamento de dados, as considerações sobre as condições de amostragem e o sistema de unidades de medidas utilizado, avaliação das correlações entre as propriedades, o ajuste das curvas de dispersão de dados (x_i, y_i) e o cálculo do coeficiente de determinação (R^2). Propõe-se a utilização da metodologia desenvolvida como ferramenta para avaliação e validação de ensaios de fator de encolhimento para novas amostras, que se mostra como uma aplicação prática vantajosa para esta técnica.

Os resultados dos estudos de viscosidade em relação à taxa de deformação, temperatura e massa específica, são apresentados para avaliar a influência das condições de processo e escoamento no comportamento viscoso dos fluidos.

O Capítulo V trata das conclusões e sugestões de melhoria dos resultados desta dissertação, bem como as sugestões de pesquisas futuras. Após o Capítulo V, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas na elaboração deste trabalho.

Os apêndices complementam a dissertação. No Apêndice A são mostrados os gráficos com os ajustes das equações lineares e potências para os cinquenta poços estudados neste trabalho. O Apêndice B mostra os valores previstos e experimentais, bem como os desvios existentes entre eles, utilizando-se as equações lineares e potências. No Apêndice C podem ser vistos os gráficos de variação da viscosidade em relação à taxa de deformação para os onze poços encontrados no banco de dados. Os Apêndices D e E mostram, respectivamente, a variação da viscosidade em relação à temperatura e em relação à variação da massa específica.

CAPÍTULO II

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

II.1 A determinação de propriedades de petróleo pressurizado para atendimento ao Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e gás Natural

O fator de encolhimento, a razão de solubilidade e a massa específica são propriedades de petróleo que são determinadas no fluido produzido em instalações de produção e processamento primário, terrestres e marítimas, no território nacional, para atender aos requisitos contidos na resolução conjunta n° 1, de 10 de junho de 2013, publicada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) no Diário oficial da união em 12/06/2013.

A resolução conjunta n° 1/2013 “aprova o Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural, que estabelece as condições e requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição.” (reproduzido da resolução). Assim, estabelece todos os itens pertinentes às instalações, processos, controles e análises das operações de medição de vazão de petróleo e gás natural. As companhias de petróleo que operam no Brasil estão obrigadas a cumprirem os requisitos da resolução, caso contrário, podem ser autuadas pela ANP, conforme o artigo da resolução citado a seguir:

“Art. 5º O não cumprimento das disposições contidas na presente resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, às penalidades previstas na lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999 e em legislação complementar.”

II.2 Características físico químicas gerais de petróleo

O petróleo pode ser descrito basicamente como uma mistura de hidrocarbonetos de ocorrência natural, e outros compostos não hidrocarbonetos em menor quantidade, que pode apresentar-se nos estados sólido, líquido ou gasoso, conforme a composição e as

condições de pressão e temperatura a que está submetido. Pode apresentar-se em uma ou mais fases em equilíbrio (ROSA, 2006).

Durante o processamento primário do petróleo, ocorre a separação dos três principais fluidos componentes, o petróleo não volátil (normalmente denominado simplesmente óleo), o gás natural e a água. Esta operação é realizada em vasos chamados separadores, que promovem uma mudança do estado de equilíbrio da mistura e como resultado, a separação dos fluidos componentes. A separação de uma mistura pode ser efetuada em um ou mais estágios de separação. As Figuras II.1 e II.2 mostram o equipamento utilizado na separação dos fluidos constituintes em uma planta de processamento primário de petróleo.

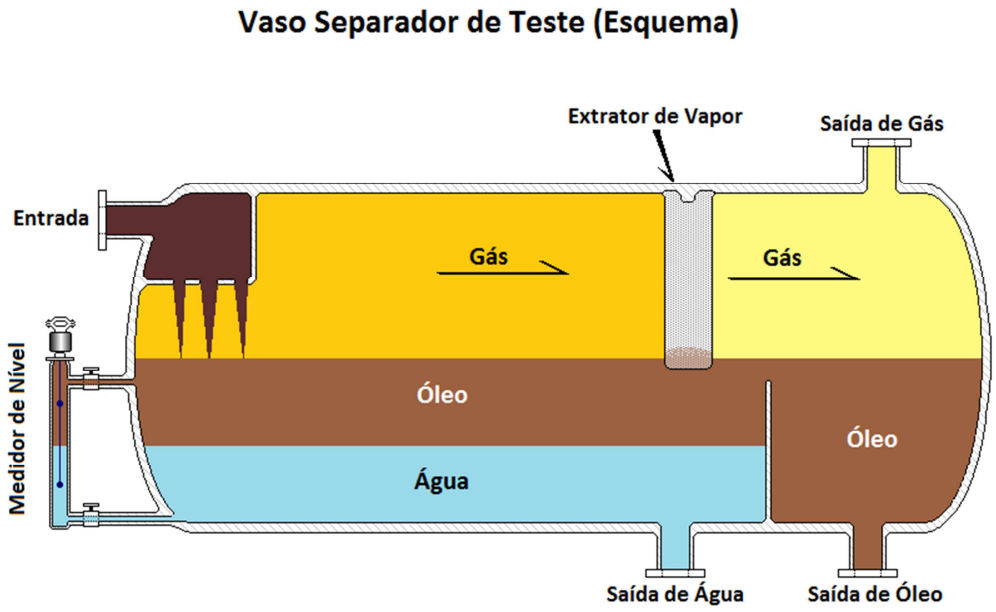


Figura II.1 - Vaso separador trifásico utilizado em unidades de processamento primário de petróleo.

Figura II.2 - Vaso separador em unidade marítima de produção de petróleo.

O comportamento de uma mistura de hidrocarbonetos pode ser representado por um diagrama de fases como o da Figura II.3, sendo que cada petróleo tem o seu diagrama de fases particular. Estes diagramas representam o equilíbrio das fases, líquida e gasosa, para uma dada mistura, variando-se as condições de pressão e temperatura.

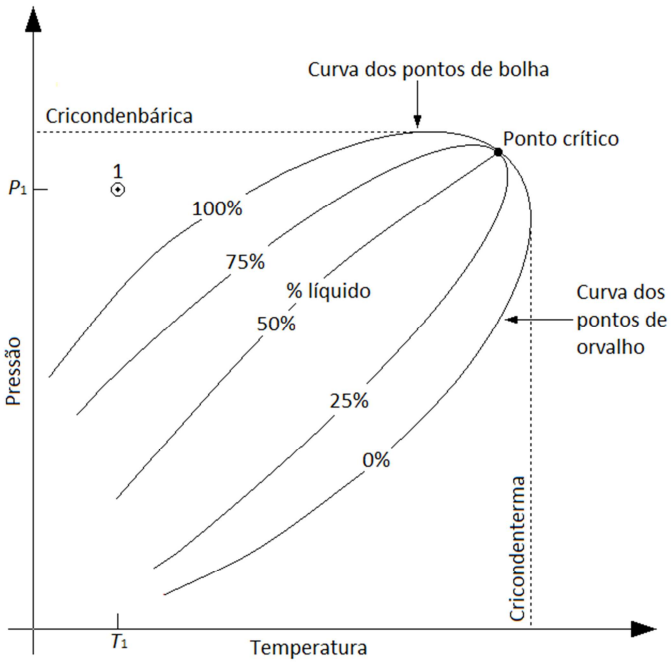


Figura II.3 - Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos (petróleo).

fonte: Rosa, 2006.

Outro diagrama, o diagrama pressão versus volume de uma mistura, é útil para visualização da variação do volume de uma mistura em relação à variação de pressão, para uma temperatura fixada, T.

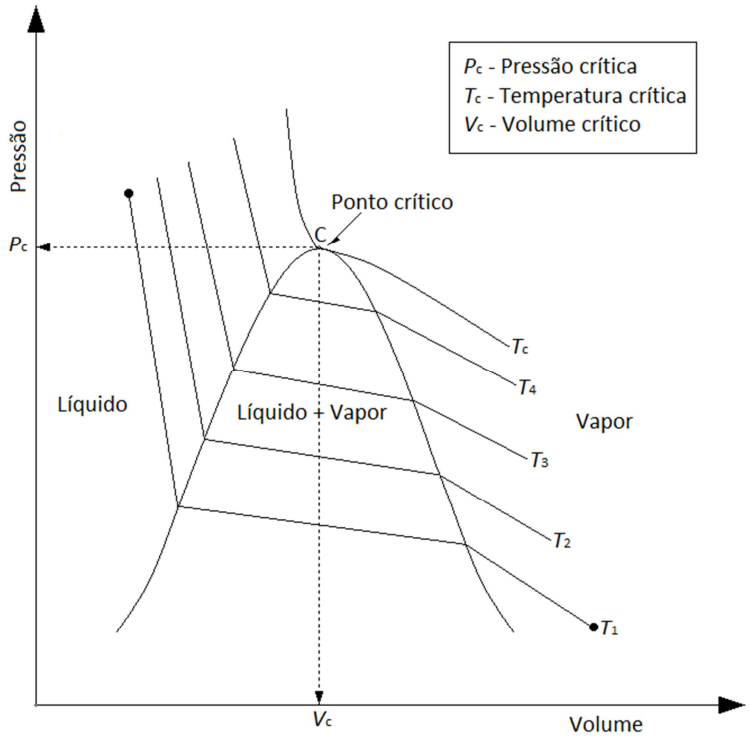


Figura II.4 - Diagrama pressão versus volume de uma mistura de hidrocarbonetos (petróleo).

fonte: Rosa, 2006.

II.3 Petróleo de reservatório e petróleo produzido

Petróleo em condições de reservatório é a mistura submetida às condições de P e T originais do reservatório, que são altas pressões e altas temperaturas em comparação às condições ambiente. A composição e as propriedades gerais de um fluido de reservatório influenciam o quanto e que tipo de óleo, gás e água serão produzidos. A partir destes dados, são determinados parâmetros de vários processos da produção como, por exemplo, a pressão e a temperatura ótimas de separação ou, ainda, as condições de transporte e armazenamento. É o estudo do petróleo nestas condições que permite estimar dados importantes para o projeto, a construção e operação de grandes unidades de processamento primário e escoamento de petróleo.

Quando um ou mais petróleos são conduzidos para um vaso de separação ou quando um fluido deste tipo é transportado em um duto ou,

ainda, quando armazenado em um tanque, o comportamento e as propriedades destas misturas dependem das características originais dos fluidos, bem como das condições iniciais e finais às quais estes fluidos foram submetidos.

O petróleo líquido que sai de um vaso separador está na condição de pressão de saturação (Psat), também chamado de ponto de bolha para aquela temperatura em que ocorre a separação, pois a menor pressão atingida pela mistura é a própria pressão de separação. Nesta condição, significa dizer que pequenas variações de pressão e temperatura provocam liberação de gás, alterando o equilíbrio. No diagrama de fases significa estar em um ponto abaixo da curva dos pontos de bolha, no interior do envelope de fases.

Os processos industriais de produção de petróleo possuem oscilações normais e, também, oscilações sistemáticas de pressão e temperatura em relação ao tempo. As oscilações ditas normais são aquelas não controláveis e que obedecem a uma distribuição normal em torno de uma média. Podem ser chamadas de variações aleatórias. Como exemplo de variações normais, temos a temperatura e pressão ambientes. As oscilações sistemáticas são aquelas que inserem uma tendência constante ao processo. São devidas a fatores como variações abruptas da temperatura e pressão por abertura e fechamento de válvulas, restrições de fluxos entre outras condições operacionais que afetam a pressão e temperatura do processo.

Desta forma, todas as unidades de produção apresentam oscilações nas condições de P e T da mistura em relação ao tempo, de forma que a condição no momento da amostragem possui relação direta na variação das propriedades a serem medidas (massa específica, volume de gás e líquido da mistura) e, consequentemente, nos resultados dos ensaios de fator de encolhimento, massa específica razão de solubilidade e viscosidade.

II.4 Petróleo morto

Chama-se de petróleo morto o petróleo que já liberou todo o gás natural em solução. Nesta condição, já não há mais variação na massa específica e nem na composição do líquido. É o petróleo não volátil, também chamado, simplesmente, óleo.

II.5 O comportamento dos fluidos de petróleo em condições de processamento primário

Quando o petróleo em fluxo sob pressão, contendo gás natural dissolvido, é despressurizado e resfriado em instalações de processamento primário, a variação do volume é influenciada por três fenômenos, a seguir:

1. A descompressão do petróleo (diminuição da pressão, com consequente aumento de volume). A compressibilidade isotérmica pode ser definida como sendo a variação de volume de um fluido em relação à variação de pressão, admitindo-se temperatura constante (ROSA, 2006). É definida pela Equação II.1.

$$\mathrm{C} = -\left(\frac{1}{\mathrm{V}}\right).\left(\frac{\partial \mathrm{V}}{\partial \mathrm{P}}\right)_{\mathrm{T}} \qquad \text{(II.1)}$$

Sendo:

C: Compressibilidade isotérmica.

V: Volume do fluido.

$\left(\frac{\partial \mathrm{V}}{\partial \mathrm{P}}\right)_{\mathrm{T}}$: Variação de volume de um fluido em relação à variação de pressão, a temperatura constante.

2. A contração térmica (diminuição do volume do fluido com a diminuição da temperatura), definida pela Equação II.2.

$$\gamma = \left(\frac{1}{\mathrm{V}}\right).\left(\frac{\partial \mathrm{V}}{\partial \mathrm{T}}\right)_{\mathrm{P}} \qquad \text{(II.2)}$$

Sendo:

γ: Coeficiente de dilatação ou contração volumétrica do material.

V: Volume do fluido.

$\left(\frac{\partial \mathrm{V}}{\partial \mathrm{T}}\right)_{P}$: Variação de volume de um fluido em relação à variação de temperatura, a pressão constante.

3. A perda de massa (devido ao abaixamento da pressão relativo ao fenômeno descrito em **1**, o gás em solução é liberado e o volume do petróleo diminui). A razão de diminuição do volume do líquido devido à perda de massa leva o nome de fator de encolhimento e este varia em função da quantidade de gás em solução e da massa específica do fluido para cada tipo de petróleo.

O fator de encolhimento é a variação de volume de uma amostra de petróleo de uma condição de P e T de medição de vazão em linha pressurizada, onde ainda há uma fração de gás natural (basicamente C_1 a C_4, com extensão até, aproximadamente, C_6 como componentes traços) dissolvido na mistura líquida, até a condição de P_0 e T_0 ambiente padrão especificada (no Brasil, 20°C e 0,101325 MPa, conforme a resolução conjunta n° 1), devido, especificamente, à perda desta fração leve na forma de gás natural. O efeito da variação de temperatura, normalmente uma contração térmica devido ao resfriamento do petróleo, é comumente conhecido como CTL, sendo corrigido matematicamente como um fator específico, de forma que não é computado como fator de encolhimento na equação de fechamento da medição de vazão. O mesmo ocorre com a variação de volume devido à variação de pressão da amostra, a descompressão, comumente conhecida como CPL. Desta forma, define-se fator de encolhimento como sendo a variação de volume devido apenas à perda das frações leves na forma de gás natural no processo de resfriamento e despressurização que ocorrem no processamento primário de petróleo em unidades de produção, a fim de corrigir a medição de vazão da condição de P e T do medidor para a condição P_0,T_0 padrão já mencionada.

Pode-se dizer, teoricamente, que o fator de encolhimento devido à perda de leves, é a razão entre o volume de petróleo com gás e sem gás, ambos nas condições P e T de processo, conforme mostra a Equação II.3.

$$\mathrm{FE} = \frac{\mathrm{V}_{\text{óleo morto,P,T}}}{\mathrm{V}_{\text{óleo vivo,P,T}}} \qquad \text{(II.3)}$$

sendo:

$V_{\text{óleo morto, P, T}}$: Volume de óleo morto nas condições P, T.

$V_{\text{óleo vivo, P, T}}$: Volume de óleo vivo a nas condições P, T.

Porém, a determinação do volume de óleo morto comprimido até as condições de processo é uma determinação muito trabalhosa do ponto de vista laboratorial. Desta forma, mede-se a variação do volume total da amostra das condições de processo até as condições padrão e depois desconta-se o CPL e o CTL, como demonstrado no Capítulo III.

Um exemplo de equação básica de fechamento da medição de vazão de petróleo em unidades de produção pode ser expresso como mostra a Equação II.4:

$$V_0 = (V).(MF).(CTL).(CPL).(C_{BSW}).(FE).\left(\frac{p}{k}\right) \qquad \text{(II.4)}$$

Sendo:

V_0: Volume líquido de petróleo corrigido para as condições referência P_0,T_0.

V: Volume medido nas condições P, T.

MF: Fator de calibração do medidor de vazão obtido de sua calibração mais recente.

CTL: Corrige o volume devido à contração ou dilatação térmica do fluido da temperatura de processo para a temperatura de referência.

CPL: Corrige o volume devido à compressibilidade do fluido da pressão de processo para a pressão de referência.

C_{BSW}: Fator de correção do volume devido à presença de sedimentos e água contida no óleo nas condições de operação (BS&W, basics sediments and water).

FE: Fator de encolhimento devido à liberação de gás.

p: Número de pulsos fornecidos pelo medidor entre o início e o fim do período de medição a ser considerado.

k: Fator k, correlaciona o numero de pulsos gerados pelo medidor e o volume que escoa por ele. Este valor deve ser fornecido pelo fabricante do medidor ou levantado por calibração.

O modelo de equação a ser utilizado em um cálculo de fechamento de produção de um período definido pode apresentar ainda outros fatores, a depender de características próprias de cada instalação ou escoamento.

II.6 A determinação das propriedades RS e FE

A determinação do fator de encolhimento a da razão de solubilidade é realizada através de ensaios de separação de misturas, em instrumentação que permite determinar os volumes da mistura nas condições de processo (P, T) e nas condições padrão (P_0,T_0). Na sequência, calcula-se o fator de encolhimento devido à perda do gás, descontando do valor obtido no experimento, o CTL, o CPL e o BSW, como demonstrado no próximo capítulo.

II.7 As ferramentas estatísticas utilizadas para o estudo das correlações entre as propriedades analisadas

As ferramentas utilizadas para a análise de existência de correlação entre as propriedades estudadas neste trabalho são o ajuste da equação da curva de dispersão (x_i, y_i) dos dados, e a avaliação do coeficiente de determinação (R^2). Estes métodos de avaliação estatística são descritos a seguir.

II.7.1 Ajuste de curvas de dispersão

Quando duas ou mais propriedades medidas de um sistema apresentam uma correlação direta entre si, é possível ajustar uma função do tipo y=f(x) que explique os dados experimentais. O modelo matemático a ser utilizado é dependente do tipo de dispersão apresentada pelos pares ordenados (x_i, y_i). Os modelos de ajuste mais comuns são apresentados na Tabela II.1 a seguir:

Tabela II.1 –Tipos de funções y = f(x) para pares de dados (x_i, y_i)

Tipo de função	**Equação**
Linear	$y = a + bx$
Exponencial	$y = a.e^{bx}$
Logarítmica	$y = a + b.\ln x$
Potência	$y = a.x^b$

O melhor modelo matemático a ser utilizado deve ser avaliado caso a caso, utilizando-se critérios estatísticos adequados. Neste trabalho foram utilizados métodos de ajustes de curvas para os tipos linear e potência, pois são mais convenientes em termos práticos e foram os que melhor se adequaram ao conjunto de dados pesquisado, sendo utilizado a avaliação do coeficiente de determinação R^2 para a escolha destes modelos.

O coeficiente de determinação (R^2), é a medida de quanto um determinado ajuste de um modelo de dispersão explica os valores observados (SOUZA, 2013). Pode explicar, por exemplo, o quanto uma exponencial do tipo $y = a.e^{bx}$ se ajusta ao crescimento de uma colônia de bactérias. O R^2 varia entre 0 e 1 e mostra relativamente quanto o modelo matemático explica os dados observados. Se uma curva tem um R^2 igual a 0,95; diz-se que a curva explica em 95% a dispersão do modelo utilizado.

A metodologia de ajuste de curvas e o cálculo do R^2 utilizados para os dados pesquisados neste trabalho estão descritos nos Itens II.7.2 e II.7.3, sendo que um exemplo de aplicação prática aos dados experimentais estudados nesta dissertação é mostrado no Capítulo IV.

II.7.2 A determinação dos coeficientes de ajuste para curvas lineares e potências

Quando um conjunto de pares ordenados (x_i, y_i) é conhecido e cada ponto y_i obedece a uma relação expressa por $y = f(x)$ pode-se construir uma curva de dispersão dos dados que melhor se ajuste a este modelo. (SOUZA, 2013).

O ajuste de uma curva de dispersão consiste em encontrar os parâmetros, que no caso são os coeficientes a e b do modelo escolhido. Com o modelo ajustado, pode-se calcular o desvio do ponto observado em relação ao previsto pela curva, como também calcular o quanto este ajuste explica os dados experimentais, utilizando-se o cálculo do coeficiente de determinação (R^2).

Primeiramente será mostrado o procedimento para o ajuste de um conjuntos de pares (x_i, y_i) a uma reta, conhecido como regressão linear ou ajuste linear. O método é chamado de método dos mínimos quadrados.

As equações gerais de ajuste linear do método dos mínimos quadrados são chamadas de equações "*normais"* do problema, cujas incógnitas são as constantes a e b da equação y = a + bx. São resolvidas as duas Equações II.5.

$$\begin{cases} na + \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right) b = \sum_{i=1}^{n} y_i \\ \\ \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right) a + \left(\sum_{i=1}^{n} {x_i}^2\right) b = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i \end{cases} \qquad \text{(II.5)}$$

Para ajustar curvas de modelos não lineares, pode-se utilizar transformações matemáticas para converter as funções não lineares em funções lineares.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação utiliza apenas os modelos lineares e potências para a avaliação dos dados utilizados. Desta forma, a transformação de interesse é a conversão de função potência em função linear, para a utilização subsequente do método dos mínimos quadrados. Esta transformação é descrita na Equação II.6.

$$\ln y = \ln a + b.\ln x \qquad \text{(II.6)}$$

e fazendo:

x = ln x

a = ln a

y = ln y

Como a equação transformada é uma equação linear do tipo y = a + bx, é possível a aplicação do método dos mínimos quadrados.

II.7.3 Cálculo do coeficiente de determinação (R^2)

Uma vez realizado o ajuste da curva de dispersão, o próximo passo é o cálculo do R^2, que pode ser realizado utilizando a Equação II.7.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i - a - bx_i)^2}{\left(\sum_{i=1}^{n} y_i{}^2\right) - \frac{1}{n}\left(\sum_{i=1}^{n} y_i\right)^2} \qquad \text{(II.7)}$$

No Capítulo IV são mostrados os exemplos de ajuste linear e potência utilizando-se o modelo de quadrados mínimos para o conjunto de dados do Poço 1. Também é demonstrado o cálculo do coeficiente de determinação (R^2) para este poço. Os demais poços ou pontos de processos estudados nesta dissertação foram calculados utilizando o aplicativo Excel, devido ao grande volume de dados e cálculos necessários à realização desta tarefa. As equações ajustadas, bem como os coeficientes de determinação R^2, são mostrados nos gráficos e tabelas dos Apêndices A e B.

II.8 A Viscosidade dos fluidos

A reologia estuda as propriedades físicas que influenciam o comportamento dos fluidos durante o escoamento, quando ocorre transporte de quantidade de movimento entre as suas moléculas constituintes, que têm velocidades diferentes.

A viscosidade é uma propriedade reológica de vasta aplicação na atualidade, pois o seu estudo é de grande importância em várias áreas de pesquisa, desenvolvimento e produção industrial, tais como asfalto, lubrificantes, plásticos, borrachas, suspensões, polímeros, detergentes e tintas de impressão, dentre outros. Pode-se, também, destacar sua crescente importância em áreas como ciências biológicas, indústrias de biotecnologia, alimentos, química, petrolífera etc.

A viscosidade de um fluido pode ser definida, de forma geral, como sendo a resistência do fluido ao escoamento, devido ao atrito interno que ocorre entre as suas partículas durante o movimento, quando este fluido é submetido à aplicação de forças externas, relativo ao transporte microscópico de quantidade de movimento. As tensões de forças externas aplicadas para escoamento do fluido são chamadas de tensões cisalhantes. A resistência ao escoamento dado uma tensão cisalhante é chamada de viscosidade.

Para obter-se a equação que define a viscosidade, é necessário antes definir a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação.
A tensão de cisalhamento é a força aplicada por unidade de área de cisalhamento, definida pela Equação II.8.

$$T = \frac{F}{S} \tag{II.8}$$

Sendo:

T: Tensão de cisalhamento.

F: Força aplicada na direção do escoamento.

S: Área da superfície exposta ao cisalhamento.

A taxa de deformação é definida como o deslocamento relativo das partículas de diferentes camadas de fluidos, com diferentes velocidades, conforme pode ser visto na Figura II.5. É a relação entre a variação de velocidade e a distância entre elas, definido pela Equação II.9.

$$\gamma = \frac{\Delta v}{\Delta y} \tag{II.9}$$

Sendo:

γ: Taxa de deformação.

Δv: Diferença de velocidade entre duas camadas de fluido adjacentes.

Δy: Distância entre duas camadas de fluido adjacentes.

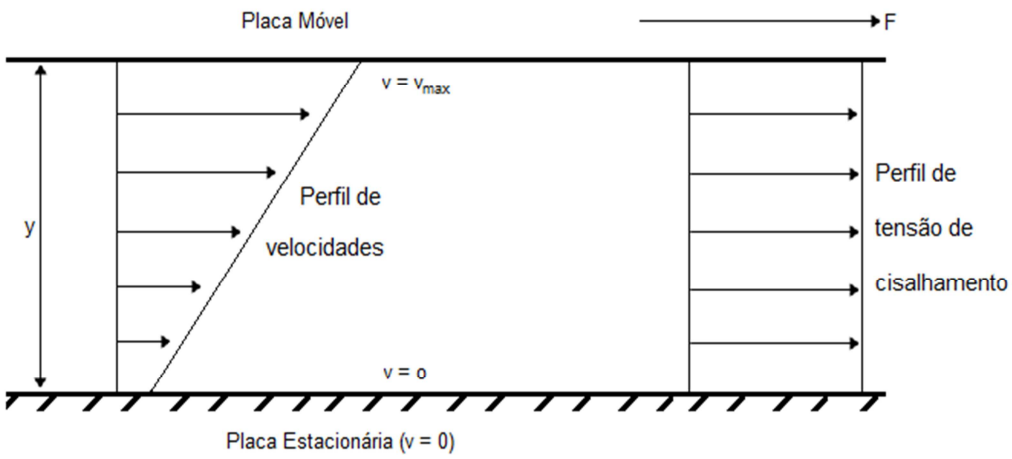


Figura II.5 – Deslocamento de fluido viscoso entre duas placas, sendo uma móvel e outra estacionária. Nota-se a formação de um gradiente de velocidade devido à resistência ao escoamento.

II.8.1 Fluidos newtonianos

Em fluidos viscosos newtonianos, existe uma proporcionalidade entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação, conforme a Equação II.10.

$$T = \mu\gamma \qquad \text{(II.10)}$$

A constante de proporcionalidade μ é chamada de viscosidade dinâmica do fluido.

Os fluidos cujas viscosidades dinâmicas se mantêm constantes a uma dada temperatura de medição independentemente das taxas de deformações são chamados de fluidos newtonianos. Nesses casos, a tensão de cisalhamento mantém uma proporção constante em relação à taxa de deformação. Esse comportamento é observado, em geral, para substâncias puras e misturas simples.

A representação gráfica da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação para um fluido newtoniano, é uma função linear que passa pela origem, conforme mostrado na Figura II.6.

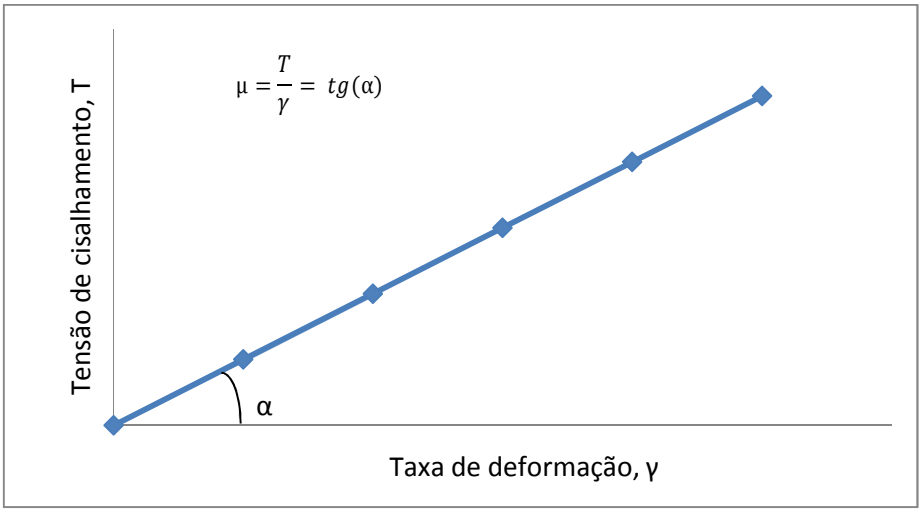


Figura II.6 – Representação gráfica da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação para um fluido newtoniano. Nota-se que esta relação é linear e passa pela origem.

II.8.2 Fluidos não newtonianos

Um fluido é denominado não newtoniano quando a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante. Também, em um fluido não newtoniano, a viscosidade varia em função da taxa de deformação. Como consequência, fluidos não newtonianos podem não ter uma viscosidade bem definida. Desta forma, não existe um gráfico padrão de viscosidade em função da taxa de deformação para os fluidos não newtonianos, pois cada tipo de fluido apresentará um gráfico de função específica para o seu comportamento. Estes sistemas ocorrem geralmente quando o fluido é constituído por misturas de substâncias. A interação entre as partículas dispersas acaba sendo forte o bastante para mudar o comportamento do fluido frente às deformações aplicadas.

Os fluidos não newtonianos são classificados pelo comportamento da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação, sendo que, os tipos mais comuns são mostrados na Figura II.7.

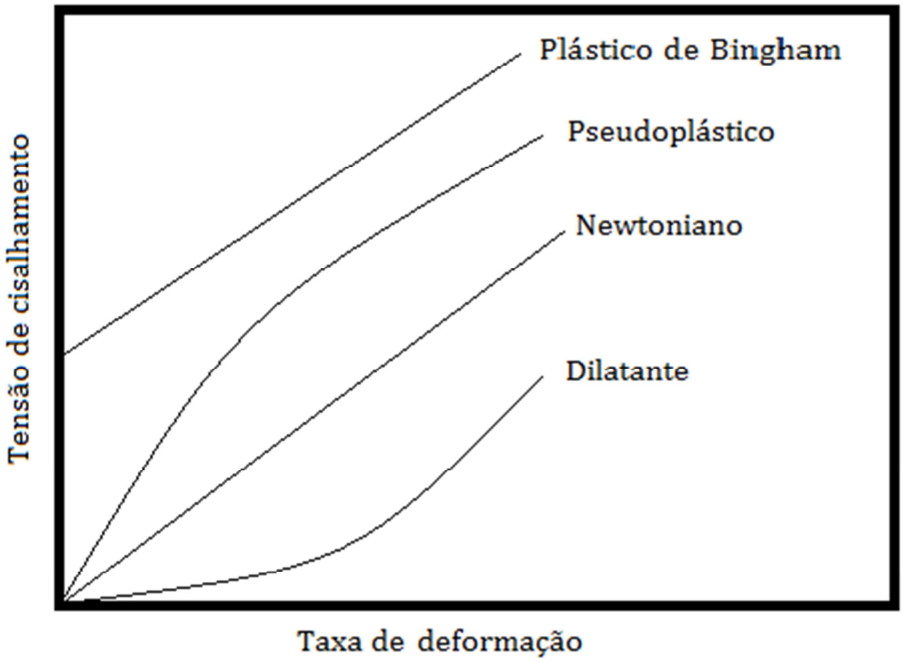


Figura II.7 – Representação gráfica da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação para os principais tipos de fluidos não newtonianos em comparação a um fluido newtoniano.

Esta classificação não é completa por si só, pois não leva em conta o tempo de aplicação da tensão de cisalhamento, sendo que, o comportamento da viscosidade de alguns fluidos é dependente do tempo. Considerando o tempo de aplicação da tensão cisalhante, os fluidos não newtonianos podem ser classificados em dois tipos:

- *Fluidos independentes do tempo*, cujas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento (pelo menos na escala temporal observada).
- *Fluidos dependentes do tempo*, que apresentam mudança na viscosidade dependendo do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

Desta forma, uma classificação mais completa dos fluidos não Newtonianos pode ser vista na Tabela II.2.

Tabela II.2 – Classificação dos fluidos não newtonianos em relação ao tempo de aplicação da tensão de cisalhamento (Fonte: Adaptado de MACHADO, 2002)

Fluidos independentes do tempo		
Pseudo plásticos	As partículas tendem a se orientar na direção da força aplicada. A viscosidade diminui com o aumento da tensão.	Ex.: Polpa de frutas
Dilatantes	Contato direto entre as partículas sólidas. A viscosidade aumenta com o aumento da tensão e se comportam tanto como líquido quanto como sólidos.	Ex.: Suspensões de amido
Plástico de Bingham	Para ocorrer a deformação é necessário que uma tensão mínima seja aplicada no fluido.	Ex.: Fluidos de perfuração de poços de petróleo
Fluidos dependentes do tempo		
Reopéticos	Aumenta a viscosidade aparente quando a taxa de deformação aumenta. E retorna à viscosidade inicial quando esta força cessa.	Ex.: Argila, bentonita
Tixotrópicos	Diminui a viscosidade com o tempo, após a taxa de deformação ser aumentada. E volta a ficar mais viscoso quando esta força cessa.	Ex.: Ketchup

II.8.3 Viscosidade cinemática

Outra forma de expressar a viscosidade é conhecida como viscosidade cinemática, que é definida como a relação entre a viscosidade dinâmica de um fluido e a sua massa específica, ambos nas mesmas condições de temperatura e pressão, como mostra a Equação II.11.

$$\varphi = \frac{\mu}{\rho} \qquad \text{(II.11)}$$

Sendo:

φ: Viscosidade cinemática.

μ: Viscosidade dinâmica.

ρ: massa específica do fluido.

II.8.4 A viscosidade do petróleo

Os petróleos produzidos nas unidades de processamento primário instaladas no Brasil podem apresentar comportamentos bastante distintos em relação à viscosidade, a depender da natureza da sua composição química e condições físicas das misturas (formação de emulsão, salinidade, água, outros).

Petróleos em temperaturas mais altas que a TIAC (temperatura inicial de aparecimento de cristais de parafinas) e com baixos teores de água emulsionada residual (menores que 1% v/v) apresentam, em geral, comportamento newtoniano.

Abaixo da TIAC, devido aos cristais de parafina que se formam por causa do resfriamento, o petróleo deixa de ter comportamento newtoniano e a viscosidade será dependente das condições de medição. Em medições de viscosidade abaixo da TIAC, os parâmetros de medição deverão ser

indicados junto ao resultado obtido de viscosidade. Esta medida é, então, denominada “viscosidade dinâmica aparente” e é diretamente dependente do método e dos parâmetros de medição.

Essa mesma situação é observada quando se realizam medições de viscosidade de emulsões com elevada concentração de água dispersas no petróleo. As gotas de água interagem entre si, causando elevados valores de viscosidade, que são tanto maiores quanto menores forem as deformações aplicadas na amostra.

Nesses casos a viscosidade aparente medida a uma mesma temperatura não é um valor constante. Um resultado de viscosidade dinâmica aparente só faz sentido se for acompanhado das informações do procedimento de medição (taxa de deformação e tensão de cisalhamento). É importante, também, nesses casos deixar claro se as medições foram realizadas variando a temperatura da amostra de cima para baixo ou de baixo para cima. São relatados a possibilidade de “histerese” ou efeito de “memória” em medidas de misturas complexas, como por exemplo, as emulsões (Machado, 2002).

CAPÍTULO III

METODOLOGIA EXPERIMENTAL

III.1 Metodologias para a determinação do fator de encolhimento em petróleo em condições de processo

A determinação do fator de encolhimento em petróleo pode ser realizada em campo ou em laboratório, conforme as necessidades e facilidades disponíveis. Em campos terrestres, pode-se determinar o fator de encolhimento em tanques de armazenamento, mas este método está caindo em desuso nas instalações de Exploração e Produção (E&P), devido às dificuldades de arqueação de grandes tanques, assim como a dificuldade em se manterem grandes volumes de petróleo estabilizados. Este trabalho trata apenas dos métodos para a determinação do encolhimento por meio de métodos analíticos, que utilizam amostras de petróleo pressurizadas de pequenos volumes.

III.2 Considerações sobre amostragem e pré-tratamento da amostra

III.2.1 Tipos de cilindros para amostragem de petróleo pressurizado

Atualmente, são utilizados dois tipos de cilindros de aço para a amostragem de petróleo pressurizado com gás dissolvido. As amostras avaliadas neste trabalho foram obtidas aleatoriamente por um destes dois métodos.

O primeiro tipo é conhecido como cilindro convencional. Consiste de um cilindro oco com uma válvula agulha em cada extremidade. É o mesmo cilindro usado comumente para amostragem de gás. Quando utilizado para amostragem de petróleo, porém, este cilindro é inicialmente preenchido com um líquido, geralmente água, que serve como contrapressão ao petróleo, de modo a impedir a despressurização da amostra e consequente liberação do gás durante o processo de amostragem. As Figuras III.1 e III.2, mostram o cilindro convencional e o esquema de amostragem de petróleo pressurizado utilizando-se este equipamento.

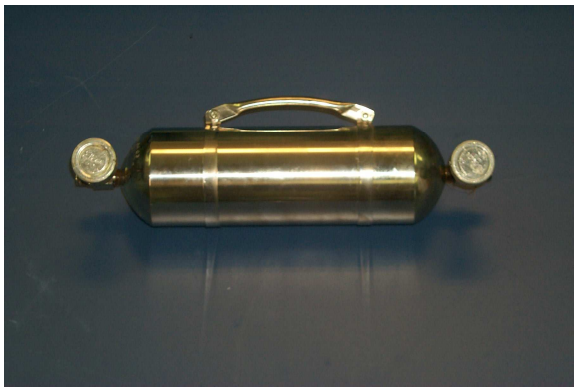


Figura III.1 -Cilindro oco para amostragem de petróleo pressurizado.

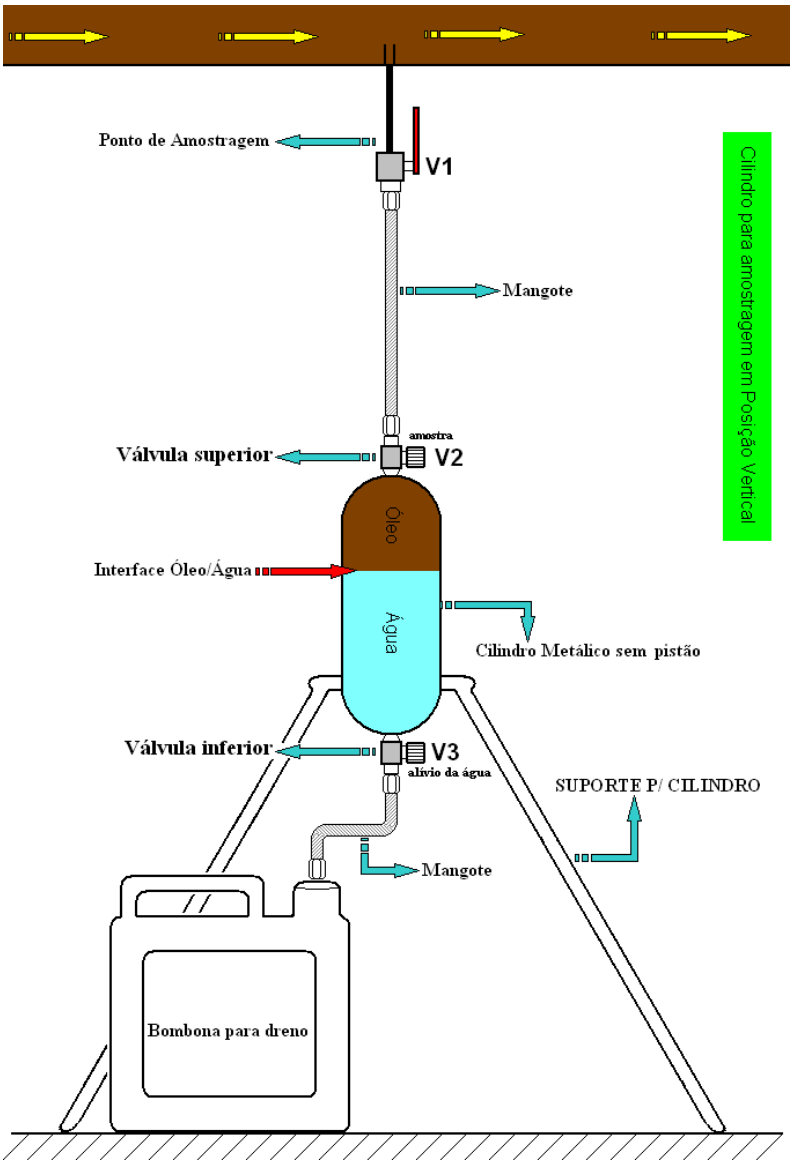


Figura III.2 - Esquema de amostragem de petróleo pressurizado para determinação do fator de encolhimento utilizando cilindro oco. A água vai sendo drenada lentamente, de modo que o petróleo entra no cilindro sem diminuição da pressão de processo.

O segundo tipo de cilindro para amostragem de petróleo pressurizado é o cilindro com pistão flutuante. Consiste em um cilindro com um êmbolo interno móvel que divide a câmara interna em duas partes. Estas são a câmara de amostra e a câmara de pressurização, de volumes variáveis de acordo com a posição do pistão. Neste caso é o pistão que faz o trabalho de contrapressão que impede a despressurização do petróleo. Também possui válvulas nas suas extremidades, que servem para regular o fluxo de saída do fluido de pressurização (neste caso, água ou gás inerte) e de entrada da amostra, conforme é mostrado nas Figuras III.3 e III.4.

Figura III.3 – Modelos de cilindros com pistão para amostragem de petróleo pressurizado e seus componentes.

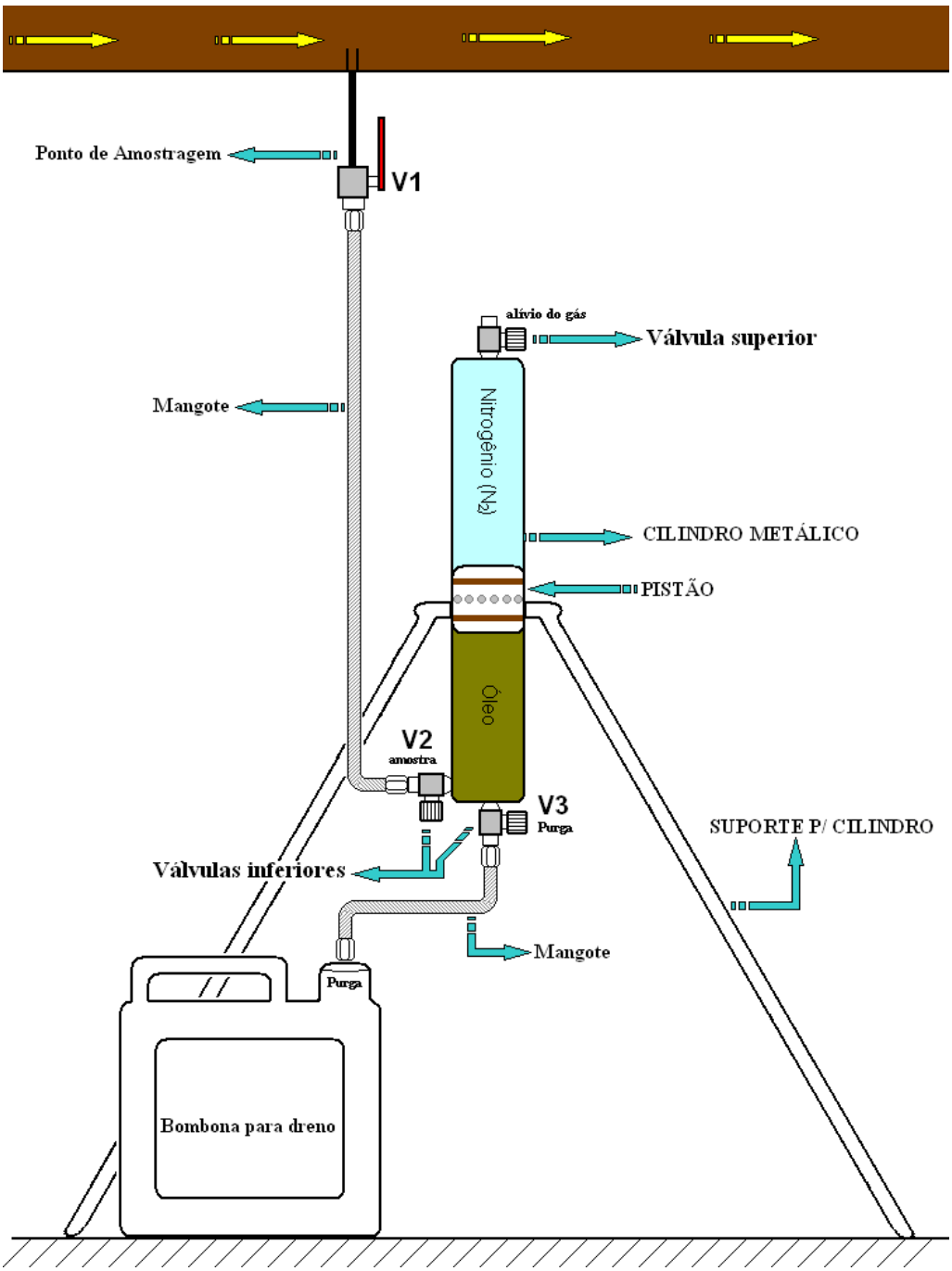


Figura III.4 - Esquema de amostragem de petróleo pressurizado para determinação do fator de encolhimento utilizando cilindro com pistão. O fluido de pressurização (na figura, nitrogênio, N_2) vai sendo drenado lentamente, de modo que o petróleo entra no cilindro sem diminuição da pressão de processo.

III.2.2 Pré-tratamento e recombinação da amostra

Uma etapa inicial importante para a determinação do fator de encolhimento de uma amostra de petróleo pressurizado é chamada de pré-tratamento e recombinação da amostra.

As amostras de petróleo pressurizado retiradas no processo podem possuir qualquer teor de água (praticamente de 0 até mais de 90% m/m), de forma que é necessário separar a água do petróleo antes de analisar a amostra. No Laboratório de Fluidos da Petrobras em Macaé, local onde foram realizadas as análises das amostras utilizadas neste trabalho, o fator de encolhimento é determinado em amostras de petróleo praticamente desidratadas (após o tratamento ainda sobra uma pequena quantidade de água na amostra, de até 2% m/m).

Após a retirada de uma amostra de petróleo pressurizado no processo de produção em um cilindro de aço, devido à queda da temperatura e consequente queda na pressão durante o armazenamento e transporte do cilindro, pode ocorrer a separação de uma fração do gás dissolvido no interior do cilindro, de modo que a amostra passa a apresentar duas fases.

O tratamento das amostras de petróleo em cilindros pressurizados consiste em adição de desemulsificante, aumento da pressão interna do cilindro para um valor superior ao da amostragem (acima da Psat), aquecimento e agitação do cilindro. Desta forma, é possível dissolver novamente todo o gás porventura separado da fase líquida, assim como separar a água emulsionada presente no petróleo. Ao final da fase de tratamento, o teor de água emulsionada é avaliado por titulação potenciométrica (Karl Fischer, método ASTM D4377), de forma que o petróleo que segue para o ensaio de fator de encolhimento possui o teor de água menor que 2% m/m. Isto é importante para que a correção matemática do teor de água no fator de encolhimento seja a menor possível, assim como, com a menor incerteza.

III.3 Métodos para a determinação do fator de encolhimento.

Os métodos atualmente disponíveis para a determinação do fator de encolhimento por meio da análise de amostras de petróleo pressurizado, utilizados neste trabalho, são três, descritos a seguir.

III.3.1 Método API

Este método é descrito com detalhes no Manual of Petroleum Measurement Standards, API MPMS, Chapter 20, Section 1.7.4, Shrinkage Factor, do American Petroleum Institute. É um procedimento que pode ser aplicado diretamente no campo ou conduzido em

laboratório. Se aplicado diretamente no campo, a etapa de pré-tratamento da amostra é suprimida, de modo que o encolhimento é avaliado em um petróleo que contém uma fração volumétrica maior de água presente. De qualquer forma, o teor de água deverá ser analisado para que seja efetuada a correção matemática correspondente, porém, como já comentado, quanto maior o teor de água, maior será o erro devido a esta correção.

O método consiste basicamente em preencher um cilindro de aço de volume conhecido (calibrado com água a 20 °C) com uma quantidade de petróleo nas condições de pressão e temperatura do escoamento (P, T), utilizando o procedimento de amostragem já descrito anteriormente. Este é o volume inicial de amostra na condição P e T de processo. Em seguida, escoa-se o óleo para uma proveta graduada e calibrada de volume adequado, onde ocorre a despressurização do petróleo, com consequente eliminação do gás dissolvido. Após a eliminação total do gás, mede-se a quantidade de óleo remanescente na condição ambiente, assim como a água livre contida na amostra e, também, a água emulsionada, pelo método BSW (centrifugação, norma ABNT-NBR 14647/2001) ou Karl Fischer (método ASTM D4377). Com esses dados, calcula-se o fator de encolhimento pela Equação III.1:

$$\mathrm{FE} = \frac{(\mathrm{V_f} - (\mathrm{V_f}.\mathrm{X_w})).(\mathrm{CTL_f})}{(\mathrm{V_i} - (\mathrm{V_i}.\mathrm{X_w})).(\mathrm{CTL_i})} \qquad \text{(III.1)}$$

Sendo:

FE: Fator de encolhimento. Este fator considera a variação de volume entre a condição de amostragem e a condição padrão adotada. Este cálculo já traz a correção devido à contração térmica do óleo (CTL), mas não em relação à descompressão (CPL). Isto deve ser considerado na hora de utilizar este valor na equação de fechamento da medição de vazão (Equação II.4). Pode ser necessário algum ajuste no modelo matemático utilizado.

V_f = volume total da amostra final na proveta.

V_i = volume total da amostra inicial no cilindro de amostragem.

X_w = fração volumétrica de água na amostra final. A fração de água determinada ao final do ensaio é considerada constante no numerador e denominador da equação, o que não é a realidade, já que deve-se considerar que a água também possui contração térmica e descompressão, que são diferentes do óleo, portanto alteram a relação

volume água/volume óleo. Além disso, após a retirada do gás dissolvido, a fração de água final é relativamente maior do que a inicial.

CTL_f = fator de correção térmico baseado na temperatura da amostra final.

CTL_i = fator de correção térmico baseado na temperatura durante a amostragem.

A Figura III.5 mostra o esquema de determinação do fator de encolhimento utilizando-se o método API.

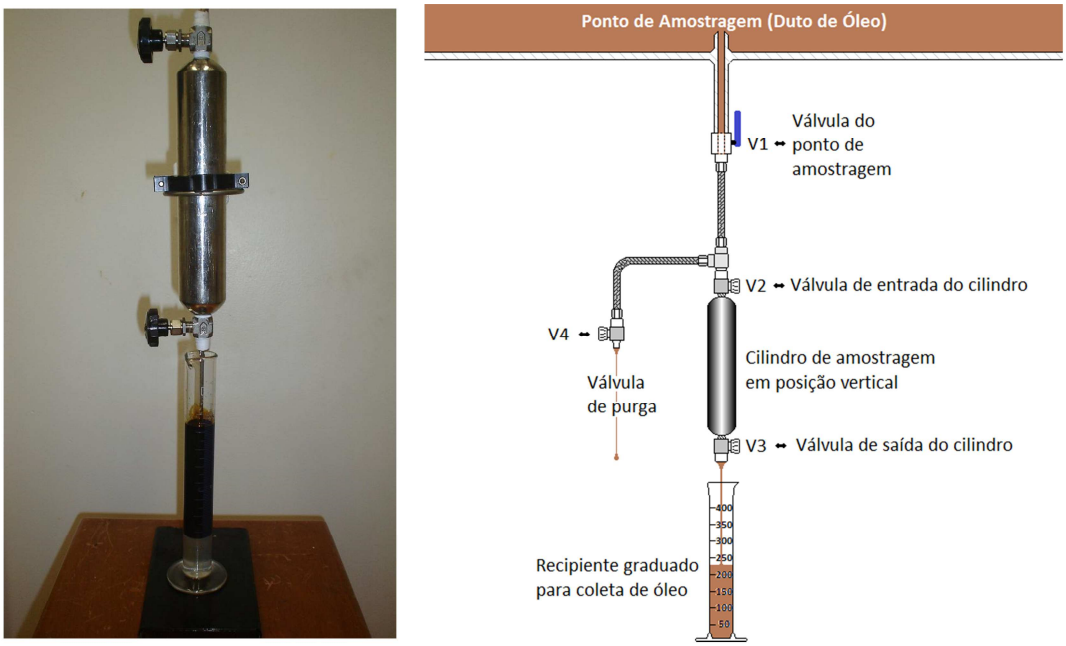


Figura III.5 - Esquema de amostragem e determinação do fator de encolhimento em petróleo pelo método API.

III.3.2 Método do separador flash de equilíbrio

Este método é descrito com detalhes no padrão Sinpep (Sistema de padronização da Petrobras) do E&P-SERV/US-AP/LF, PE-5ED-00135 – Determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade em petróleo em condições de processo. É uma adaptação melhorada do método API, pois permite, além do fator de encolhimento, determinar também a razão de solubilidade, RS.

É um método aplicado apenas em laboratório, dado a sensibilidade dos instrumentos utilizados na sua determinação.

A partir de uma amostra de petróleo pressurizado e desidratado contido em um cilindro de aço, transfere-se uma alíquota de petróleo para o equipamento separador flash de equilíbrio, modelo 2333-805 da Chandler Engeneering, que reproduz as condições de temperatura e pressão de escoamento e já possui uma proveta com escala calibrada e graduada para a medição do volume inicial de amostra nas condições P e T de processo. Após a estabilização da amostra nestas condições, a mesma é escoada para um tanque de vidro, onde ocorre a despressurização e a liberação do gás dissolvido para o equipamento de medição de volume de gás (gasômetro, modelo 2331 da Chandler Engeneering). O tanque com o petróleo morto é então pesado em balança analítica e o petróleo tem a sua massa específica medida em um densímetro digital de célula oscilante, do tipo coriolis, modelo DMA 4500 da Anton Paar. Calcula-se a variação de volume total (descompressão, contração térmica e fator de encolhimento) pela Equação III.2.

$$\mathrm{FVV} = \frac{\mathrm{m_f}}{\rho_{\text{óleo morto}} \cdot \mathrm{V_{\text{óleovivo}}}} \qquad \text{(III.2)}$$

Sendo:

FVV = fator de variação de volume.

m_f = massa de óleo morto final no tanque.

$\rho_{\text{óleo morto}}$ = massa específica do óleo morto a 20ºC, 1 atm.

$V_{\text{óleo vivo}}$ = volume de óleo vivo no separador flash.

O fator de encolhimento devido somente à perda de gás é calculado pela Equação III.3.

$$\mathrm{FE} = \frac{\mathrm{CTL_{água}} \cdot \mathrm{CPL_{água}}}{\mathrm{CTL_{óleo}} \cdot \mathrm{CPL_{óleo}}} \cdot \frac{\mathrm{FVV} \cdot (1 - \mathrm{BSW_{20°C,\ 1atm}})}{\mathrm{CTL_{água}} \cdot \mathrm{CPL_{água}} - \mathrm{FVV} \cdot \mathrm{BSW_{20°C,\ 1atm}}} \qquad \text{(III.3)}$$

Sendo:

FE: Fator de encolhimento devido à liberação dos gases.

$CTL_{água}$: fator de contração térmica da água.

$CPL_{água}$: fator de descompressão da água.

$CTL_{óleo}$: fator de contração térmica do óleo.

$CPL_{óleo}$: fator de descompressão do óleo.

Os valores de CPL e CTL do óleo e da água são obtidos das seguintes referências normativas:

$CTL_{água}$ - API MPMS Chapter 20.1, Appendix A.2

$CPL_{água}$ - ISO 4267-2

$CTL_{óleo}$ - ISO 91-2

$CPL_{óleo}$ - ISO 9770

$BSW_{20°C,1atm}$: Teor de água volumétrico da amostra no ensaio determinado pelo método de Karl Fischer ASTM D4377. Por ser o Karl Fisher um método mássico, deve-se converter o valor obtido para fração volumétrica, conforme a Equação III.4.

$$BSW_{20°C,1atm} = \frac{\rho_{óleo}}{\left(\rho_{óleo} + \rho_{água} \cdot \left(\frac{1}{\%m_{água}/m_{total}} - 1\right)\right)} \qquad \text{(III.4)}$$

Sendo:

$BSW_{20°C,1atm}$: fração volumétrica de água na amostra (volume de água / volume total)

$\rho_{óleo}$: massa específica do óleo a 20°C, 1 atm.

$\rho_{água}$: massa específica da água a 20°C, 1 atm.

% $m_{água}$ / m_{total}: teor de água mássico por Karl Fisher (massa de água x 100) / massa total).

As Figuras III.6 a III.9 mostram o equipamento utilizado na determinação do fator de encolhimento em petróleo pelo método do separador flash de equilíbrio.

Figura III.6 - Separador flash de equilíbrio. No detalhe, a proveta calibrada do equipamento na qual é efetuada a medida do volume a P,T de processo.

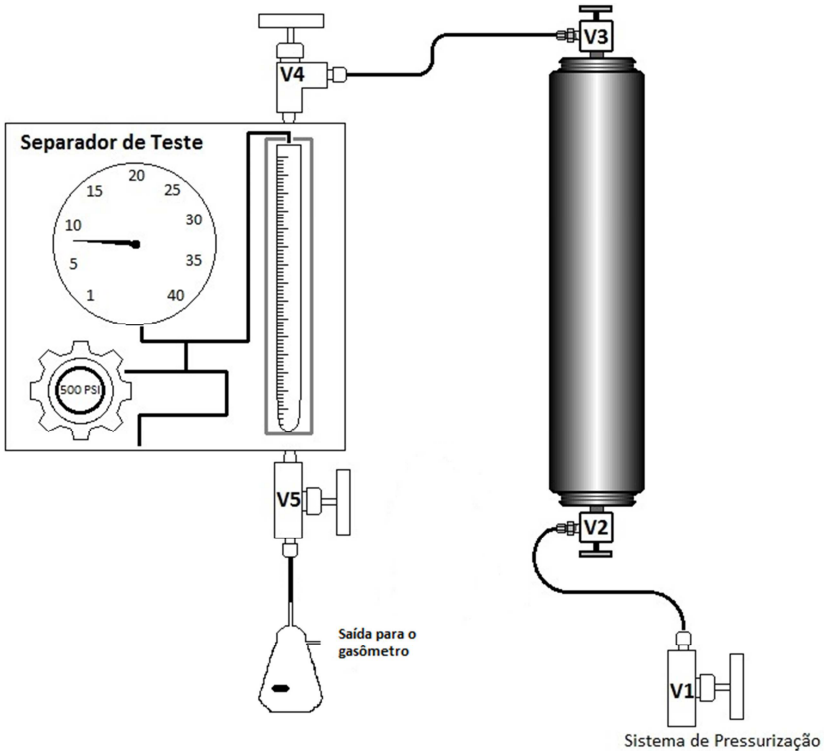


Figura III.7 - Esquema de montagem do equipamento para a determinação do FE pelo método do separador flash de equilíbrio.

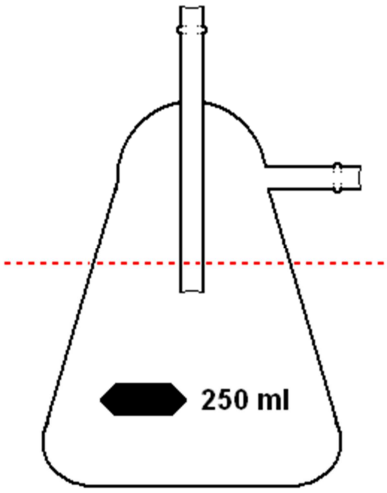


Figura III.8 –Tanque de vidro onde é realizada a despressurização do petróleo na determinação de FE e RS.

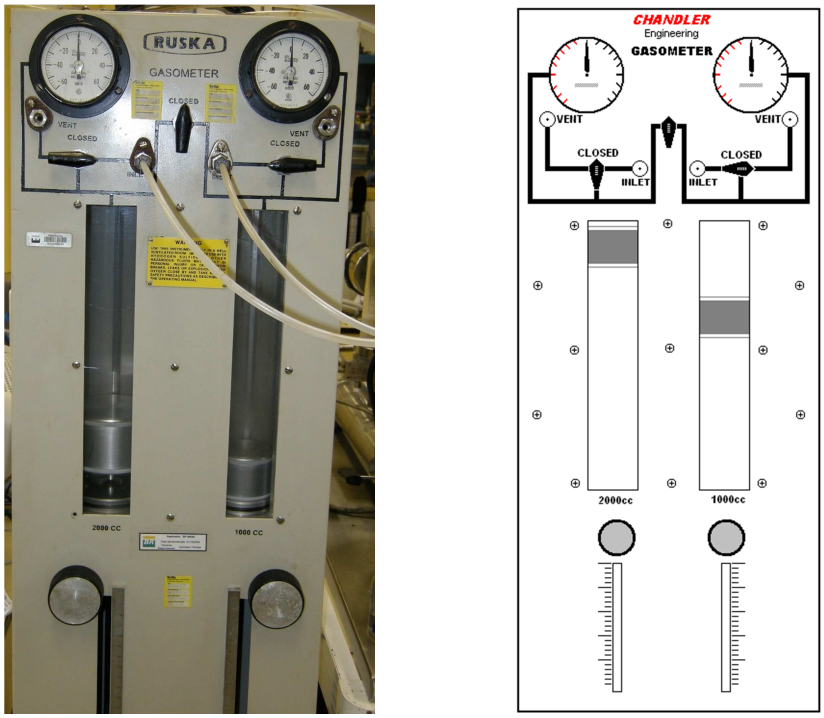


Figura III.9 - Gasômetro. Pode-se observar os cilindros acumuladores de gás e a escala graduada onde é realizada a leitura do volume de gás medido.

III.3.3 Método do densímetro digital

Este método é descrito com detalhes no padrão Sinpep (Sistema de padronização da Petrobras) do E&P-SERV/US-AP/LF, PE-5ED-00143 - Determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade em petróleo em condições de processo pela massa específica pressurizada e liberação flash.

Também é baseado o método API e assim como o método do separador, permite, além do fator de encolhimento, determinar também a razão de solubilidade, RS.

Este também é um método exclusivamente de laboratório, pois assim como o método do separador, utiliza instrumentos sensíveis e de alta resolução.

Para preservar amostra suficiente para uma eventual repetição do ensaio, uma alíquota de 300 ml de amostra é retirada do cilindro original de amostragem e estabilizada nas condições de P e T de processo em um cilindro menor que será utilizado nas medições de massa específica e liberação flash. Isto é necessário e equivale à etapa de estabilização do equilíbrio contida no método do separador. A pressão do cilindro menor é

elevada novamente para a pressão de recombinação após a estabilização.

A massa específica do petróleo é medida em três condições diferentes de temperatura e pressão, utilizando-se os densímetros DMA 4500 e DMA HP, ambos da Anton Paar.

1. Condição de pressão de recombinação (usualmente 1000 psi) e temperatura ambiente.

2. pressão e temperatura de processo.

3. pressão e temperatura padrão (20ºC, 1 atm).

As medidas 1 e 2 são realizadas no petróleo pressurizado, no densímetro DMA HP, sem liberação de gás. A medida 3 é realizada no petróleo nas condições ambiente, no densímetro DMA 4500, após a liberação de todo o gás dissolvido, até massa específica constante.

Também é realizada uma liberação *flash* de uma alíquota de amostra para um tanque de vidro ligado a um gasômetro, para obtenção do volume de petróleo nas condições de trabalho (recombinação), volume de petróleo morto e volume de gás liberado. Estes dados permitirão, além do cálculo do FE, o cálculo da RS.

Com os dados experimentais, calcula-se os volumes de óleo vivo na condição P e T de processo pela Equação III.5 e de óleo morto ao final do ensaio pela Equação III.6.

$$V_{\text{óleo vivo P,T}} = \frac{V_{\text{P,T cilindro}} \cdot \rho_{\text{óleo P,T cilindro}}}{\rho_{\text{óleo vivo P,T}}} \qquad \text{(III.5)}$$

$$V_{\text{óleo morto}} = \frac{m_{\text{óleo morto}}}{\rho_{\text{óleo morto}}} \qquad \text{(III.6)}$$

Isto permite calcular a variação de volume pela Equação III.7:

$$FVV = \frac{V_{\text{óleo morto}}}{V_{\text{óleo vivo}}} \qquad \text{(III.7)}$$

Sendo:

$V_{óleo\ vivo\ P,T}$ = Volume de óleo vivo a P,T de processo calculado com os dados obtidos nas medições de massas específicas.
$V_{óleo\ morto}$ = Volume de óleo morto a 20ºC, 1 atm, calculado com os dados obtidos da liberação flash.
$V_{P,T\ cilindro}$ = Volume de óleo vivo na condição P, T de recombinação (usualmente 1000 psi, temperatura ambiente no momento do teste) medido na liberação flash.
$\rho_{óleo\ P,T\ cilindro}$ = massa específica do óleo na condição P, T de recombinação.
$\rho_{óleo\ vivo\ P,T}$ = massa específica do óleo na condição P, T de processo.
$m_{óleo\ morto}$ = massa de óleo morto final do ensaio de liberação flash.
$\rho_{óleo\ morto}$ = massa específica de óleo morto final do ensaio de liberação flash na condição P_0, T_0 padrão (20ºC, 1 atm).
FVV = fator de variação de volume.

Calcula-se então o fator de encolhimento por perda de gás utilizando-se mesmas equações do método do separador (Equações III.3 e III.4).

O equipamento utilizado neste método é mostrado nas Figuras III.10 e III.11.

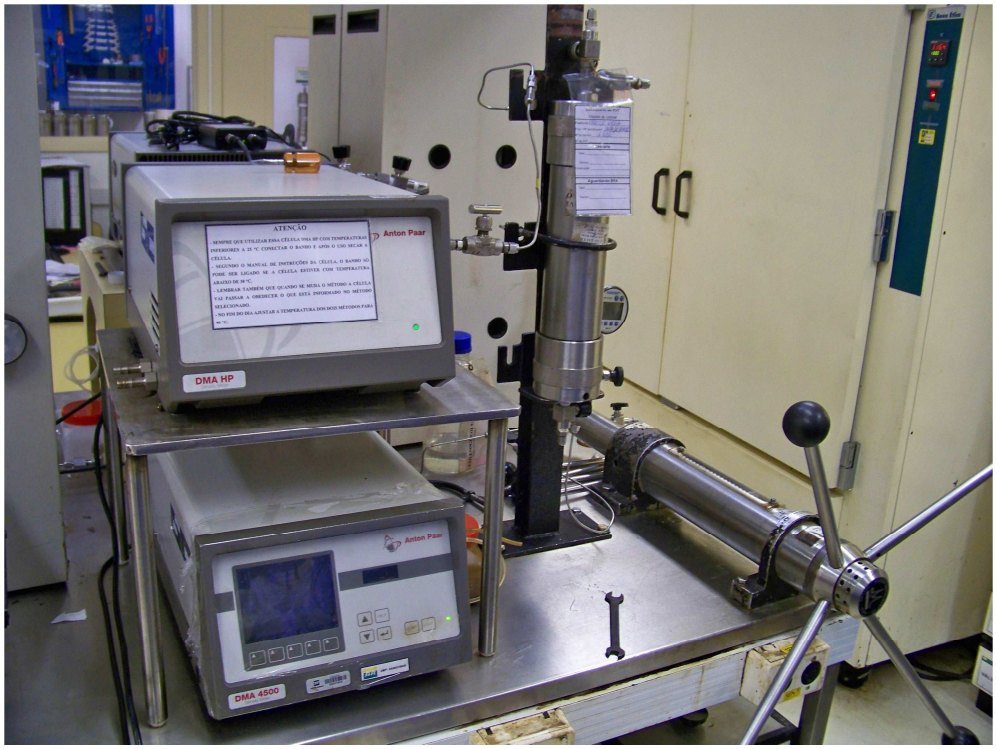


Figura III.10 - Densímetro digital com a célula pressurizada para medição de massa específica nas três condições P,T especificadas.

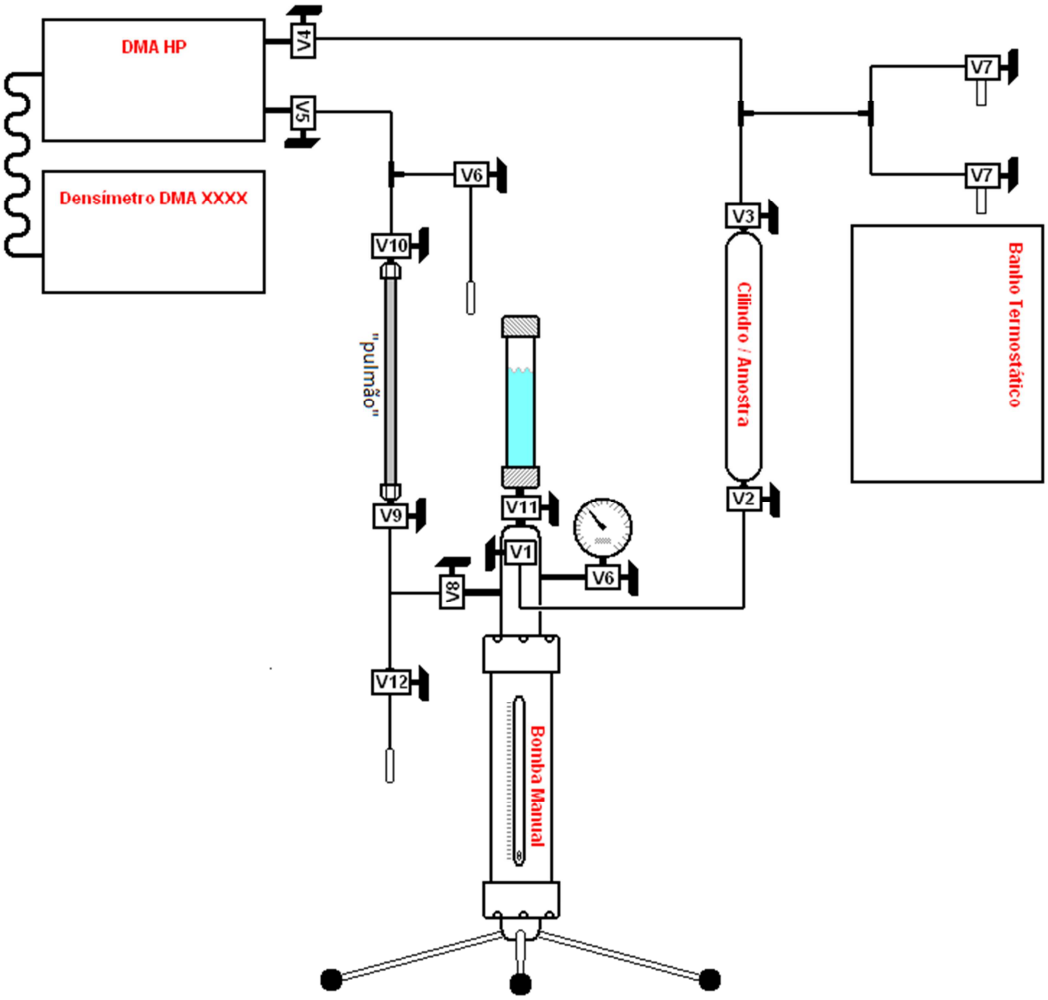


Figura III.11 - Esquema de montagem do equipamento para a determinação do FE pelo método do densímetro digital e liberação flash.

III.3.4 Comparativo: Vantagens e desvantagens de cada metodologia

As Tabelas III.1 e III.2 apontam para vantagens na utilização do método de determinação do fator de encolhimento através do densímetro digital, pois é o método que possui a menor estimativa de incerteza de medição, por trabalhar com um instrumento de alta resolução; bem como permite um melhor controle das condições ambientais e analíticas envolvidas no ensaio. Além disso, não possui fatores de incerteza ligados a cilindros calibrados ou provetas volumétricas submetidas a variações de temperatura e pressão, como é observado nos métodos API e separador flash. Estes dois últimos apresentam também erros relativos a uma quantidade de óleo retida no recipiente inicial, principalmente para óleos viscosos e parafínicos.

III.3.4.1. Considerações sobre a técnica e a instrumentação

Cada uma das metodologias apresentadas neste capítulo apresenta vantagens e desvantagens, sejam pelas características operacionais de cada método ou pela instrumentação utilizada. A Tabela III.1 mostra os pontos favoráveis e contrários a utilização de cada metodologia, relacionando aos aspectos práticos das determinações experimentais e as características técnicas da instrumentação.

Tabela III.1 - Pontos a favor e contra de cada metodologia

Método	**Pontos a favor**	**Pontos contra**
Método API	- método pode ser aplicado diretamente no campo. - Se for conduzido em laboratório, avalia um petróleo desidratado. - Possui correção devida ao CTL.	- Se for conduzido em laboratório não permite a realização de replicatas (consome toda a amostra do cilindro em uma única determinação). - Se aplicado no campo, avalia um petróleo com água emulsionada. - É fortemente influenciado pelo tipo de óleo a ser medido. Problemas como alta viscosidade ou teor alto de parafinas afetam diretamente a medida do volume final, aumento assim a incerteza de medição. O volume final tem um erro devido ao petróleo que permanece preso às paredes do cilindro de amostragem e que foi contabilizado no volume inicial. - Não possui correção devida ao CPL. - Considera o teor de água inicial e final como sendo igual, o que não é a realidade.
Método do separador flash de equilíbrio	- Avalia um petróleo desidratado. - A estabilização da amostra ocorre no próprio equipamento separador flash. - Possui correção devida ao CTL e CPL.	- É fortemente influenciado pelo tipo de óleo a ser medido. Problemas como alta viscosidade ou teor alto de parafinas afetam diretamente a medida do volume final, aumento assim a incerteza de medição. O volume final tem um erro devido ao petróleo que permanece preso às paredes do separador e que foi contabilizado no volume inicial.

Método	Pontos a favor	Pontos contra
Método do densímetro digital	- Avalia um petróleo desidratado. - Volumes inicial e final sem erro, já que são calculados a partir das massas específicas medidas no densímetro e do deslocamento de petróleo medido na bomba. Não há erros devido à petróleo preso em recipientes de transferência. - Possui correção devida ao CTL e CPL.	- Necessita de uma etapa a mais para a estabilização da amostra, o que aumenta o tempo e eleva o custo do ensaio.

III.3.4.2 Considerações sobre a estimativa de incerteza de medição para os métodos apresentados

A estimativa de incerteza de medição associada à determinação do fator de encolhimento depende de vários fatores, como a calibração e a propagação da incerteza dos instrumentos associados ao método.

A Tabela III.2 a seguir mostra os fatores que influenciam a estimativa de incerteza do fator de encolhimento para cada método apresentado, bem como as considerações pertinentes a cada um destes fatores.

Tabela III.2 - Considerações sobre a estimativa de incerteza de medição para os métodos apresentados

Método	**Fatores que influenciam a estimativa de incerteza do método**	**Considerações**
Método API	- Calibração do cilindro de amostragem.	- Volume varia conforme a temperatura e pressão de amostragem.
	- Calibração da proveta de óleo morto.	- Em química, é considerado um equipamento de medição para conter um volume aproximado. Não é indicado para medições precisas.
	- Propagação da incerteza do termômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Propagação da incerteza da determinação da fração volumétrica de água.	- Recomenda-se determinar o teor de água por Karl Fischer.
	- Propagação da incerteza do manômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.

Método	Fatores que influenciam a estimativa de incerteza do método	Considerações
Método do separador flash de equilíbrio	- Calibração da proveta de óleo vivo.	- Volume varia conforme a temperatura e pressão de amostragem.
	- Propagação da incerteza do termômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Propagação da incerteza da determinação da fração volumétrica de água.	- Recomenda-se determinar o teor de água por Karl Fischer.
	- Propagação da incerteza do manômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Propagação da incerteza da balança.	- Equivalente para os métodos do Separador e do densímetro digital, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Calibração do densímetro digital	- Equivalente para os métodos do Separador e do densímetro digital, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.

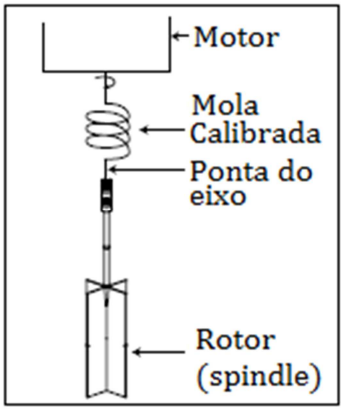
Método	Fatores que influenciam a estimativa de incerteza do método	Considerações
Método do densímetro digital	- propagação da incerteza do termômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Propagação da incerteza da determinação da fração volumétrica de água.	- Recomenda-se determinar o teor de água por Karl Fischer.
	- propagação da incerteza do manômetro.	- Equivalente para os três métodos, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- Propagação da incerteza da balança.	- Equivalente para os métodos do Separador e do densímetro digital, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.
	- calibração do densímetro digital	- Equivalente para os métodos do Separador e do densímetro digital, desde que utilizados instrumentos com a mesma ordem de grandeza de incerteza.

III.4 A determinação da viscosidade

A determinação da viscosidade de um fluido é realizada em equipamentos chamados viscosímetros ou reômetros. Vários são os instrumentos para a medição de viscosidade, com diversos princípios de medição diferenciados. As medidas de viscosidade obtidas para este trabalho foram realizadas no viscosímetro Brookfield LVDV-III, do tipo cilindros coaxiais ou concêntricos, o qual será descrito adiante.

O viscosímetro Brookfield (tipo rotativo) baseia-se na rotação de um corpo cilíndrico, imerso em um líquido, o qual apresenta uma força de resistência viscosa, quando o sistema é submetido a uma velocidade rotacional controlada. A força resultante é função da velocidade de rotação do corpo cilíndrico e da natureza do fluido. Este tipo de viscosímetro apresenta a vantagem de que as medidas de viscosidade podem ser efetuadas de modo contínuo por longos períodos de tempo para determinadas condições de tensão e taxa de deformação. Isto permite avaliar a variação da viscosidade em relação ao tempo, de forma que características tixotrópicas ou reopéticas podem ser avaliadas neste tipo de viscosímetro, atributo impossível nos viscosímetros tubulares ou capilares. Também permite avaliar a variação da viscosidade em função da taxa de deformação a P e T constantes, o que permite a verificação se o fluido tem comportamento newtoniano ou não newtoniano. Outra aplicação é a medição da variação da viscosidade em relação à temperatura, extremamente útil para avaliar sistemas de escoamento na indústria do petróleo.

Um rotor (Spindle) é conectado ao eixo rotatório do reômetro e colocado dentro da amostra, dentro de uma câmara removível envolvida por uma jaqueta de água conectada a um banho termostático de circulação, que permite controlar a temperatura da amostra. A Figura III.12 mostra o equipamento utilizado para as medições de viscosidade deste trabalho, com o desenho esquemático e os detalhes do corpo fixo e do corpo rotativo.



(a) (b)

(d) (d)

Figura III12 - Esquema de funcionamento do viscosímetro Brookfield LVDV-III a) Desenho esquemático do sistema de medição b) Equipamento completo utilizado nas medições de viscosidade utilizadas neste trabalho c) Detalhe dos cilindros concêntricos fixo e giratório d) Detalhe da câmara de medição montada.

Um motor na cabeça controladora do viscosímetro faz o eixo do aparelho girar a uma velocidade constante e programável de 0,01 a 250,0 rotações por minuto (rpm). Na faixa de 0,01 a 1,00 rpm, a velocidade de rotação pode ser programada com a resolução de 0,01 rpm. Na faixa de 1,0 a 250,0 rpm, a velocidade de rotação pode ser programada com a resolução de 0,1 rpm.

Ao girar dentro da amostra, contida na câmara removível, o spindle causa deformação na mesma, fazendo com que haja dissipação da velocidade de rotação através das camadas (variação infinitesimal de velocidade pela variação infinitesimal da distância). Isto ocorre devido à fricção, que

pode ser calculada teoricamente através da geometria do spindle, da câmara de amostra e da velocidade de rotação do spindle. A fricção é a taxa de deformação, medida em segundos recíprocos (1/s ou s^{-1}), representada pela Equação II.9.

A força F (em dina) que precisa ser aplicada pela rotação do spindle para deformar a amostra e colocá-la em movimento pode ser calculada em função da deformação sofrida pela mola espiral calibrada, enquanto a área A (em cm^2) em que essa força é aplicada pode ser calculada em função da geometria do spindle utilizado. A razão entre força e área (F/A) é a tensão de cisalhamento, definida pela Equação II.8.

Ao realizar as medições, os valores de taxa de deformação aplicada à amostra e a tensão cisalhante resultantes são calculados automaticamente pela cabeça controladora do viscosímetro e mostrados no "*display*".

A razão entre tensão cisalhante (em dinas/cm^2) e a taxa de deformação (em s^{-1}) é a viscosidade dinâmica, já definida na Equação II.10, medida em mPa.s ou centiPoises (cP) e é também calculada automaticamente e mostrada no display do viscosímetro Brookfield LVDV-III.

$$\mu = \frac{T}{\gamma} \qquad \text{(II.10)}$$

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

IV.1 Levantamento de dados

Avaliaram-se os dados dos ensaios de fator de encolhimento, massa específica e razão de solubilidade do Laboratório de pressão, volume e temperatura (PVT) do E&P-SERV/US-AP/LF (Exploração e Produção-Serviços/Unidade de Serviços de Apoio/Laboratório de Fluidos) da Petrobras localizado na cidade de Macaé-RJ, produzidos entre janeiro de 2007 à junho de 2012; e os dados de viscosidade existentes no banco de dados do laboratório de caracterização de petróleo da mesma unidade, produzidos de forma independente. Buscou-se encontrar correlações entre as propriedades determinadas em petróleos produzidos: fator de encolhimento (FE), massa específica (ρ), viscosidade (μ) e razão de solubilidade (RS).

IV.2 Unidades

Nas tabelas e gráficos deste trabalho, a pressão é expressa em bar absoluto e a temperatura em Kelvin. A unidade de massa específica utilizada é $(kg/m^3)X10^{-3}$.
A viscosidade dinâmica é expressa em cP (centipoise, 1cP = 1mPa.s) e a viscosidade cinemática é expressa em cSt (centistoke, 1cSt = 1 mm^2/s).

IV.3 Condições de amostragem

Como cada amostra é retirada em uma condição de P e T diferente, a sugestão deste trabalho é retirar as oscilações normais do processo de produção de petróleo e usar a uma razão P/T, a fim de normalizar os valores para uma base comum. Isto traz, matematicamente, todos os pontos para uma condição de P e T constante, possibilitando a comparação entre os diversos dados e a verificação da existência de alguma correlação entre eles.

IV.4 Avaliação da existência de correlação entre as propriedades estudadas

Neste trabalho, foram avaliados os gráficos de FE em relação à ρ, FE em relação à RS e RS em relação à ρ, dividindo-se por P/T e sem esta correção:

1) Fator de encolhimento em relação à massa específica: FE x ρ.
2) Fator de encolhimento em relação à massa específica, ambos divididos pela razão P/T: FE/(P/T) x ρ/(P/T).
3) Fator de encolhimento em relação à razão de solubilidade: FE x RS
4) Fator de encolhimento em relação à razão de solubilidade, ambos divididos pela razão P/T: FE/(P/T) x RS/(P/T)
5) Razão de solubilidade em relação à massa específica: RS x ρ
6) Razão de solubilidade em relação à massa específica, ambos divididos pela razão P/T: RS/(P/T) x ρ/(P/T)

Nas Figuras IV.1 a IV.6 são demonstrados estes gráficos construídos para o Poço 1, conforme a Tabela IV.1. O fator de encolhimento apresentado refere-se ao óleo sem água, pois o teor de água apresentado pela amostra é corrigido matematicamente pela equação de cálculo do fator de encolhimento.

Tabela IV.1 – dados do poço1

Amostra	Data da coleta	Hora	Pressão (bar)	Temperatura (K)	FE	massa especifica	RS	FE/(P/T)	massa especifica /(P/T)	RS/(P/T)	Teor de água (% V/V)
1	23/04/2007	02:00	9,50	363,15	0,981	0,9022	5,21	37,515	34,501	199,238	0,81
2	08/11/2007	16:00	10,04	347,65	0,99	0,9032	6,01	34,297	31,289	208,204	0,16
3	11/02/2008	13:30	9,34	354,65	0,993	0,9013	6,19	37,708	34,226	235,06	0,15
4	22/07/2008	10:00	9,81	355,15	0,97	0,9011	5,37	35,116	32,622	194,404	0,09
5	25/12/2008	06:00	9,42	346,35	0,971	0,9001	5,32	35,712	33,104	195,66	0,36
6	14/03/2009	17:30	10,62	348,15	0,982	0,9010	4,89	32,18	29,525	160,242	0,28
7	28/07/2009	07:00	12,88	349,55	0,976	0,9011	5,12	26,489	24,456	138,96	0,38
8	15/12/2009	18:30	9,55	350,15	0,989	0,9034	7,28	36,28	33,14	267,053	0,29
9	04/05/2010	16:00	9,74	351,05	0,982	0,9010	5,11	35,389	32,47	184,151	0,18
10	21/10/2010	10:00	11,70	357,15	0,981	0,9049	4,96	29,94	27,617	151,378	0,08
11	05/02/2011	15:00	9,55	351,15	0,982	0,9029	7,27	36,126	33,216	267,448	0,13
12	03/05/2011	10:00	9,35	348,25	0,987	0,9027	6,85	36,765	33,625	255,155	0,66
13	29/10/2011	21:00	12,59	353,15	0,976	0,9039	7,31	27,387	25,364	205,123	0,64
14	19/12/2011	14:00	9,35	352,15	0,985	0,9027	6,89	37,101	34,001	259,52	0,09

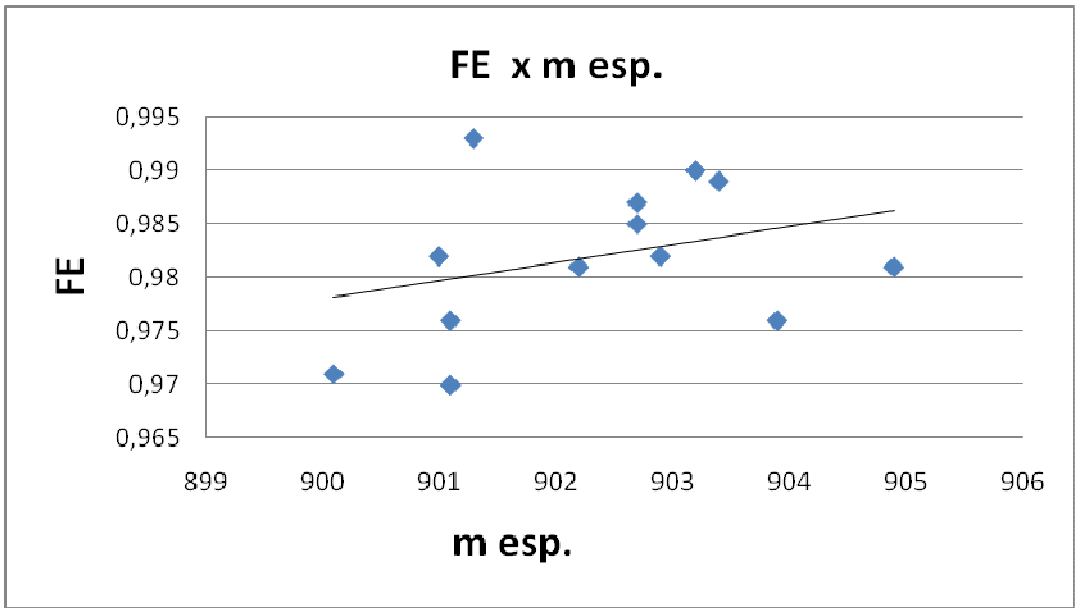


Figura IV.1 – Gráfico FE X massa específica para o poço 1.

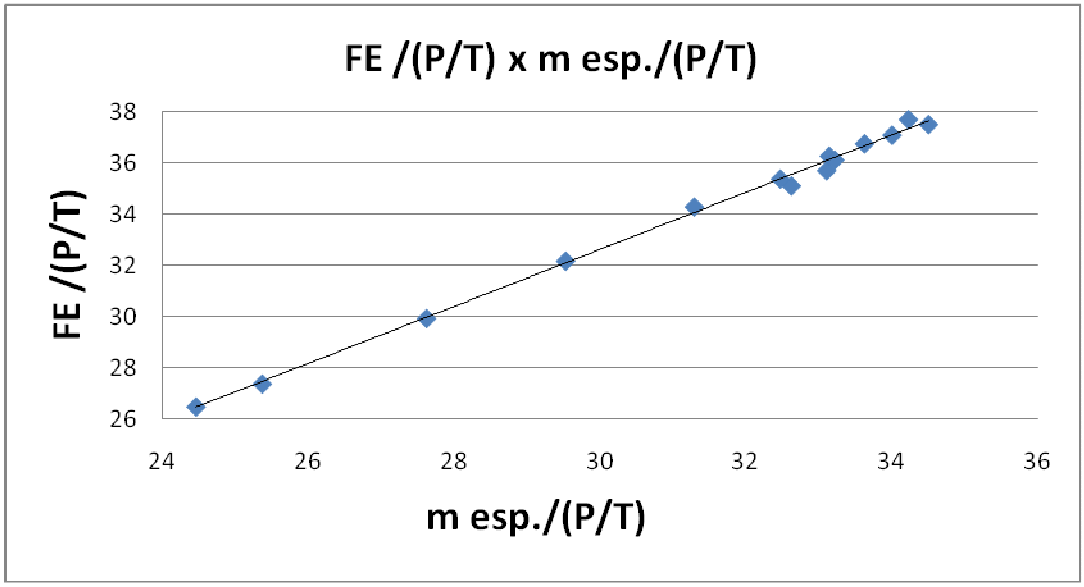


Figura IV.2 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) para o poço 1.

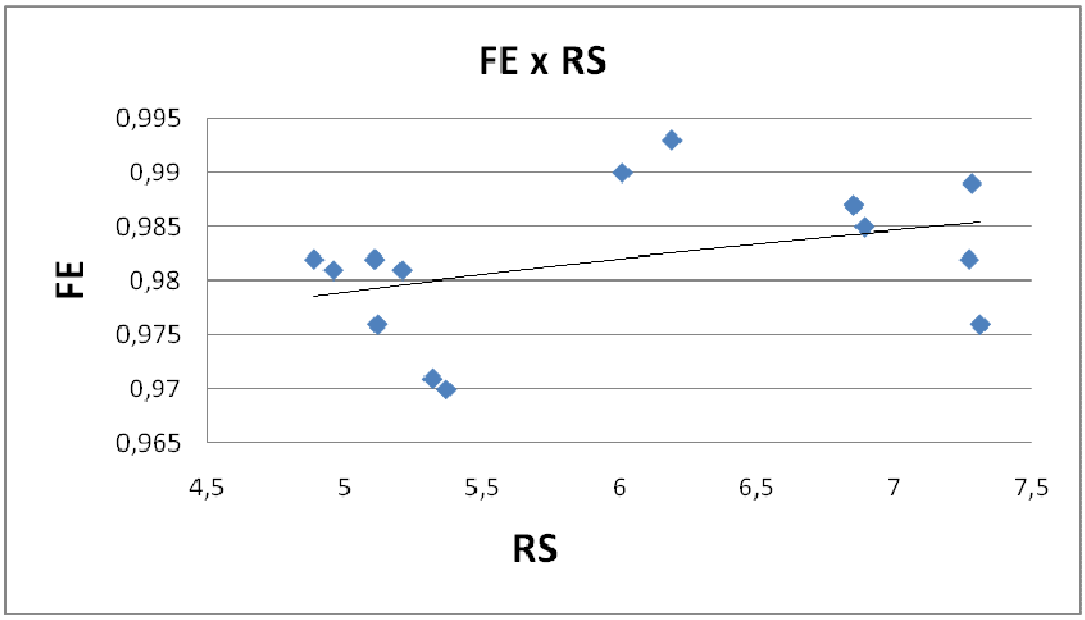


Figura IV.3 – Gráfico FE X RS para o poço 1.

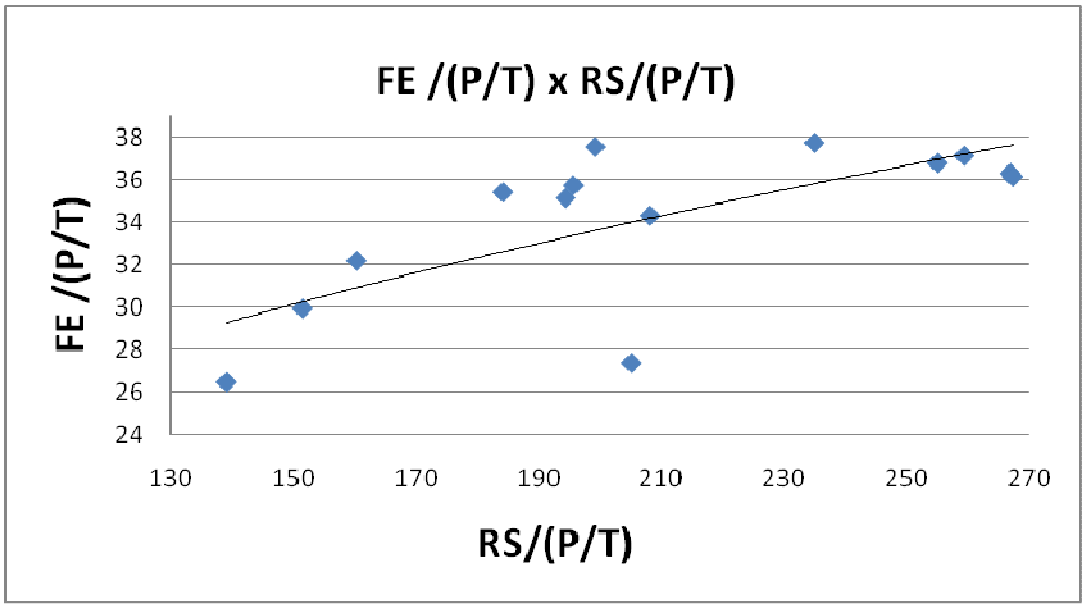


Figura IV.4 – Gráfico FE/(P/T) X RS/(P/T) para o poço 1.

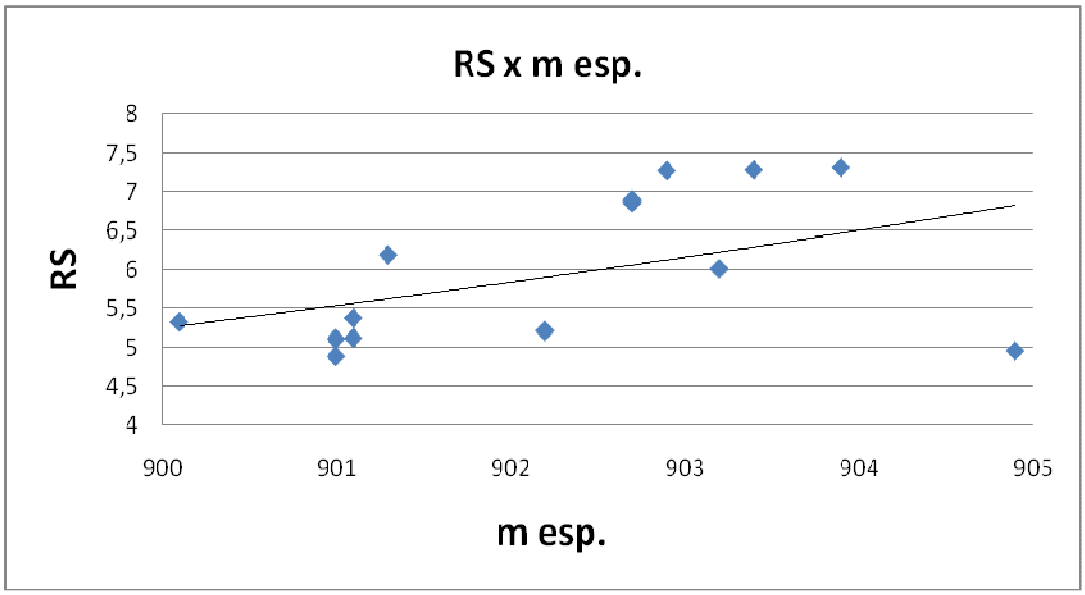


Figura IV.5 – Gráfico RS X massa específica para o poço 1.

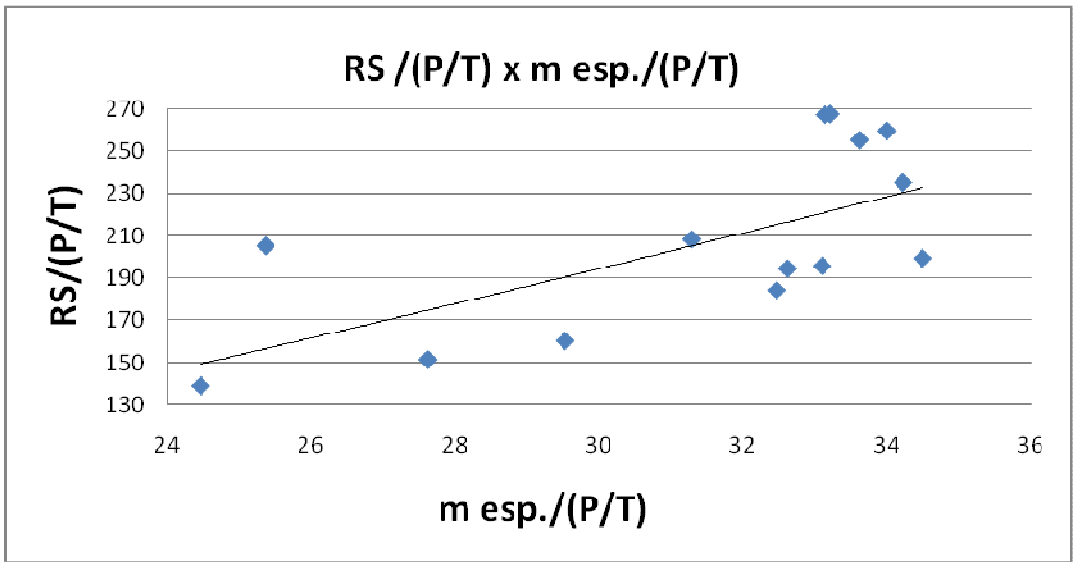


Figura IV.6 – Gráfico RS/(P/T) X massa específica/(P/T) para o poço 1.

Os gráficos mostram que apenas existe correlação entre o fator de encolhimento e a massa específica, ambos divididos pela razão (P/T), sendo que as demais relações não obedecem a uma correlação direta entre as propriedades estudadas. Desta forma, este trabalho concentra-se

no estudo da correlação entre as propriedades FE/(P/T) x ρ/(P/T), para os cinquenta poços estudados, conforme apresentado na Tabela IV.6 e no Apêndice A.

As Figuras IV.7 e IV.8 abaixo mostram as equações das funções linear e potência obtidas para o gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) para o Poço 1, assim como o valor de R^2 para cada uma delas, calculadas utilizando o software Excel:

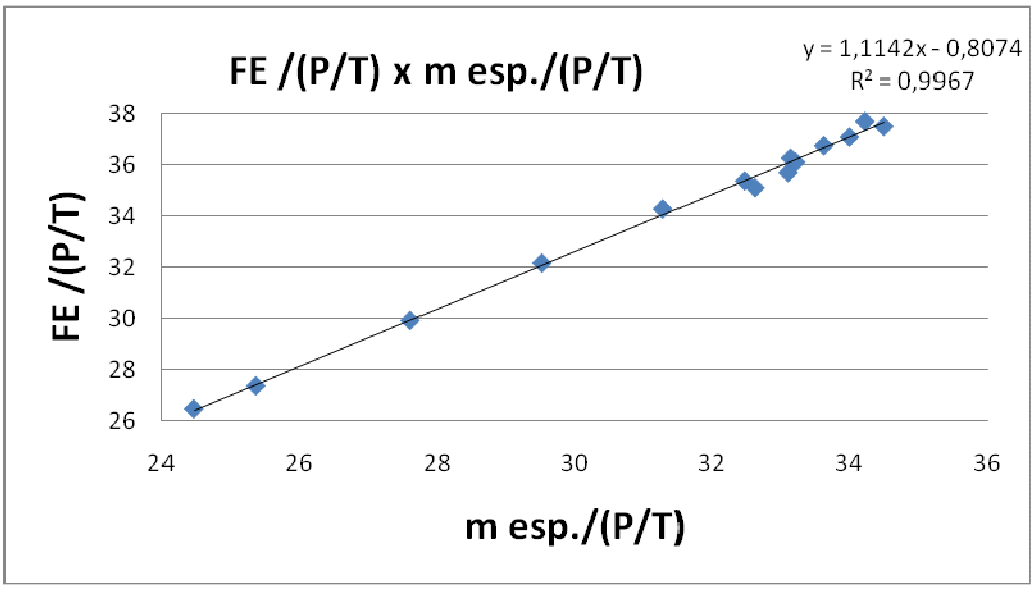


Figura IV.7 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 1.

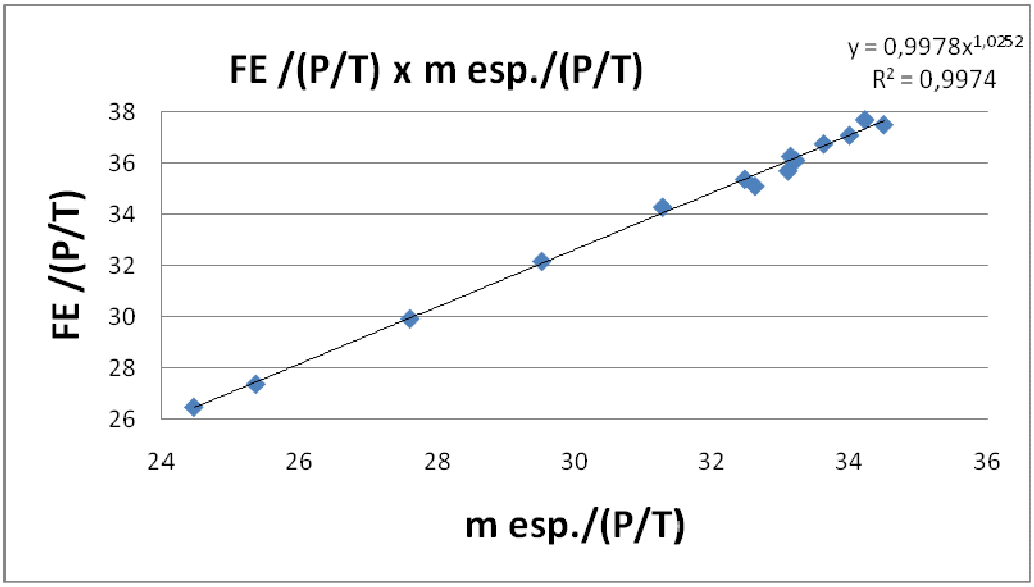


Figura IV.8 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 1.

Estes cálculos para o poço 1 do exemplo podem ser demonstrados manualmente utilizando-se as equações de ajuste e cálculo de R^2 descritas no Capítulo 2, utilizando-se os dados da Tabela IV.2, como segue:

Tabela IV.2 – dados do poço 1

m.esp/(P/T)	FE/(P/T).			
x_i	y_i	Xi^2	xi.yi	
34,501	37,515	1190,347	1294,314	
31,289	34,296	979,030	1073,117	
34,226	37,708	1171,425	1290,609	
32,622	35,116	1064,166	1145,535	
33,104	35,712	1095,882	1182,203	
29,525	32,180	871,738	950,107	
24,456	26,489	598,113	647,829	
33,140	36,280	1098,231	1202,292	
32,470	35,389	1054,285	1149,066	
27,617	29,940	762,718	826,860	
33,216	36,126	1103,291	1199,946	
33,625	36,765	1130,617	1236,202	
25,364	27,387	643,333	694,648	
34,001	37,101	1156,082	1261,483	
439,157	**478,003**	**13919,258**	**15154,211**	$\sum$

Aplica-se os dados no sistema de Equações II.1.

$$\begin{cases} na + \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right) b = \sum_{i=1}^{n} y_i \\ \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right) a + \left(\sum_{i=1}^{n} {x_i}^2\right) b = \sum_{i=1}^{n} x_i y_i \end{cases}$$

$$\begin{cases} 14.\, a + 439{,}157.\mathrm{b} = 478{,}003 \\ 439{,}157.\, a + 13919{,}258.\mathrm{b} = 15154{,}211 \end{cases}$$

$$\begin{cases} a = \dfrac{478{,}003 - 439{,}157.\, b}{14} \\ 439{,}157 \left(\frac{478{,}003 - 439{,}157.b}{14}\right) + 13919{,}258.\mathrm{b} = 15154{,}211 \end{cases}$$

$$\begin{cases} \mathrm{b} = \dfrac{15154{,}211 - \left(\frac{439{,}157\ .\ 478{,}003}{14}\right)}{13919{,}258 - \left(\frac{439{,}157^2}{14}\right)} \\ a = \dfrac{478{,}003 - 439{,}157\ .\, b}{14} \end{cases}$$

Desta forma, temos $b = 1{,}1143$ e $a = 0{,}8106$. Uma pequena diferença dos valores das constantes a e b calculados manualmente e pelo Excel pode ser observada, conforme demonstra a tabela IV.3. Assim, pode-se considerar satisfatórias as equações lineares calculadas pelo programa.

Tabela IV.3 – Comparação entre os valores de FE previstos pelas equações lineares calculadas manualmente e pelo software Excel para o poço 1

FE Previsto pela equação calculada no Excel Y = 1,1142.x - 0,8074	FE Previsto pela equação calculada manualmente Y = 1,1143.x - 0,8106	diferença
0,984	0,984	0,000
0,983	0,983	0,000
0,983	0,983	0,000
0,982	0,982	0,000
0,981	0,981	0,000
0,979	0,979	0,000
0,974	0,974	0,000
0,985	0,985	0,000
0,981	0,981	0,000
0,982	0,982	0,000
0,984	0,984	0,000
0,984	0,984	0,000
0,978	0,978	0,000
0,984	0,984	0,000

Demonstração equivalente pode ser feita para o cálculo usando a equação de potência para o poço 1. Neste caso, os valores de x_i e y_i são substituídos pelos logaritmos naturais $\ln(x_i)$ e $\ln(y_i)$. Uma pequena diferença dos valores das constantes a e b calculados manualmente e pelo

Excel pode ser observada, porém, conforme foi mostrado anteriormente, essa pequena diferença não tem impacto no cálculo da função.

O cálculo do R^2 também pode ser realizado, conforme é demonstrado a título de exemplo, a seguir, usando a equação linear. Os cálculos intermediários são mostrados na Tabela IV.4. Assim, são dados:

Equação linear: y = 1,1143.x – 0,8106

a = -0,8106 e b = 1,1143

Tabela IV.4 – cálculos intermediários para a determinação do R^2 para a equação linear do poço 1

m.esp/(P/T)	FE/(P/T)			
x_i	y_i	$(y_i–a-b.x_i)^2$	y_i^2	
34,501	37,515	0,014	1407,362	
31,289	34,296	0,058	1176,247	
34,226	37,708	0,145	1421,918	
32,622	35,116	0,179	1233,125	
33,104	35,712	0,134	1275,324	
29,525	32,180	0,008	1035,522	
24,456	26,489	0,002	701,677	
33,140	36,280	0,027	1316,213	
32,470	35,389	0,000	1252,367	
27,617	29,940	0,001	896,397	
33,216	36,126	0,006	1305,070	
33,625	36,765	0,012	1351,646	
25,364	27,387	0,004	750,057	
34,001	37,101	0,001	1376,494	
439,157	**478,003**	**0,591**	**16499,418**	$\sum$

Aplicando-se a Equação II.6, temos:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}(y_i - a - bx_i)^2}{(\sum_{i=1}^{n} y_i{}^2) - \frac{1}{n}(\sum_{i=1}^{n} y_i)^2}$$

$$R^2 = 1 - \frac{0{,}591}{16499{,}418 - \frac{1}{14}478{,}003^2}$$

$$R^2 = 0{,}9967$$

Os valores de R^2 calculados pelo Excel e manualmente são iguais.

A Tabela IV.5 a seguir mostra as equações e a comparação entre o R2 obtido para a função linear e potência para os cinquenta poços ou pontos do processo estudados, obtidos com a utilização do software Excel:

Tabela IV.5 – Equações linear e potência com respectivos R^2 para os poços estudados neste trabalho. O maior R^2 está destacado em azul para cada um dos poços

Poço n°	**Equação linear**	**R^2 linear**	**equação potência**	**R^2 potência**	**n° pontos no gráfico**
1	y = 1,1142x - 0,8074	0,9967	$y = 0{,}9978x^{1{,}0252}$	0,9974	14
2	y = 1,0439x + 0,2542	0,9524	$y = 1{,}1x^{0{,}9871}$	0,9648	10
3	y = 1,2044x –3,4825	0,9216	$y = 0{,}7926x^{1{,}0934}$	0,9252	12
4	y = 1,0814x + 0,0238	0,9965	$y = 1{,}0786x^{1{,}0012}$	0,9943	12
5	y = 1,0639x - 0,2477	0,9987	$y = 1{,}0068x^{1{,}0137}$	0,9993	13
6	y = 1,2459x –4,3488	0,9823	$y = 0{,}5593x^{1{,}2019}$	0,9826	5
7	y = 1,1251x - 0,0012	0,9994	$y = 1{,}1195x^{1{,}0014}$	0,9998	7
8	y = 1,1282x - 0,328	0,9975	$y = 1{,}0569x^{1{,}0165}$	0,9985	8
9	y = 1,074x - 0,577	0,9987	$y = 0{,}9482x^{1{,}0309}$	0,9991	11
10	y = 1,1379x –1,6918	0,9403	$y = 0{,}925x^{1{,}0457}$	0,9389	5
11	y = 1,0114x + 0,5544	0,9972	$y = 1{,}1359x^{0{,}9713}$	0,998	13
12	y = 1,044x + 0,5541	0,9968	$y = 1{,}1123x^{0{,}9865}$	0,9973	18
13	y = 1,1474x –1,1699	0,9593	$y = 1{,}0082x^{1{,}028}$	0,9547	11
14	y = 1,0916x –0,9413	0,9089	$y = 0{,}9591x^{1{,}0294}$	0,9031	18
15	y = 1,131x –1,0134	0,946	$y = 1{,}0162x^{1{,}0228}$	0,9459	10
16	y = 1,1337x -0,6172	0,9995	$y = 0{,}9967x^{1{,}0327}$	0,9995	7
17	y = 1,0798x +0,0746	0,9995	$y = 1{,}0912x^{0{,}9976}$	0,9998	10
18	y = 1,3538x - 2,9811	0,9877	$y = 0{,}9798x^{1{,}0726}$	0,9879	8
19	y = 1,0909x - 0,1548	0,984	$y = 1{,}0659x^{1{,}0054}$	0,9839	287

20	y = 1,2127x - 3,5367	0,9756	$y = 0,8101x^{1,0888}$	0,9701	9
21	y = 1,1692x –2,5226	0,907	$y = 0,8964x^{1,0568}$	0,9108	13
22	y = 1,0791x –2,3741	0,9222	$y = 0,6655x^{1,1206}$	0,9116	12
23	y = 1,092x -0,5752	0,9854	$y = 1,0264x^{1,0132}$	0,9864	23
24	y = 1,0649x –0,1137	0,9588	$y = 1,0672x^{0,9982}$	0,9635	9
25	y = 1,1282x –0,8778	0,9658	$y = 0,9999x^{1,0277}$	0,9648	6
26	y = 1,1034x - 0,6289	0,9974	$y = 1,008x^{1,0209}$	0,9978	21
27	y = 1,0486x +1,0543	0,9959	$y = 1,2161x^{0,9663}$	0,995	13
28	y = 1,1184x - 1,215	0,99	$y = 0,9377x^{1,0408}$	0,9936	13
29	y = 1,1466x –1,7173	0,9478	$y = 0,8992x^{1,0562}$	0,9501	21
30	y = 1,1115x + 0,775	0,9638	$y = 1,2392x^{0,9749}$	0,9599	8
31	y = 1,0884x - 0,7328	0,9216	$y = 0,9817x^{1,0236}$	0,9205	17
32	y = 1,0197x +2,1077	0,938	$y = 1,3294x^{0,9416}$	0,934	5
33	y = 0,9959x +2,4327	0,9513	$y = 1,3365x^{0,9364}$	0,956	10
34	y = 1,1004x - 0,4575	0,9998	$y = 0,9792x^{1,0314}$	0,999	5
35	y = 0,9146x +4,3623	0,9076	$y = 1,7635x^{0,8503}$	0,9263	11
36	y = 1,6094x - 14,789	0,9121	$y = 0,1797x^{1,5387}$	0,9124	6
37	y = 1,009x + 1,9564	0,9197	$y = 1,3718x^{0,9279}$	0,9161	9
38	y = 0,984x + 2,2885	0,9026	$y = 1,2775x^{0,9446}$	0,9069	9
39	y = 1,1441x -1,3031	0,955	$y = 0,951x^{1,043}$	0,952	8
40	y = 0,9756x +3,1682	0,9511	$y = 1,4507x^{0,9134}$	0,9528	7
41	y = 1,1097x - 1,0727	0,9742	$y = 0,9343x^{1,0409}$	0,9816	13
42	y = 1,1399x –1,0174	0,9986	$y = 0,9315x^{1,0502}$	0,9993	8
43	y = 1,0512x + 0,3912	0,9917	$y = 1,1213x^{0,9848}$	0,9936	12
44	y = 1,0658x - 0,5276	0,9949	$y = 0,9971x^{1,0146}$	0,9969	17
45	y = 1,0932x - 0,6173	0,9993	$y = 0,992x^{1,0229}$	0,9991	6
46	y = 1,1773x -1,7244	0,9557	$y = 0,904x^{1,0626}$	0,9569	10
47	y = 1,0524x - 0,0416	0,976	$y = 1,0179x^{1,0108}$	0,9905	10
48	y = 1,0818x - 0,6803	0,9983	$y = 0,9821x^{1,0216}$	0,9966	9
49	y = 0,9655x +2,2507	0,9302	$y = 1,3986x^{0,9126}$	0,9364	7
50	y = 1,0463x +0,3865	0,9266	$y = 1,1264x^{0,9815}$	0,9245	7

Apesar da maioria dos poços estudados apresentarem um R^2 maior para o ajuste potência, a relação linear foi escolhida por conveniência operacional. No Apêndice A são mostrados os resultados e gráficos para as equações lineares e potências. A pequena diferença entre os modelos deixa a possibilidade da utilização de um ou outro modelo de equação para a previsão de resultados.

IV.5 Utilização prática da correlação para validação de resultados de novas amostras

Este trabalho propõe a utilização da correlação proposta nesta dissertação para a previsão do fator de encolhimento por meio da medição da massa específica do petróleo despressurizado, e a sua utilização para a validação de resultados de amostras recém ensaiadas. Para os poços estudados,

que apresentam correlação entre o fator de encolhimento e a massa específica, é possível testar a aplicabilidade da correlação por meio de cálculo do R^2.

Isto significaria uma melhoria da qualidade no processo do laboratório, pois a previsão de resultados e um método sistemático para a validação de resultados de ensaios, representam um melhor controle sobre a amostra recém analisada em relação ao histórico das amostras já analisadas de um mesmo poço. Também são resultados importantes ao engenheiro que analisa o processo industrial, pois podem auxiliar no entendimento da estabilidade termodinâmica do processo industrial de separação de petróleo, gás e água.

A correlação também pode suportar uma tomada de decisão mais rápida pelo corpo técnico-gerencial numa eventual ocorrência emergencial relacionada à medição do fator de encolhimento, onde seja impossível ser retiradas amostras e analisadas com a rapidez necessária. A análise e atualização constante do histórico da correlação, pode permitir maior segurança na avaliação de um resultado de laboratório ou uma variação no processo industrial.

Para descrever o método, utilizou-se o exemplo citado do Poço 1, fazendo-se a previsão do fator de encolhimento pela medida da massa específica, empregando a equação obtida do gráfico. Desta forma, pode-se estimar o desvio apresentado pelos pontos experimentais em relação à previsão pela equação apresentada.

Equação linear calculada pelo Excel: $y = 1{,}1142x - 0{,}8074$ $R^2=0{,}9967$

Para a Amostra 1 temos:

$P = 9{,}50$ bar

$T = 363{,}15$ K

$\rho = 0{,}9022$kg/dm3

$\rho/(P/T) = 0{,}9022/(9{,}50/363{,}15) = 34{,}488$

FE/(P/T) previsto = 1,1142 . 34,488 – 0,8074 = 37,619

FE previsto = FE/(P/T) previsto . (P/T) = 37,619 . (9,50/363,15) = 0,984

FE medido em laboratório = 0,981

Desvio absoluto do valor medido em relação ao valor previsto pela equação = 0,003

A Tabela IV.6, a seguir, mostra os valores calculados para o desvio absoluto do valor medido em relação ao valor previsto pela equação linear para as catorze amostras avaliadas do Poço 1. A diferença de arredondamento, em relação ao cálculo, deve-se ao número de casas decimais usadas.

Tabela IV.6 –Previsão do FE para o poço1 pela equação linear e desvio dos resultados experimentais em relação à previsão

Amostra	Pressão (bar)	Temperatura (K)	massa especifica	massa especifica /(P/T)	FE/(P/T) Previsto pela equação linear	FE previsto	FE medido	Desvio absoluto
1	9,50	363,15	0,9022	34,501	37,634	0,984	0,981	0,003
2	10,04	347,65	0,9032	31,289	34,055	0,983	0,990	-0,007
3	9,34	354,65	0,9013	34,226	37,327	0,983	0,993	-0,010
4	9,81	355,15	0,9011	32,622	35,540	0,982	0,970	0,012
5	9,42	346,35	0,9001	33,104	36,077	0,981	0,971	0,010
6	10,62	348,15	0,9010	29,525	32,090	0,979	0,982	-0,003
7	12,88	349,55	0,9011	24,456	26,442	0,974	0,976	-0,002
8	9,55	350,15	0,9034	33,14	36,117	0,985	0,989	-0,004
9	9,74	351,05	0,9010	32,47	35,370	0,981	0,982	-0,001
10	11,70	357,15	0,9049	27,617	29,964	0,982	0,981	0,001
11	9,55	351,15	0,9029	33,216	36,202	0,984	0,982	0,002
12	9,35	348,25	0,9027	33,625	36,657	0,984	0,987	-0,003
13	12,59	353,15	0,9039	25,364	27,453	0,978	0,976	0,002
14	9,35	352,15	0,9027	34,001	37,077	0,984	0,985	-0,001

Observando-se os desvios calculados para este poço, nota-se que os maiores desvios obtidos foram para as amostras 2, 3, 4 e 5, da ordem de 0,01.

Para o mesmo poço, fazendo-se o cálculo para a equação potência.

Equação potência $y = 0{,}9978x^{1{,}0252}$ $R^2 = 0{,}9974$

Para a amostra 1 temos:

P = 9,50 bar

T = 363,15 K

ρ = 0,9022 kg/dm3

ρ/(P/T) = 0,9022/(9,50/363,15) = 34,488

FE/(P/T) previsto = $0{,}9978 \cdot 34{,}488^{1{,}0252} = 37{,}624$

FE previsto = FE/(P/T) previsto . (P/T) = 37,624 . (9,50/363,15) = 0,984

FE medido em laboratório = 0,981

Desvio absoluto do valor medido em relação ao valor previsto pela equação = 0,003

A Tabela IV.7 mostra o cálculo do desvio absoluto do valor medido em relação ao valor previsto pela equação potência para as catorze amostras avaliadas do Poço 1. Novamente, a diferença de arredondamento, em relação ao cálculo, deve-se ao número de casas decimais usadas.

Tabela IV.7 –Previsão do FE para o poço1 pela equação potência e desvio dos resultados experimentais em relação à previsão

Amostra	Pressão (bar)	Temperatura (K)	massa especifica	massa especifica /(P/T)	FE/(P/T) Previsto pela equação potência	FE previsto	FE medido	Desvio absoluto
1	9,50	363,15	0,9022	34,501	37,639	0,984	0,981	0,003
2	10,04	347,65	0,9032	31,289	34,051	0,983	0,990	-0,007
3	9,34	354,65	0,9013	34,226	37,331	0,983	0,993	-0,010
4	9,81	355,15	0,9011	32,622	35,538	0,982	0,970	0,012
5	9,42	346,35	0,9001	33,104	36,077	0,981	0,971	0,010
6	10,62	348,15	0,9010	29,525	32,084	0,979	0,982	-0,003
7	12,88	349,55	0,9011	24,456	26,450	0,975	0,976	-0,001
8	9,55	350,15	0,9034	33,14	36,116	0,985	0,989	-0,004
9	9,74	351,05	0,9010	32,47	35,368	0,981	0,982	-0,001
10	11,70	357,15	0,9049	27,617	29,960	0,982	0,981	0,001
11	9,55	351,15	0,9029	33,216	36,201	0,984	0,982	0,002
12	9,35	348,25	0,9027	33,625	36,658	0,984	0,987	-0,003
13	12,59	353,15	0,9039	25,364	27,457	0,978	0,976	0,002
14	9,35	352,15	0,9027	34,001	37,079	0,984	0,985	-0,001

Observando-se os desvios calculados para este poço, nota-se que neste caso, a equação linear e potência apresentaram praticamente os mesmos valores para a previsão do FE, exceto para a amostra 7. Desta forma, os maiores desvios obtidos foram novamente para as amostras 2, 3, 4 e 5, da ordem de 0,01.

O Apêndice B mostra os valores previstos e experimentais, bem como os desvios existentes entre eles para os cinquenta poços estudados neste trabalho, utilizando-se as equações lineares e potências, pois a diferença foi pequena para todos os casos, além da possibilidade da utilização de

um ou outro modelo de equação para a previsão de resultados, o que for mais conveniente para cada caso.

IV.6 Gráfico FE/(P/T) x ρ/(P/T) geral para os poços estudados neste trabalho

A Figura IV.9 apresenta o gráfico geral para todos os pontos de FE/(P/T) x ρ/(P/T) para os poços estudados neste trabalho. Nota-se a correlação entre as duas propriedades. Porém, como os petróleos estudados possuem diferença de composição e massa específica, a equação ajustada não pode prever, com erros admissíveis, o fator de encolhimento para fins de medição de petróleo para todos os poços estudados, apresentando desvios absolutos de fator de encolhimento da ordem de 0,1.

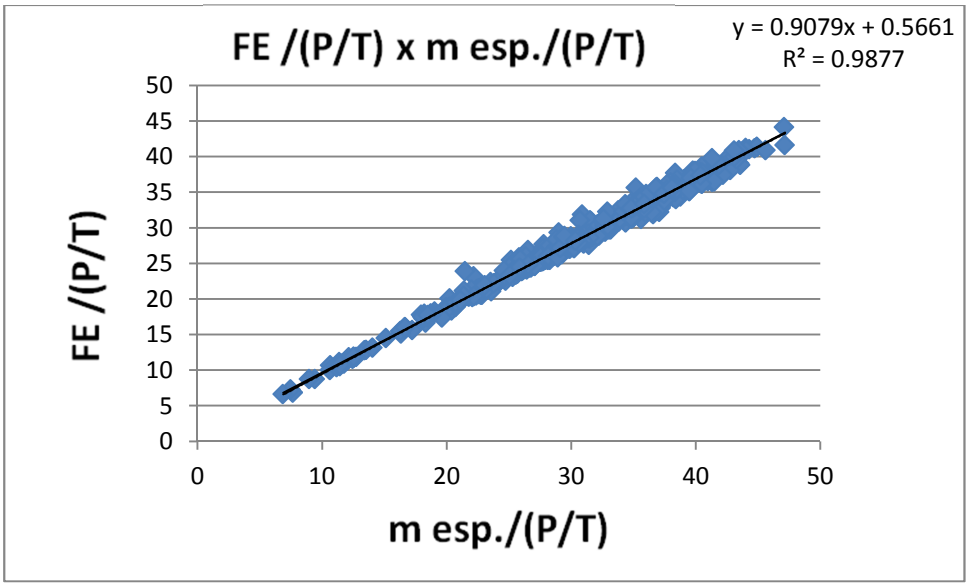


Figura IV.9 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) geral para todos os poços estudados neste trabalho.

IV.7 Comportamento da Viscosidade dos fluidos estudados

Na tentativa de encontrar-se uma correlação entre a viscosidade do petróleo morto e as outras propriedades estudadas (fator de encolhimento, massa específica e razão gás-óleo), buscou-se no banco de dados do Laboratório de petróleo e derivados E&P-SERV/US-AP/LF (Exploração e Produção-Serviços/Unidade de Serviços de Apoio/Laboratório de Fluidos), os dados de viscosidade existentes para os mesmos cinquenta poços

estudados para as demais propriedades, constantes da Tabela IV.5. Foram encontrados no banco, dados de 11 poços dos cinquenta poços utilizados para o estudo das demais propriedades.

A Tabela IV.8 a seguir relaciona os poços estudados neste trabalho para os quais foram encontrados dados de viscosidade.

Tabela IV.8 – Poços para os quais foram encontrados dados de viscosidade

1	2	3
7	8	9
10	12	13
14	42	

Foram estudados três parâmetros em relação ao comportamento da viscosidade dos petróleos avaliados: o comportamento da viscosidade em relação à taxa de deformação, à temperatura e à massa específica.

IV.8 A variação da viscosidade em relação à taxa de deformação

Como visto no Capítulo II, a variação da viscosidade com a variação da taxa de deformação indica um comportamento não newtoniano ao fluido estudado. Todos os poços estudados, neste trabalho, apresentaram um pequeno desvio do comportamento newtoniano. Na Figura IV.10, o gráfico para o poço 1, conforme a Tabela IV.9, mostra o comportamento da viscosidade em relação à taxa de deformação, a pressão atmosférica e temperatura constante de 20°C (293,15K).

Tabela IV.9 – dados do poço1

Viscosidade à 20°C, cP	Taxa de deformação, 1/s
76,8	39,6
76,4	27,7
76,2	22,4

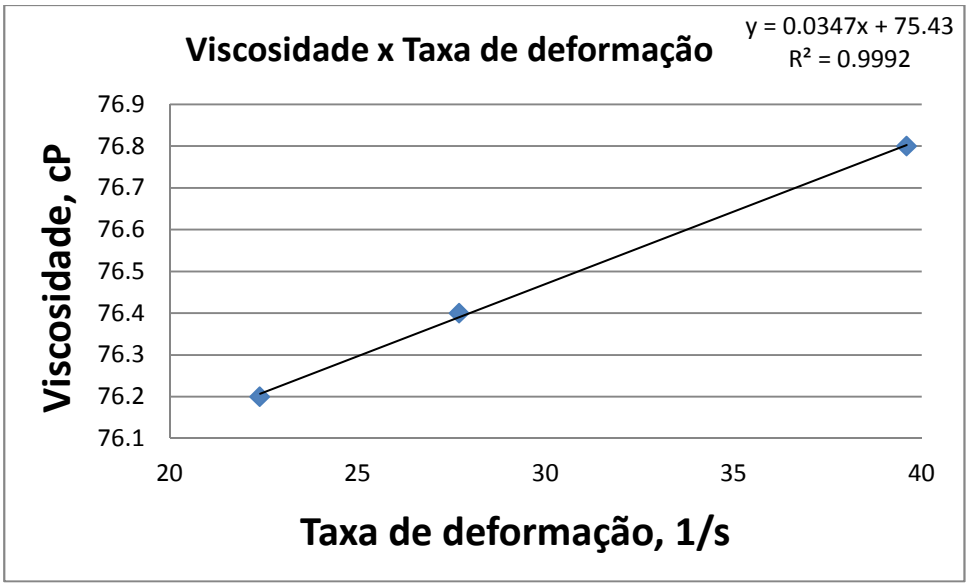


Figura IV.10 – Gráfico Viscosidade X Taxa de deformação para o poço 1

Para todos os 11 poços estudados neste trabalho, a variação da viscosidade em relação à taxa de deformação apresentou um pequeno desvio do comportamento newtoniano. O Apêndice C mostra os dados para os poços estudados neste trabalho.

IV.9 A variação da viscosidade em relação à temperatura

A viscosidade dos fluidos varia em função do aumento ou diminuição da temperatura de um sistema. Nos gases, a viscosidade absoluta tende a aumentar com a temperatura, enquanto que, nos líquidos, ela tende a diminuir.

A variação da viscosidade de um líquido puro com a temperatura é dada pela Equação IV.1, de Andrade-Guzman:

$$\mu = \mu_0 . e^{[+\frac{E_{visc}}{RT}]} \qquad \text{(IV.1)}$$

Sendo:

μ: Viscosidade dinâmica

μ_0: Viscosidade dinâmica na condição padrão

E_{visc}: Energia de ativação viscosa.

R: Constante universal dos gases.

T: Temperatura.

Nesta equação, pode-se perceber que a viscosidade do fluido é inversamente proporcional ao aumento da temperatura. Esta expressão mostra que a viscosidade deve diminuir acentuadamente com a elevação da temperatura. Este comportamento é verificado experimentalmente para o petróleo morto, para intervalos de temperatura que não promovam alterações na composição do fluido. A Figura IV.11, construída a partir da Tabela IV.10 mostra a variação da viscosidade em função da temperatura para o poço 1.

Tabela IV.10 – dados do poço1

Temperatura, K.	Viscosidade, cP.	Ln μ	1/T
323,15	17,90	2,885	0,00309
313,15	26,27	3,268	0,00319
303,15	37,77	3,632	0,00330
293,15	89,40	4,493	0,00341
288,15	121,70	4,802	0,00347
283,15	211,60	5,355	0,00353
278,15	392,70	5,973	0,00360

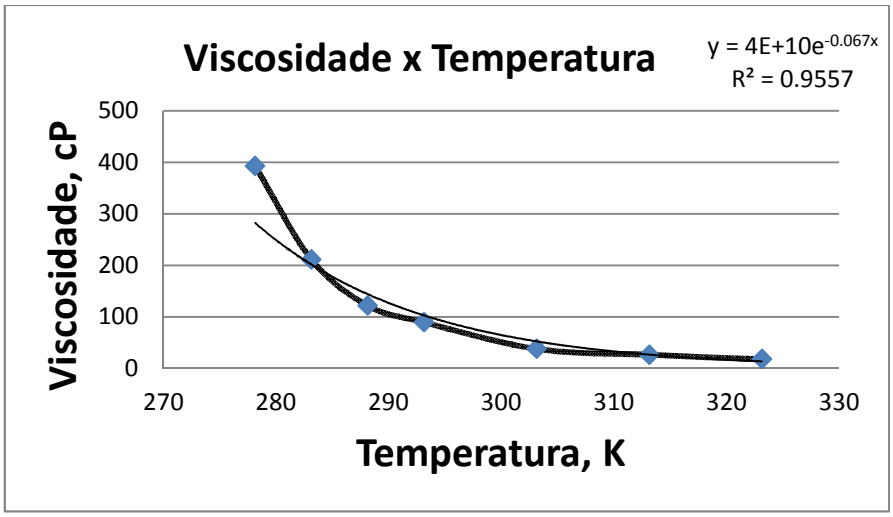


Figura IV.11–Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 1

Um gráfico de ln μ contra 1/T é uma reta para estes intervalos de T, com coeficiente angular positivo. A Figura IV.12, mostra este comportamento, com um ligeiro desvio do comportamento ideal para o poço1.

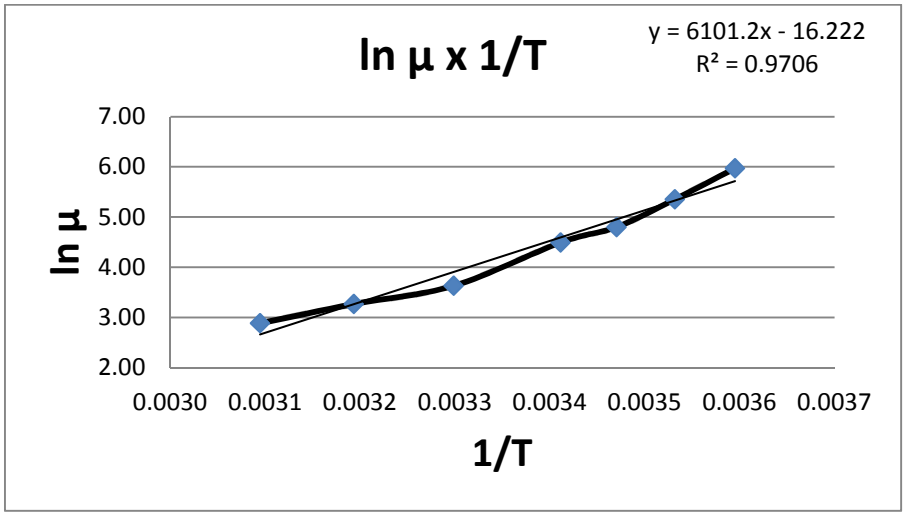


Figura IV.12 –Gráfico lnμ x 1/T para o poço 1.

Para todos os 11 poços estudados neste trabalho, a variação da viscosidade em relação à temperatura apresentou comportamento análogo ao descrito acima. O Apêndice D mostra os dados para os poços estudados neste trabalho.

IV.10 A variação da viscosidade em relação à massa específica

Como tanto a viscosidade quanto a massa específica de um fluido líquido são inversamente proporcionais ao aumento da temperatura, o comportamento esperado é que a variação da viscosidade de um líquido seja diretamente proporcional ao aumento da massa específica. A Figura IV.13, construída a partir da Tabela IV.11, demonstra este comportamento.

Tabela IV.11 – dados do poço 1

Temperatura, K.	Viscosidade, cP.	Massa específica, g/cm^3.
323,15	17,90	0,884
313,15	26,27	0,891
303,15	37,77	0,897
293,15	89,40	0,903
288,15	121,70	0,906
283,15	211,60	0,910
278,15	392,70	0,913

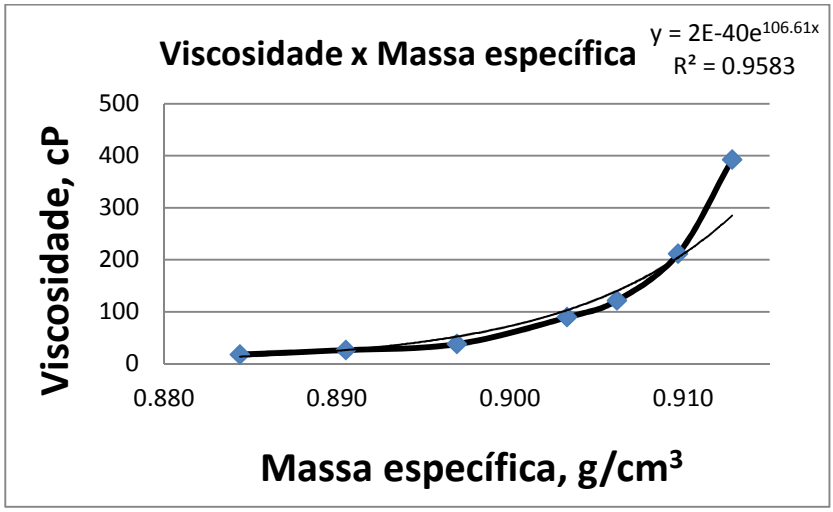


Figura IV.13 –Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 1.

Para todos os 11 poços estudados neste trabalho, a variação da viscosidade em relação à massa específica apresentou comportamento análogo ao descrito acima. O Apêndice E mostra os dados para os poços estudados neste trabalho.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

O trabalho mostra que as equações de tendência obtidas dos gráficos FE/(P/T) x massa específica/(P/T) podem ser usadas na previsão do resultado analítico de amostras novas, podendo ser utilizado pelo laboratório como um método de validação dos resultados. Para cada caso, deverá ser estudado a melhor equação (linear ou potência) e os desvios dos dados experimentais em relação à equação teórica, bem como considerado o R^2 obtido no estudo. O estudo deve ser contínuo, pois a cada atualização do banco de dados a análise deverá ser refeita e as equações e os gráficos atualizados.

O gráfico geral mostra a existência de uma correlação entre as propriedades, mas como os petróleos estudados são muito diferentes entre si, a equação do gráfico geral não apresenta um desvio aceitável para o fator de encolhimento para cada poço, podendo ser da ordem de 0,1; sendo que o desvio aceitável é da ordem de 0,01. Assim, é melhor utilizar as equações específicas para cada poço estudado.

A avaliação do R^2 é importante para a decisão de utilizar ou não o método de validação de resultados de ensaios proposto neste trabalho para um determinado poço ou processo. Recomenda-se a utilização apenas para poços ou pontos de processos que apresentem um R^2 maior que 0,9 e um número mínimo de 5 ensaios já constantes no banco de dados, de forma a garantir um mínimo de robustez para os cálculos estatísticos.

Como sugestão para novos trabalhos, está a utilização de outras técnicas estatísticas, como a aplicação do teste de significância para avaliação do coeficiente de determinação. Este teste serve para verificar se o valor encontrado de R^2 tem significado estatístico, ou seja, se a correlação que ele está indicando é estatisticamente válida. Baseia-se na aplicação do Teste t-Student ao conjunto de dados.

Para este trabalho, os cálculos foram feitos individualmente para cada poço estudado, com a utilização do software Excel, o que é muito trabalhoso, devido à grande quantidade de dados manipulados nestes cálculos. Como sugestão para otimizar estes estudos e realizá-los de forma sistemática e eficiente, recomenda-se a criação de uma ferramenta específica de TI, que realize a coleta no banco de dados, conversões e cálculos das equações, do R^2 e dos desvios dos pontos experimentais em relação à previsão teórica através das equações, disponibilizando

automaticamente como resultado final, os gráficos, equações e previsão de resultados para todos os dados disponíveis. Desta forma, com a inclusão de novos resultados válidos no banco de dados, as equações e gráficos seriam continuamente recalculados, a cada novo resultado, melhorando cada vez mais a representatividade e a confiabilidade do método. Assim, as correlações podem ser continuamente atualizadas, o que pode contribuir para melhoria do método analítico e da avaliação dos resultados experimentais.

Também como sugestão para futuros trabalhos relacionados com a medição do fator de encolhimento em condições de processo, recomenda-se um estudo para tentar correlacionar o FE, a RS e a massa específica com outras propriedades do petróleo, como a viscosidade do petróleo pressurizado a e massa molar. Isto pode ser útil para conhecer melhor o comportamento dos fluidos nas operações de processamento primário de petróleo e gás natural.

A proposta do método descrito nesta dissertação deverá ser apresentada à equipe de engenharia de elevação e escoamento, o principal usuário do valor de fator de encolhimento, para análise e aprovação da técnica. O trabalho poderá no futuro submetido à ANP para homologação.

A investigação da variação da viscosidade com a taxa de deformação mostrou que os petróleos avaliados neste trabalho apresentam um comportamento próximo da idealidade, porém com um discreto desvio do comportamento newtoniano. Desta forma, as análises de viscosidade com variação da taxa de deformação mostram-se úteis para determinar a magnitude deste desvio do comportamento newtoniano em amostras de petróleos em fase de produção e tratamento primário.

A avaliação da variação da viscosidade com a temperatura mostrou que os petróleos avaliados apresentam um decréscimo exponencial da viscosidade com o aumento de temperatura, conforme o previsto pela equação de Andrade-Guzman. Os gráficos de $\ln\mu$ x $1/T$, demostram que alguns petróleos apresentam uma reta, conforme o previsto para esta dispersão, mas alguns petróleos apresentam um pequeno desvio da reta. Como sugestão para trabalhos futuros, sugere-se estudos para determinar quais os motivos destes desvios apresentados.

A avaliação da viscosidade em relação à massa específica mostra que existe uma proporcionalidade direta entre estas duas propriedades, o que parece lógico, já que ambas são inversamente proporcionais ao aumento da temperatura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T.; Hydrocarbon Phase Behavior, Gulf Publishing Company, 1989.

Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT 14065/06: Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos - Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa pelo Densímetro Digital. Rio de Janeiro, 2006. 8 p.

BUCCI, V.F.; Determinação do fator de encolhimento em petróleo: uma comparação entre os métodos disponíveis na Bacia de Campos, II Encontro Petrobras de Medição em produtos, Petrobrás, 2008.

DANESH, A.; PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids, Elsevier science B.V., 1998.

Manual of Petroleum Measurement Standards, API MPMS, chapter 20, section 1.7.4, American Petroleum Institute, setembro, 2011.

Manual of Petroleum Measurement Standards, API MPMS, 10.7/02. Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer. Titration (Potentiometric) (ANSI/ASTM D4377) (IP 356). Washington D. C., 2002. 6 p.

MCCAIN, W.D.Jr.; SPIVEY, J.P.; LENN, C.P.; Petroleum reservoir fluid property correlations, PennWell Corporation, 2011.

MCCAIN, W.D.Jr.; The properties of petroleum fluids, PennWell Corporation, 1990.

PADRÃO SINPEP, E&P-SERV/US-AP/LF PE-5ED-00135 – Determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade em petróleo em condições de processo, Petróleo Brasileiro S/A, 2013.

PADRÃO SINPEP, E&P-SERV/US-AP/LF PE-5ED-00143 - Determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade em petróleo em condições de processo pela densidade pressurizada e liberação flash, Petróleo Brasileiro S/A, 2013.

PEDERSEN, K.S.; CHRISTENSEN, P.L.; Phase behavior of petroleum reservoir fluids, Taylor & Francis group, 2007.

PEDERSEN, K.S.; FREDENSLUND, Aa.; THOMASSEN, P.; Properties of oils and natural gases, Gulf Publishing Company, 1989.

POLING, B.E.; PRAUSNITZ, J.M.; O'CONELL, J.P.; The properties of gases and liquids, McGraw Hill, 2001.

PORTARIA CONJUNTA Nº 1, ANP / INMETRO, junho, 2000.

RESOLUÇÃO CONJUNTA Nº 1, ANP / INMETRO, junho, 2013.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D; Engenharia de reservatórios de petróleo, Editora Interciência, 2006.

SILVA, E.L.; MENEZES, E.M.; Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação, Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

SMITH, J.M.; NESS, H.C.V; ABBOTT, M.M.; Introdução à termodinâmica da engenharia química, Livros técnicos e científicos, 2007.

SOUZA, LF; Um experimento sobre a dilatação térmica e a lei de resfriamento, monografia de conclusão de curso, Instituto de física, UFRJ, 2007.

SOUZA, M.J.F.; Ajuste de curvas pelo método dos quadrados mínimos, Universidade Federal de Ouro Preto, 2013.

APÊNDICE A

Gráficos FE/(P/T) x massa específica/(P/T) para os poços estudados neste trabalho. Os gráficos mostram as equações lineares e potências obtidas para cada poço, assim como o valor de R^2 para cada uma delas.

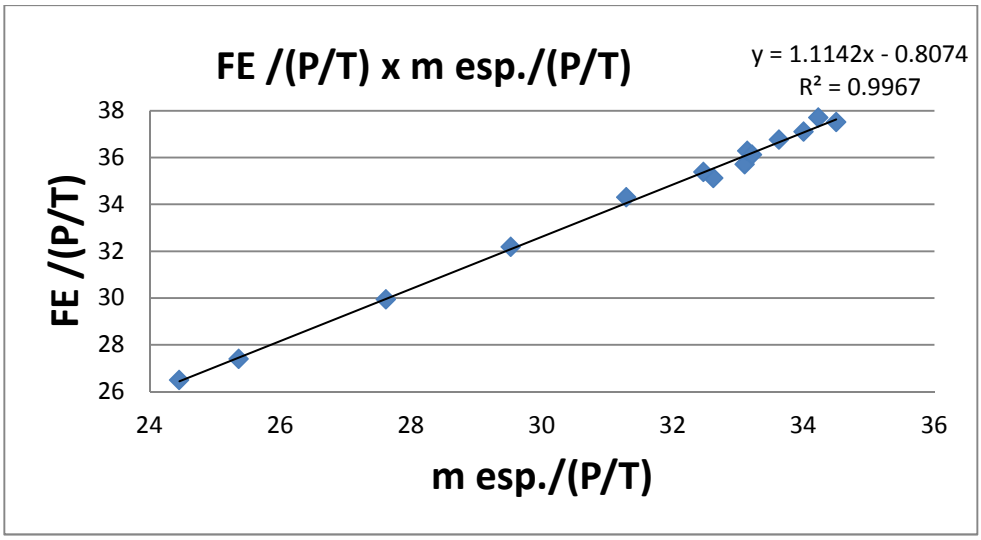


Figura A.1 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 1.

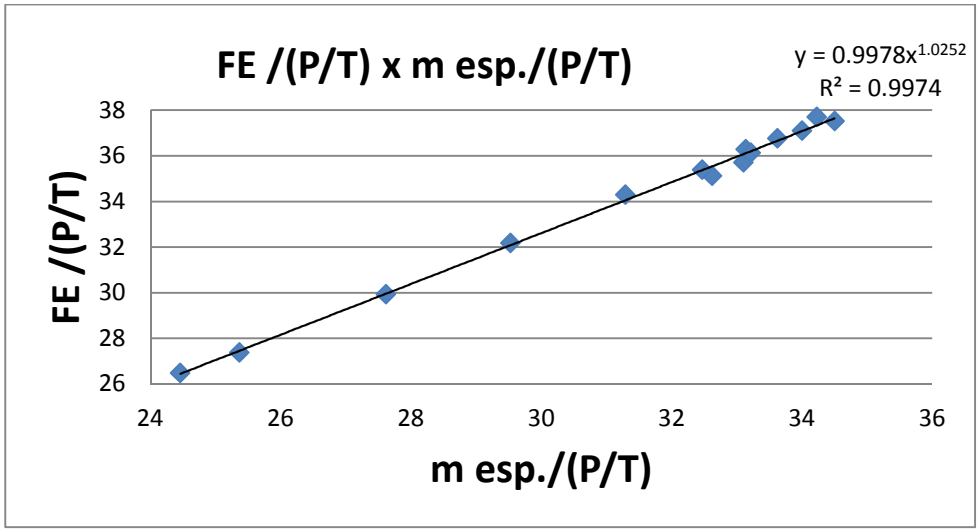


Figura A.2 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 1.

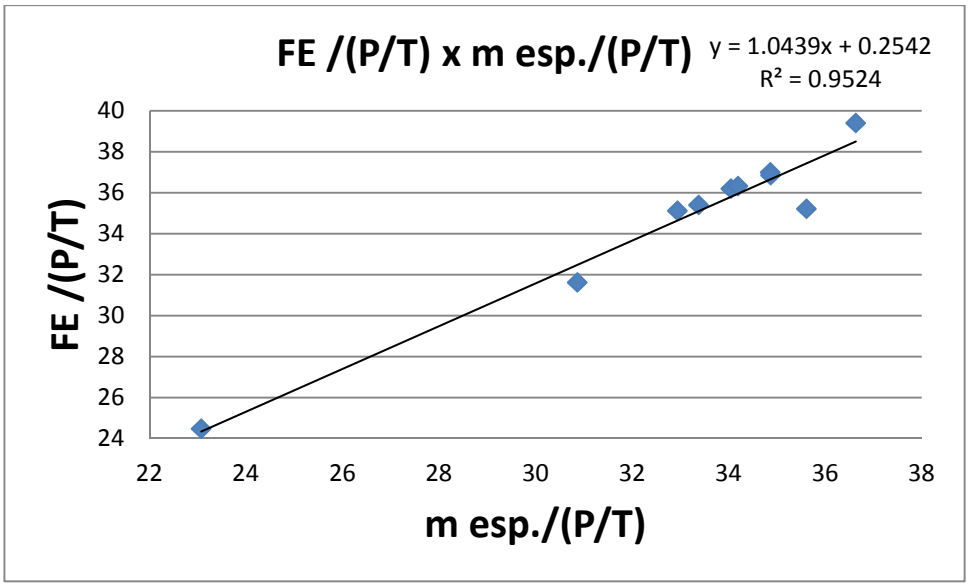


Figura A.3 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 2.

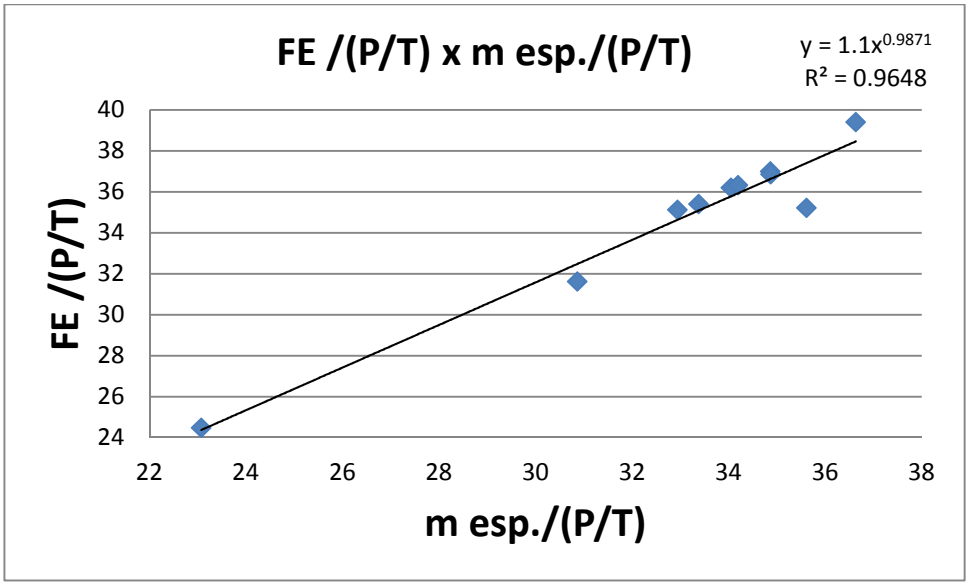


Figura A.4 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 2.

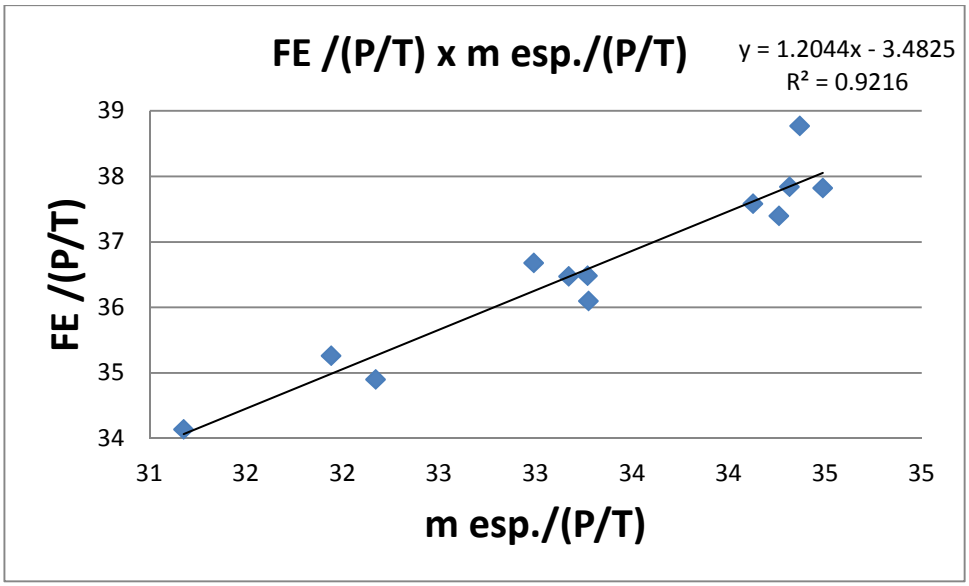


Figura A.5 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 3.

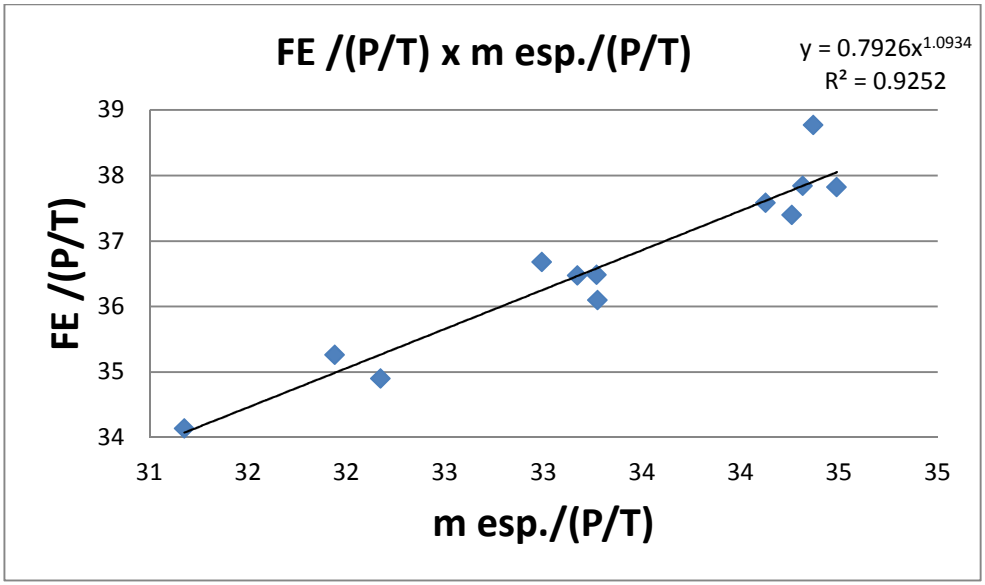


Figura A.6 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 3.

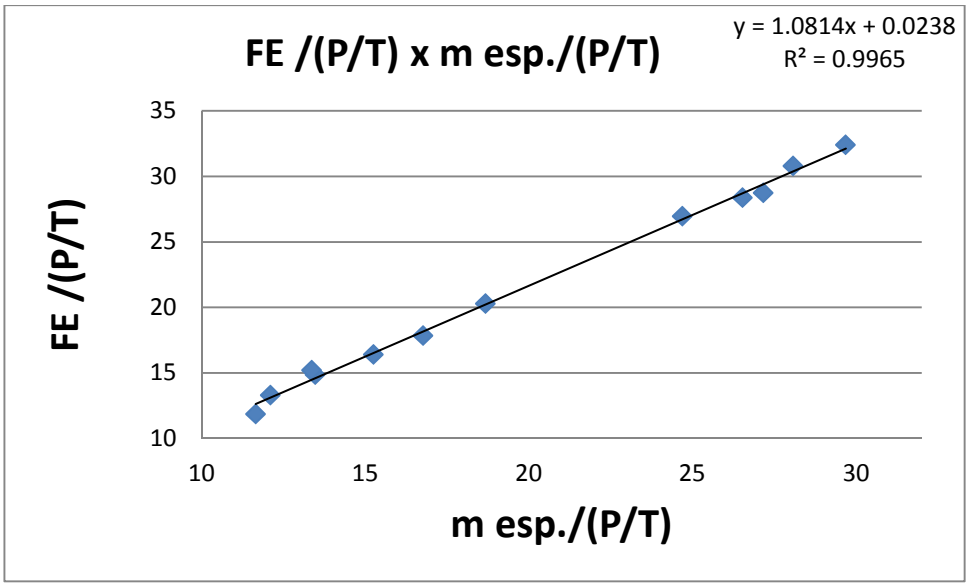


Figura A.7 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 4.

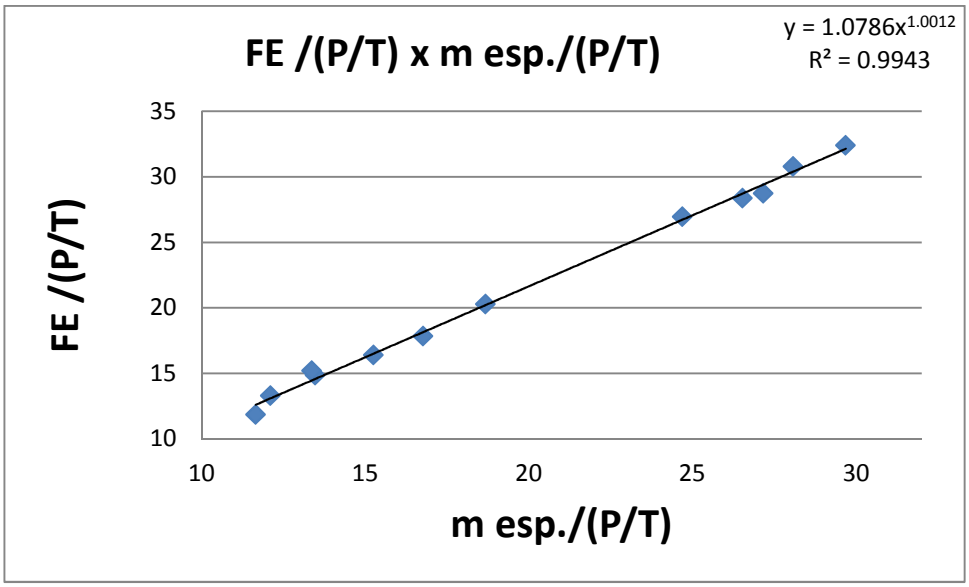


Figura A.8 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 4.

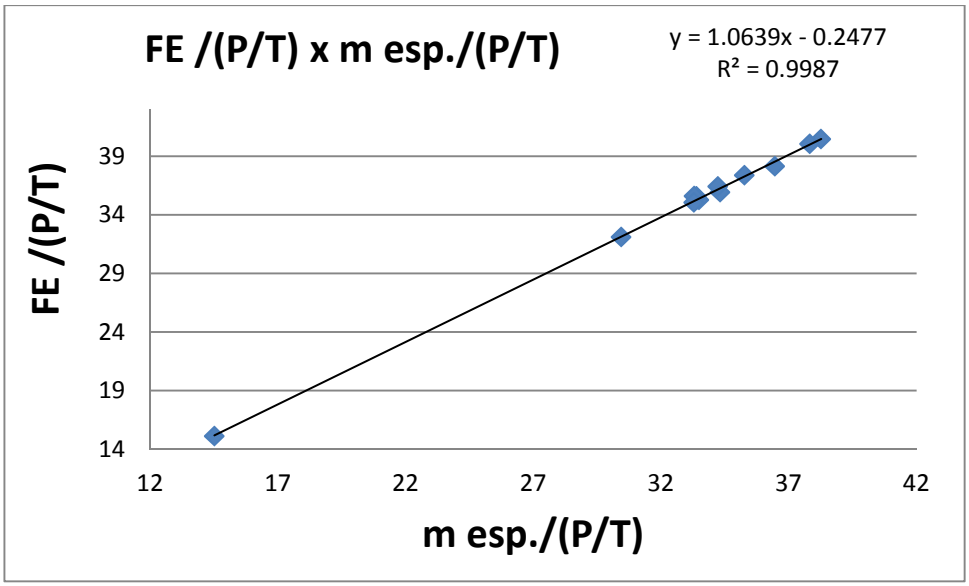


Figura A.9 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 5.

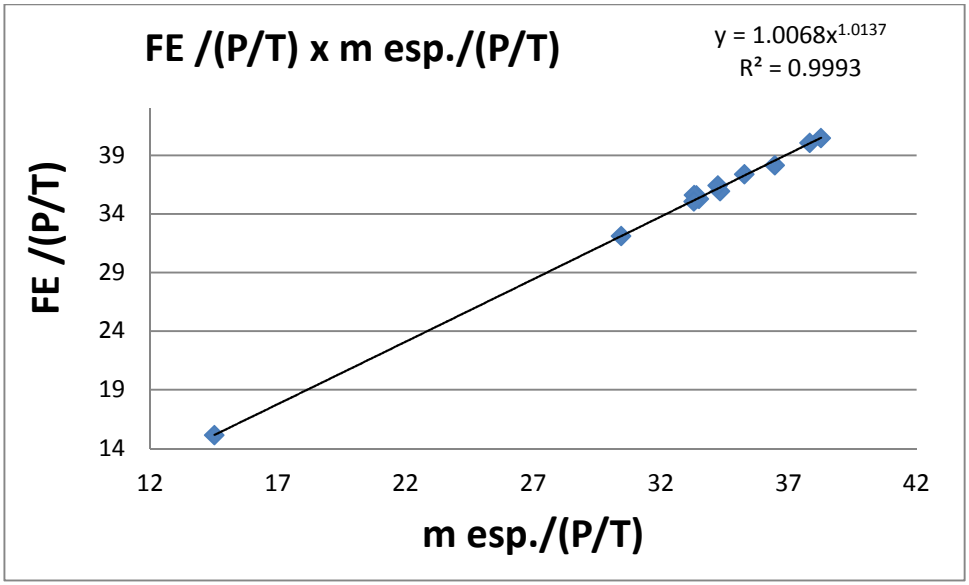


Figura A.10 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 5.

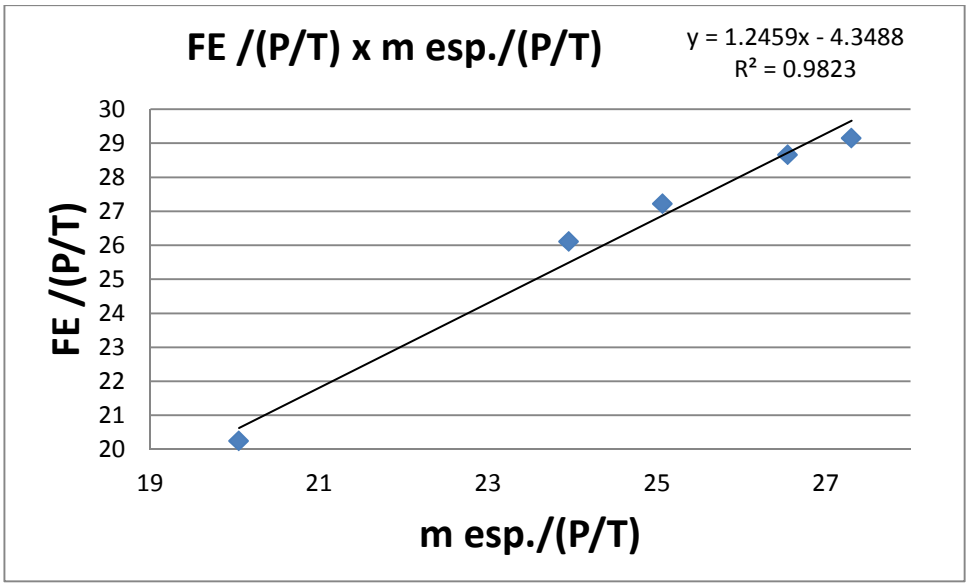


Figura A.11 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 6.

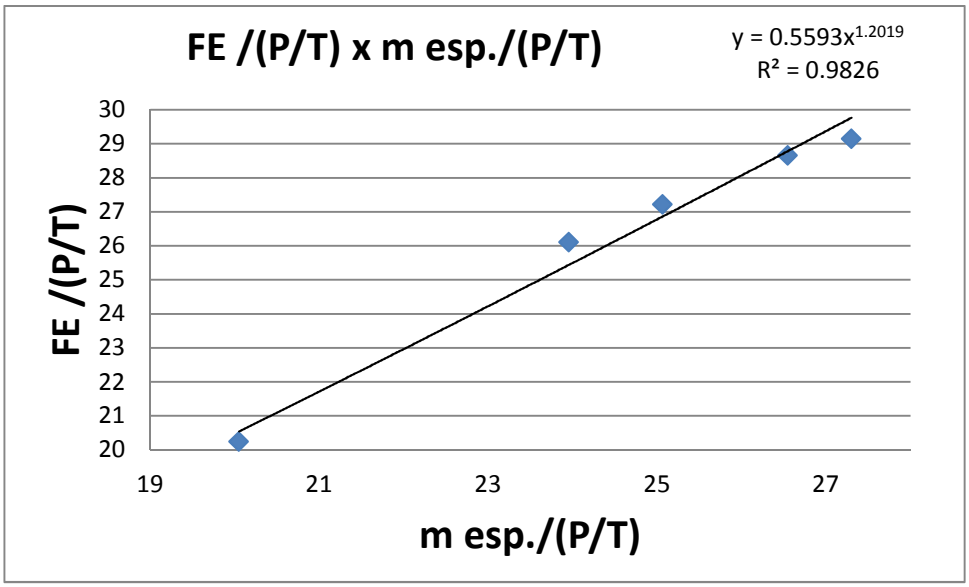


Figura A.12 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 6.

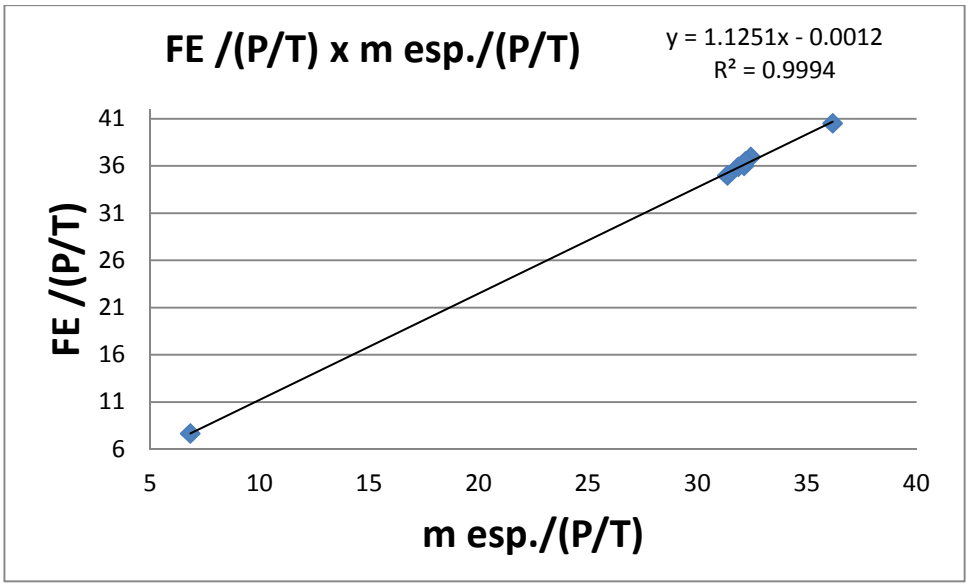


Figura A.13 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 7.

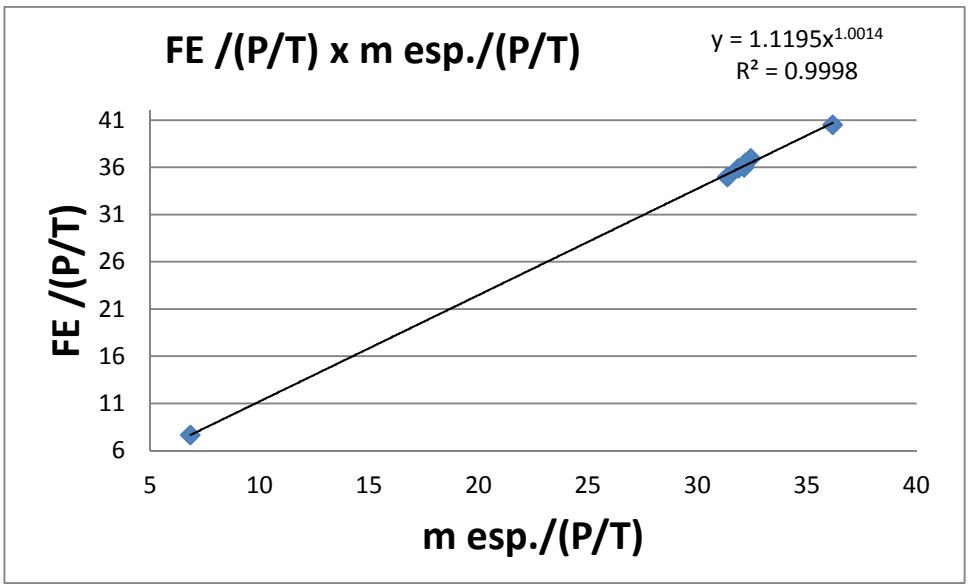


Figura A.14 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 7.

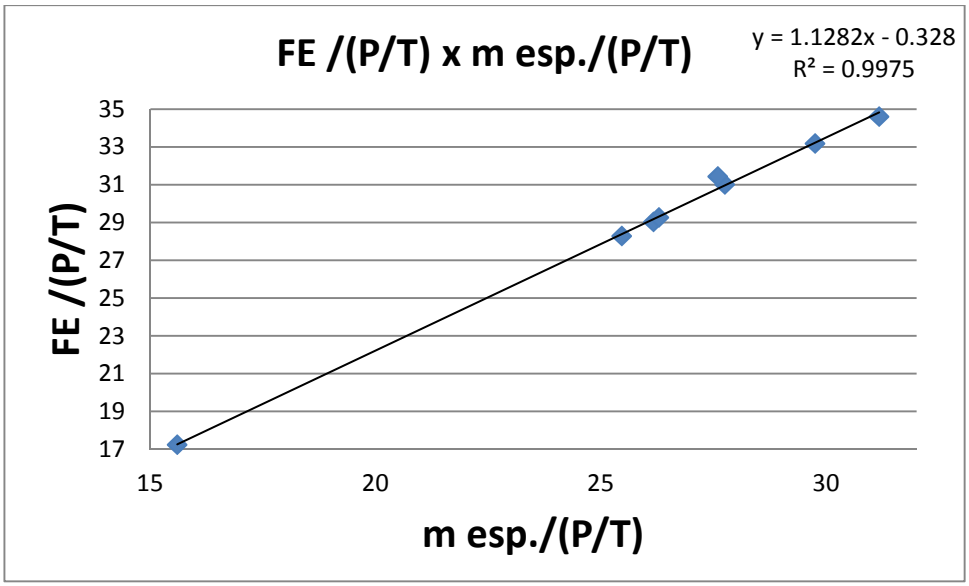


Figura A.15 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 8.

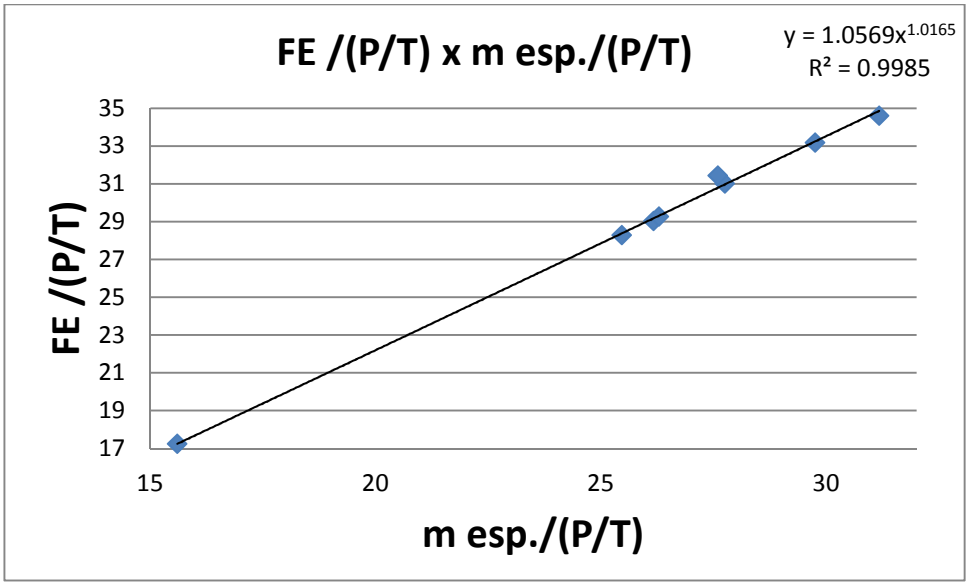


Figura A.16 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 8.

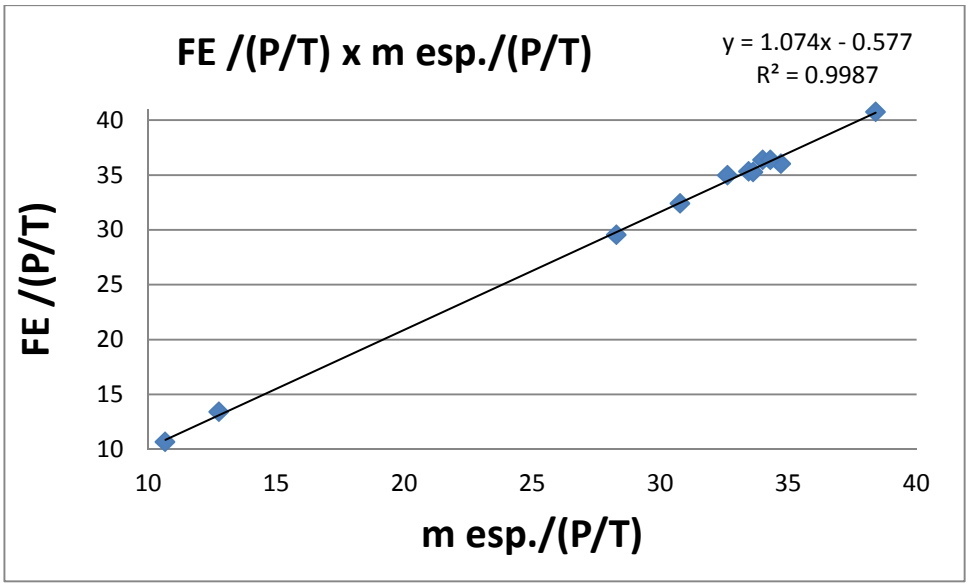


Figura A.17 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 9.

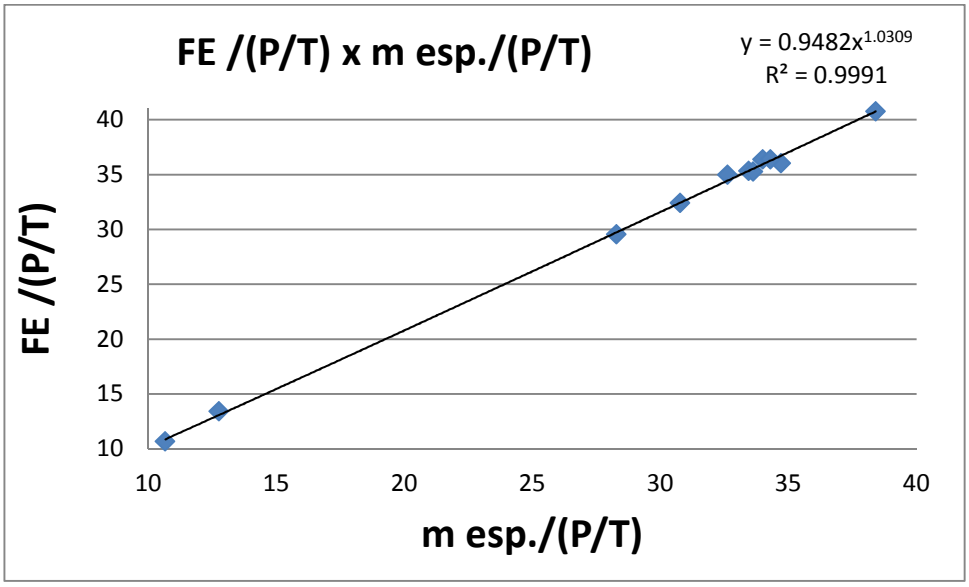


Figura A.18 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 9.

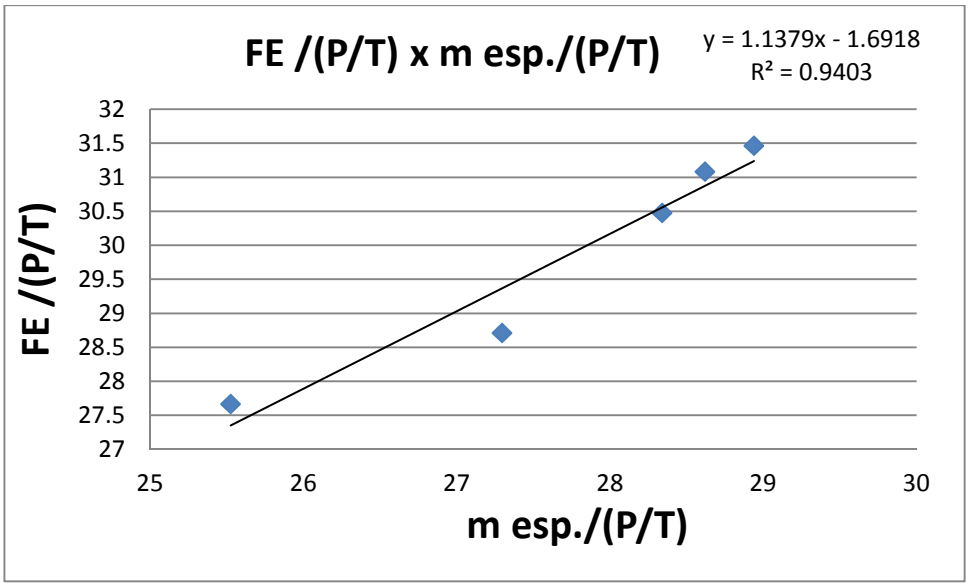


Figura A.19 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 10.

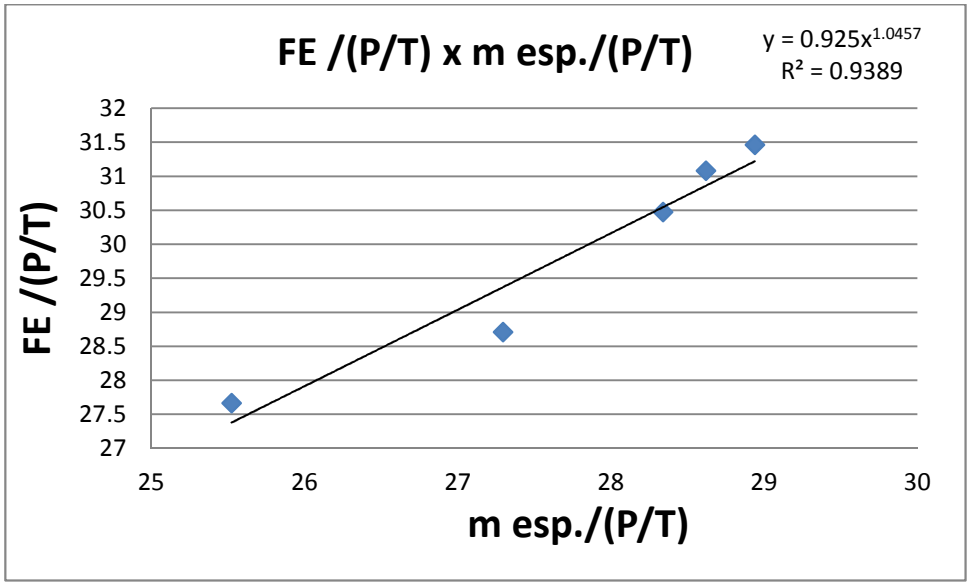


Figura A.20 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 10.

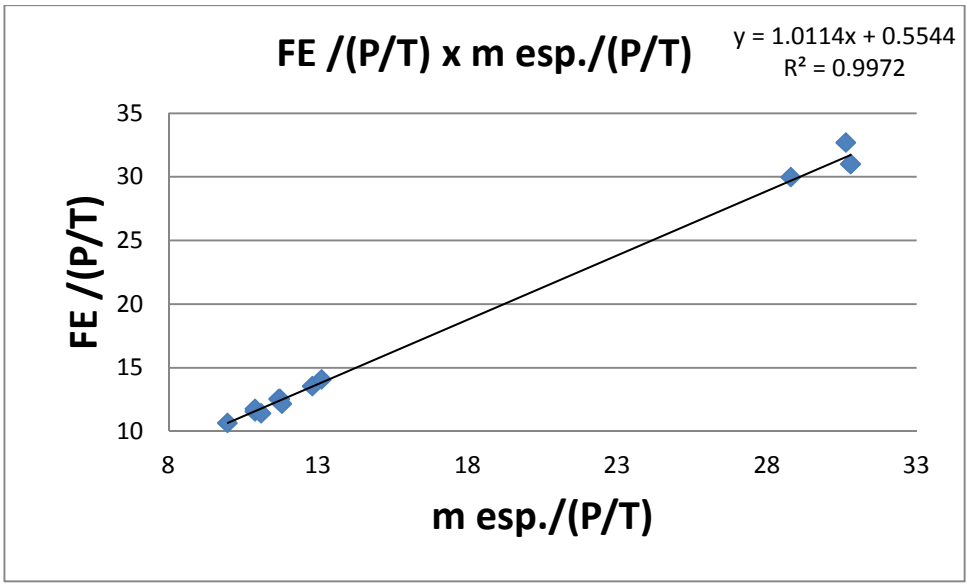


Figura A.21 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 11.

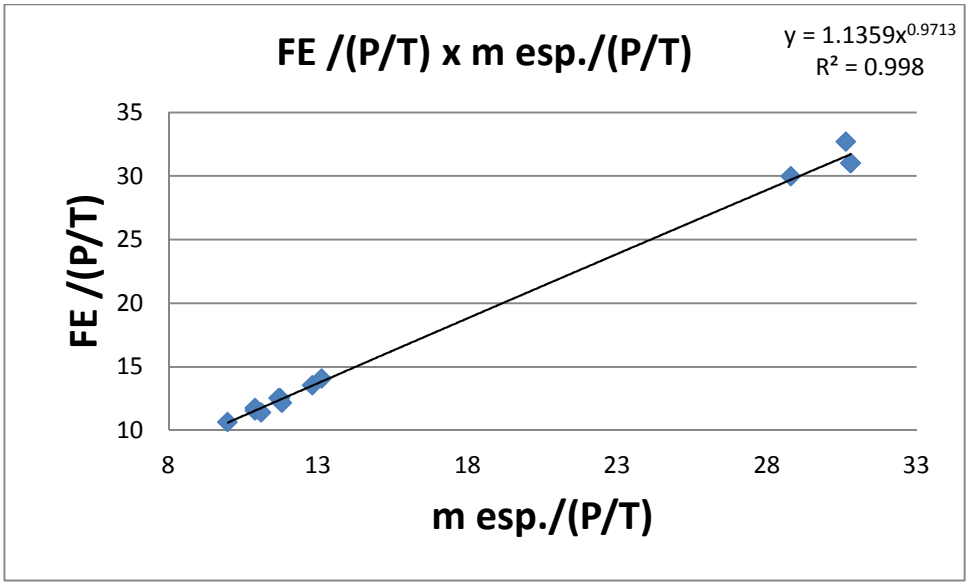


Figura A.22 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 11.

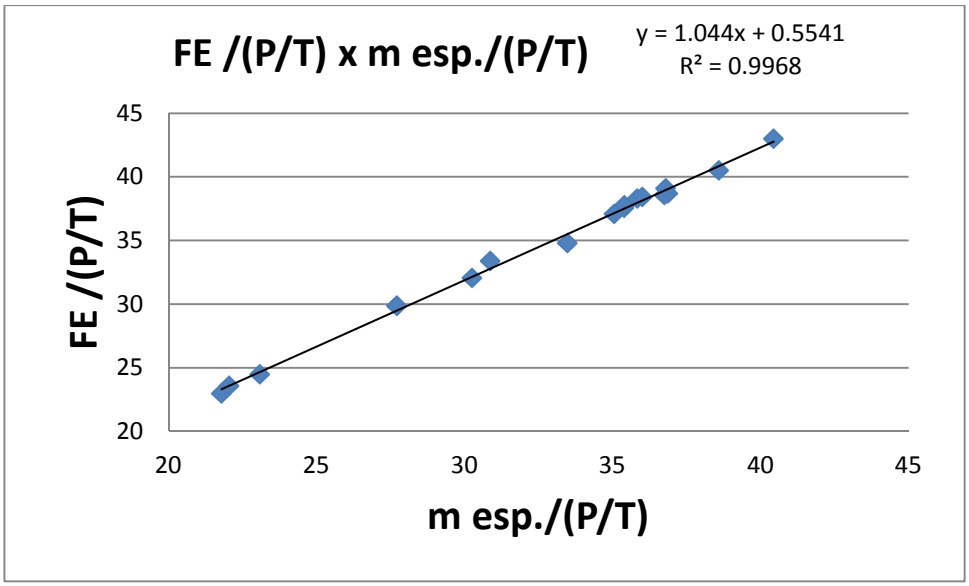


Figura A.23 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 12.

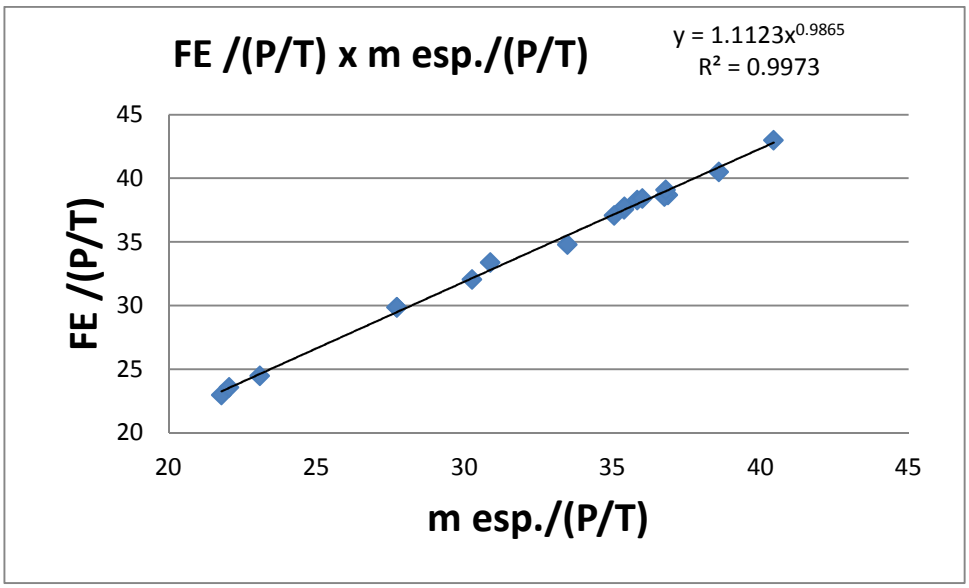


Figura A.24 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 12.

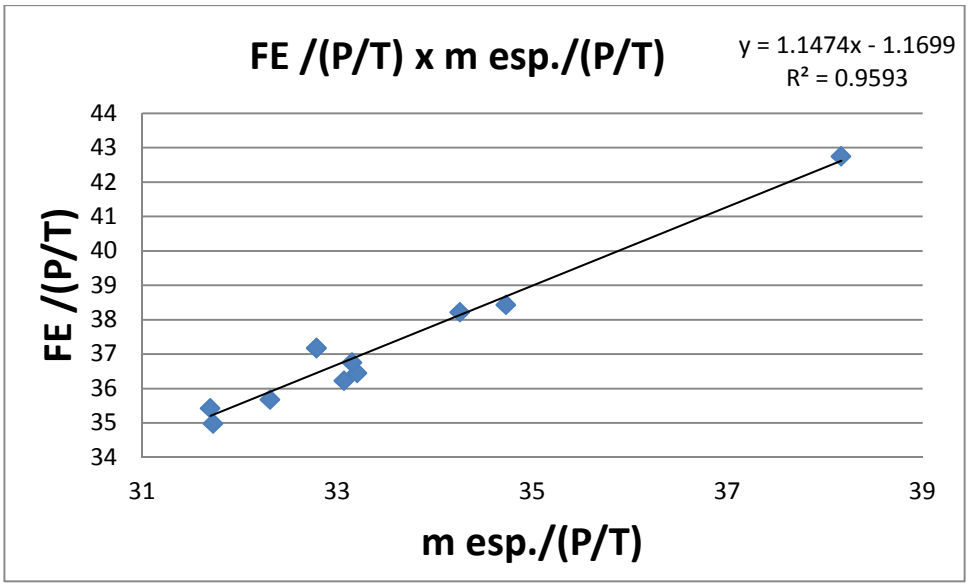


Figura A.25 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 13.

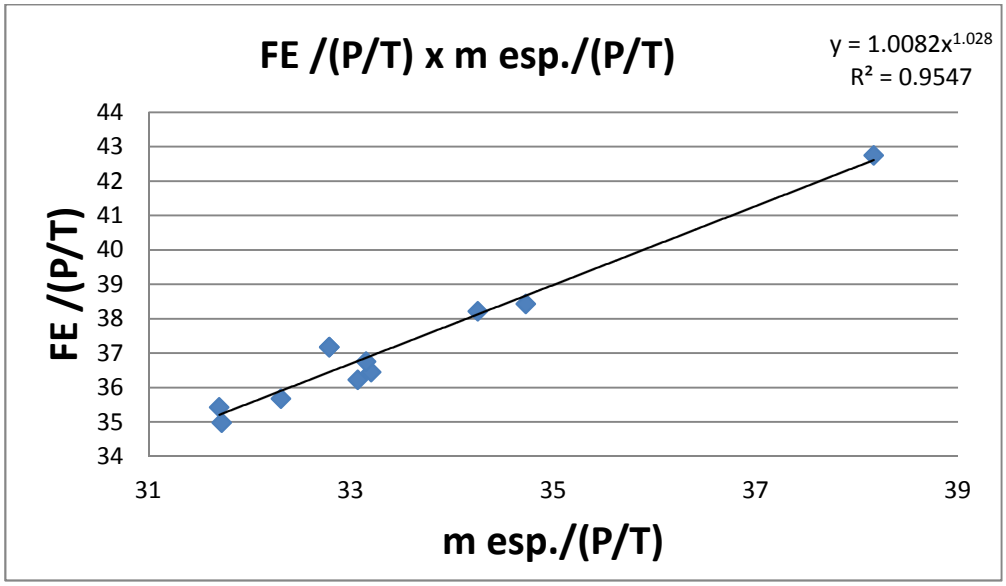


Figura A.26 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 13.

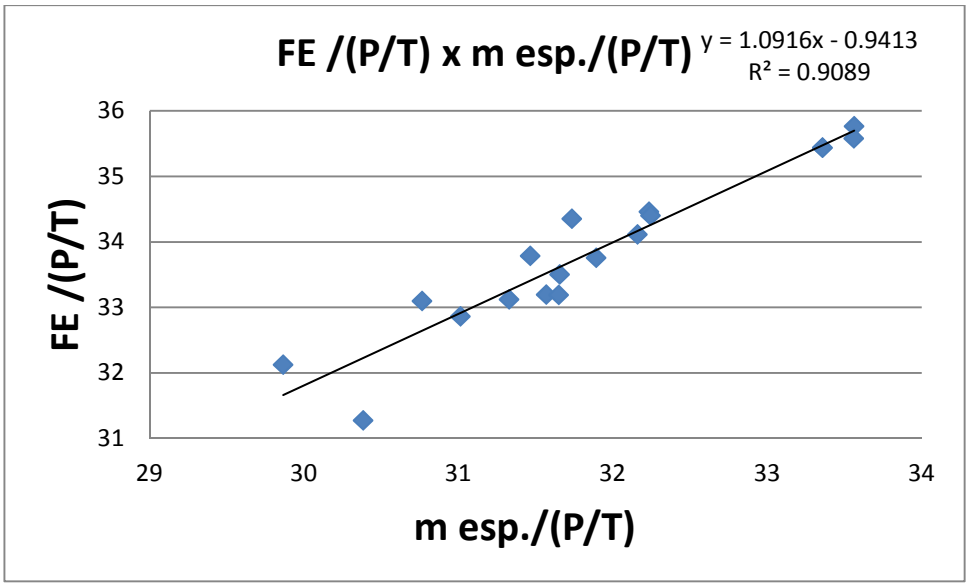


Figura A.27 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 14.

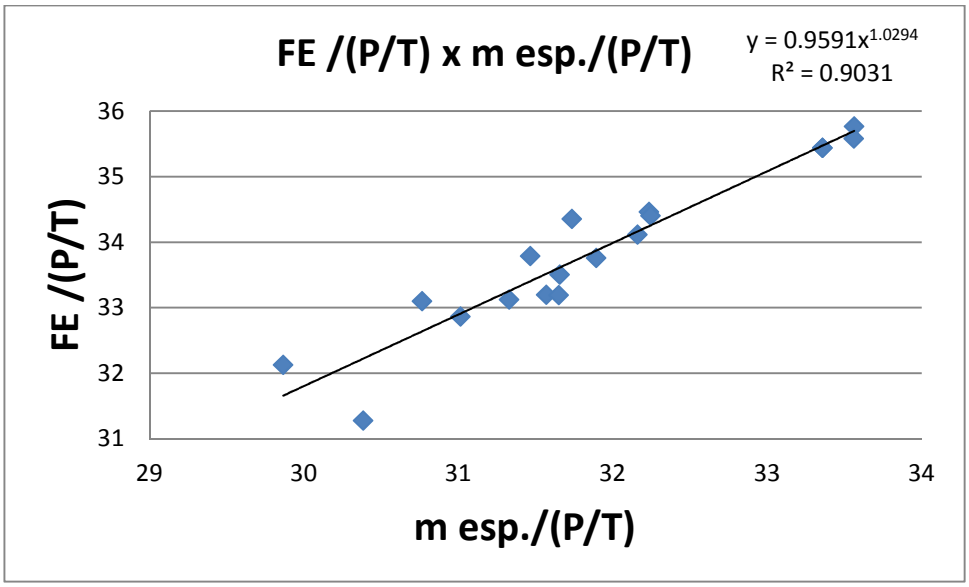


Figura A.28 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 14.

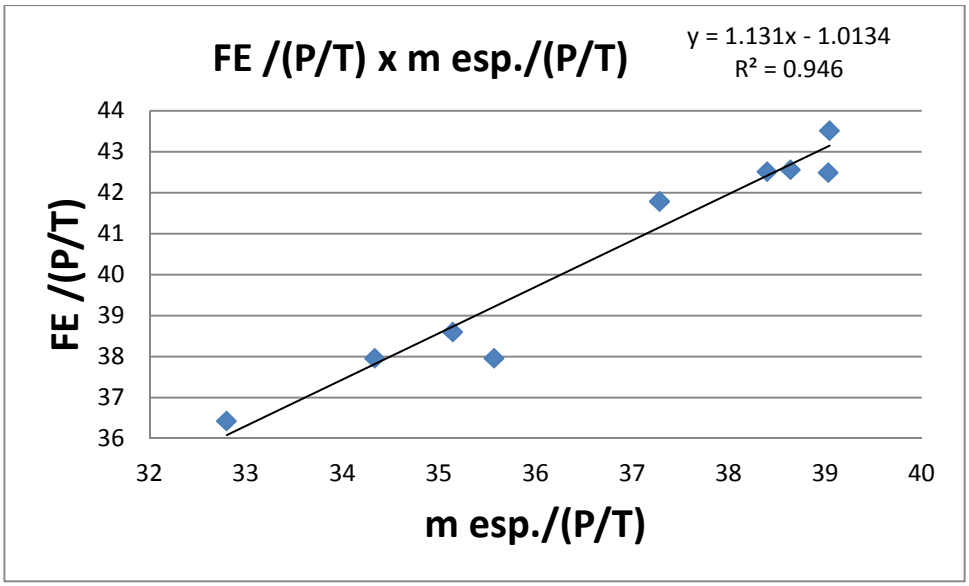


Figura A.29 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 15.

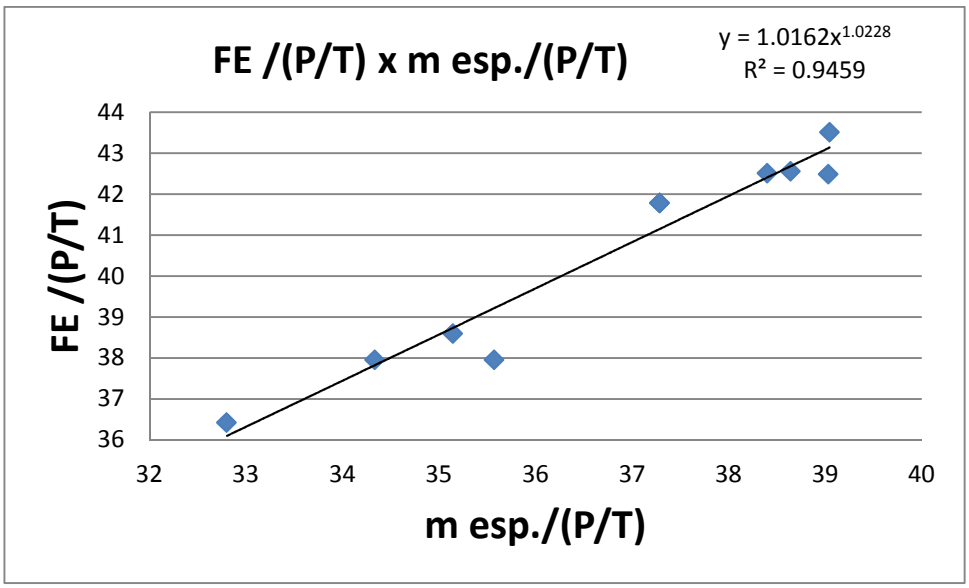


Figura A.30 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 15.

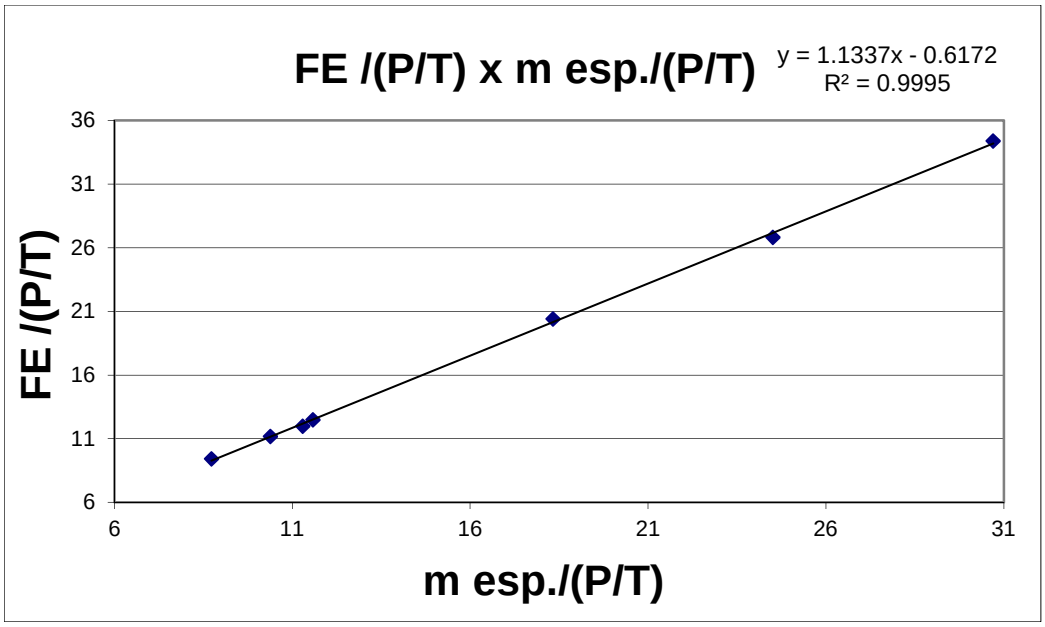


Figura A.31 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 16.

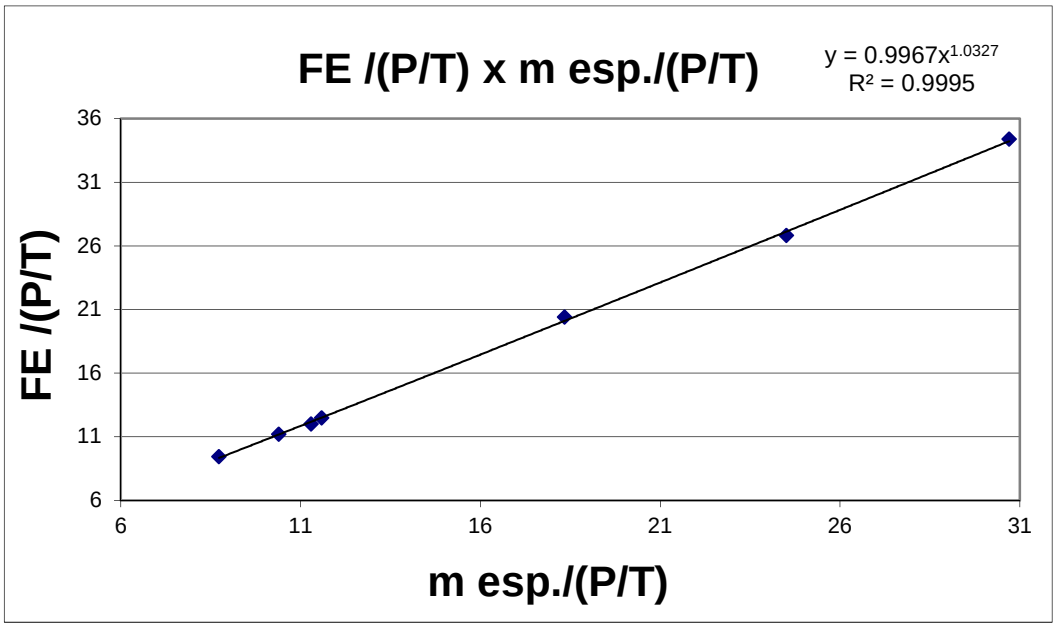


Figura A.32 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 16.

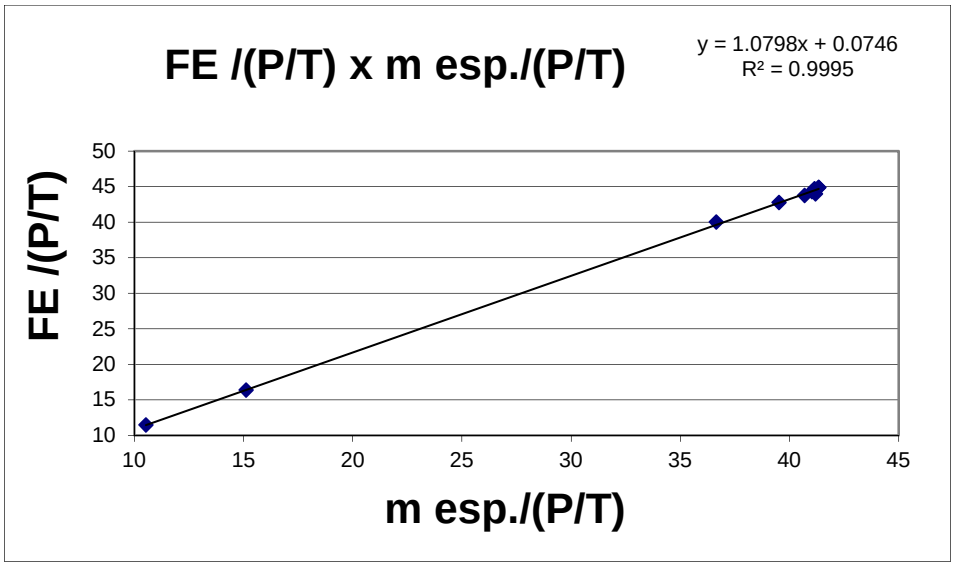


Figura A.33 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 17.

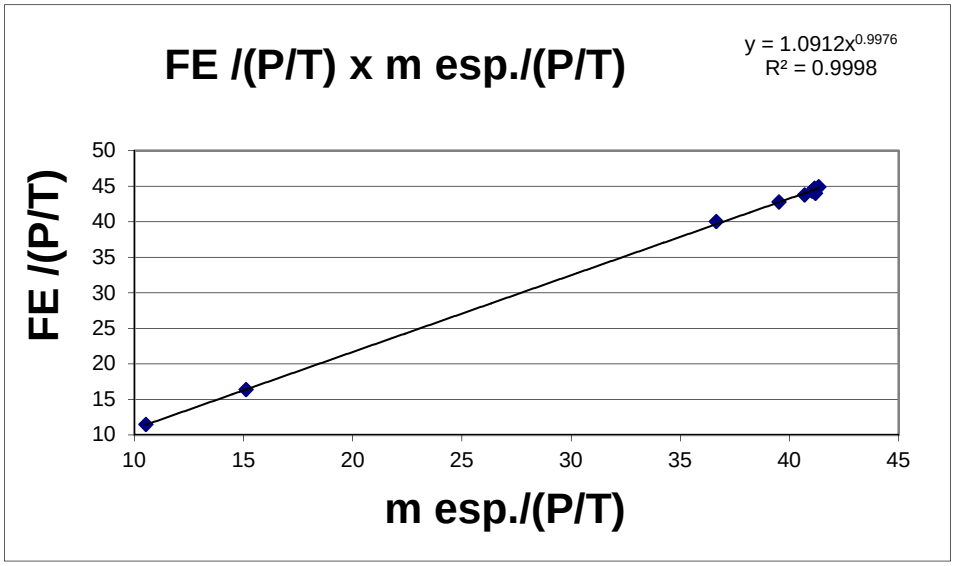


Figura A.34 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 17.

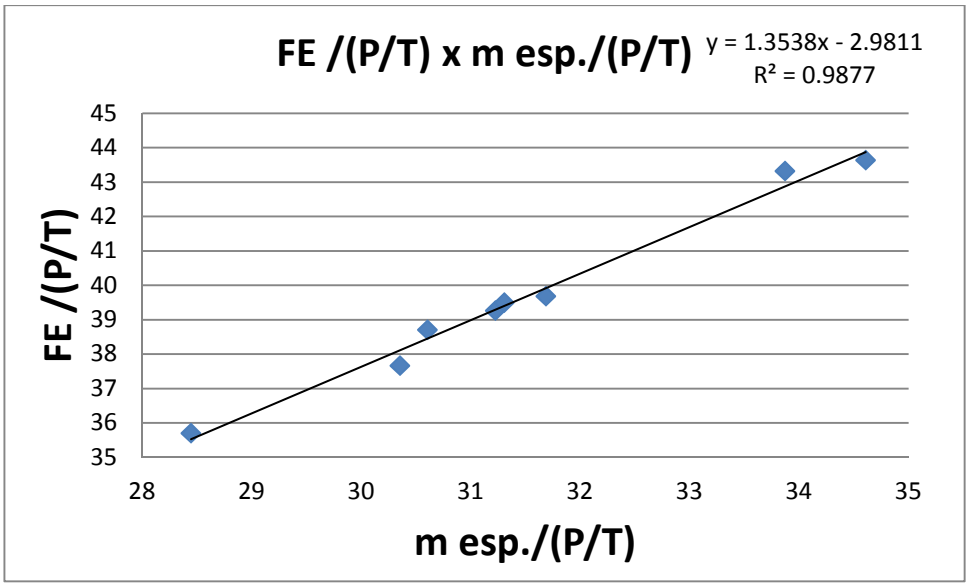


Figura A.35 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 18.

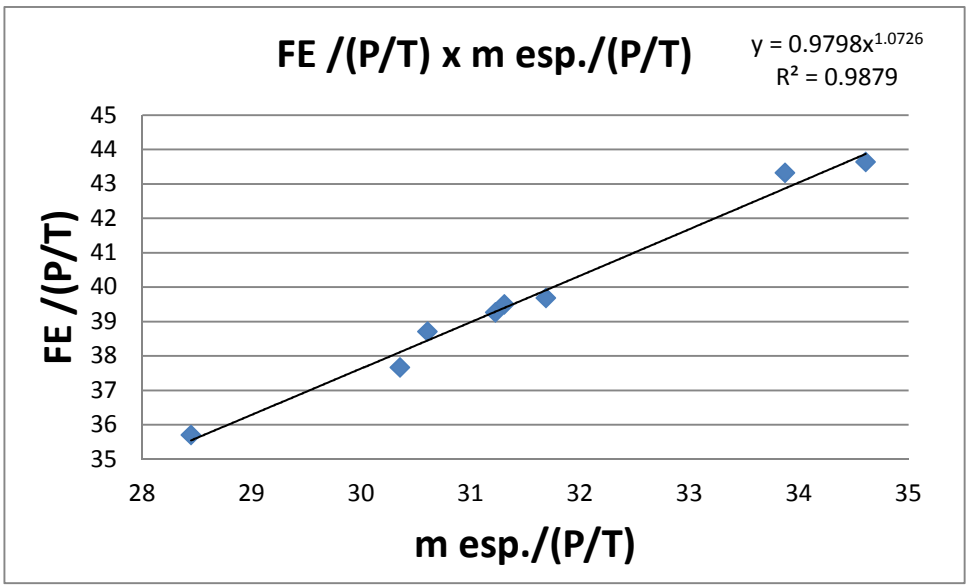


Figura A.36 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 18.

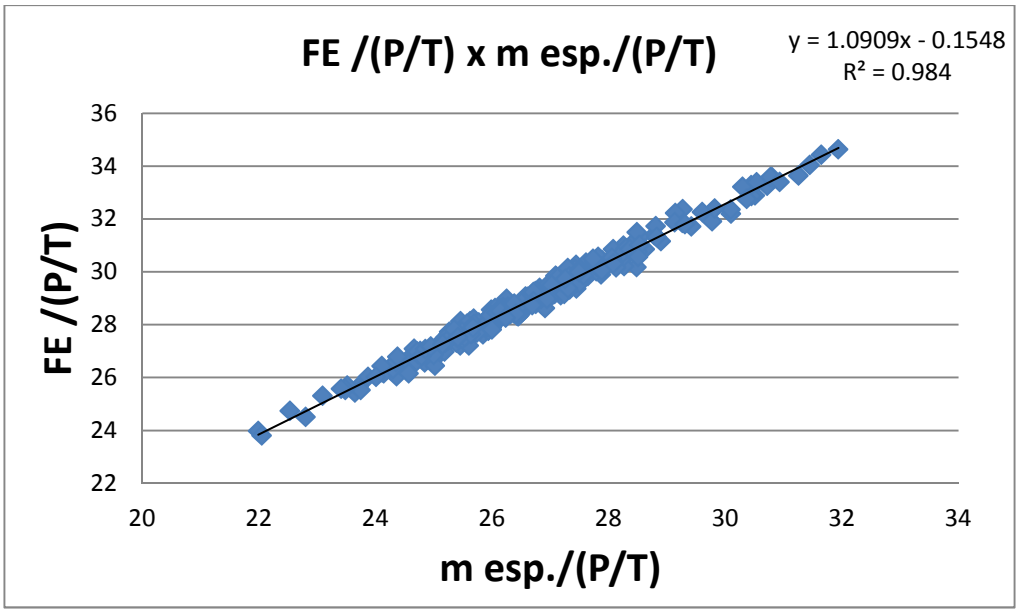


Figura A.37 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 19.

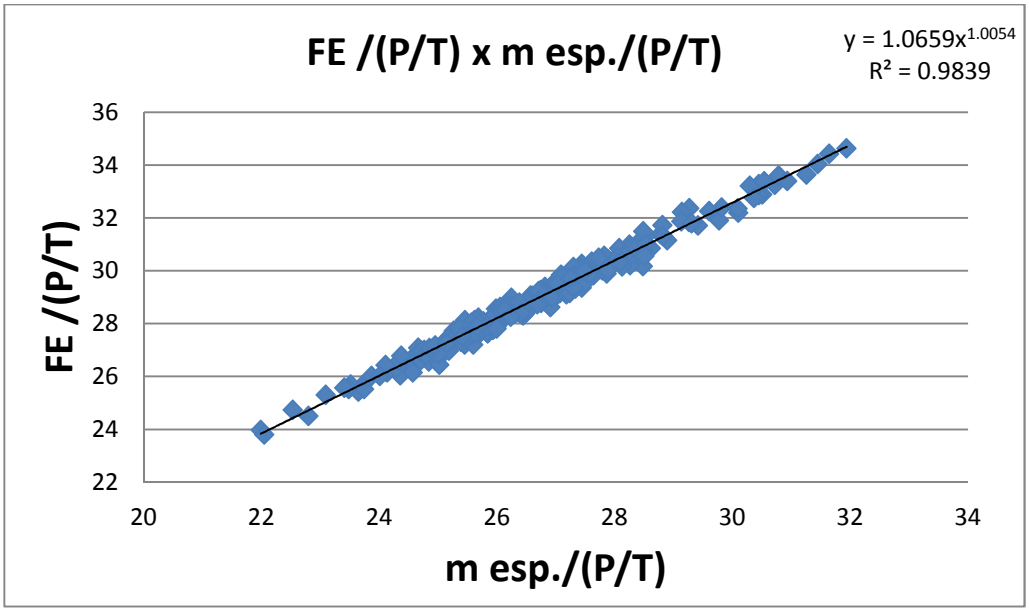


Figura A.38 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 19.

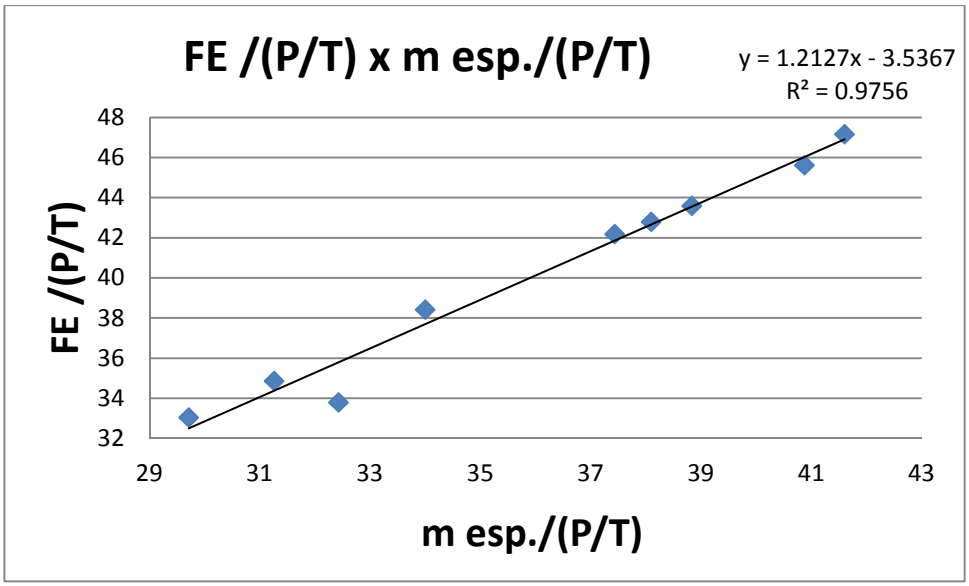


Figura A.39 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 20.

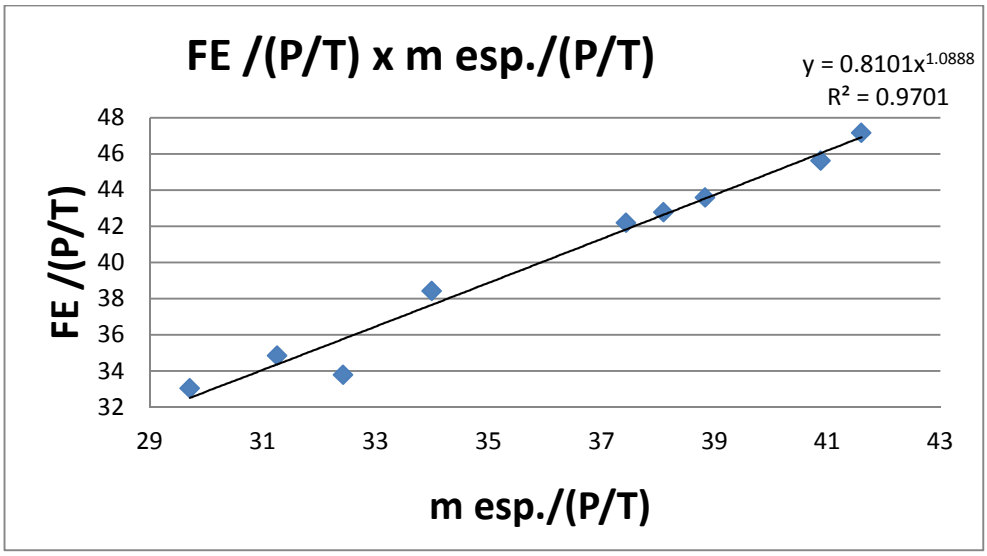


Figura A.40 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 20.

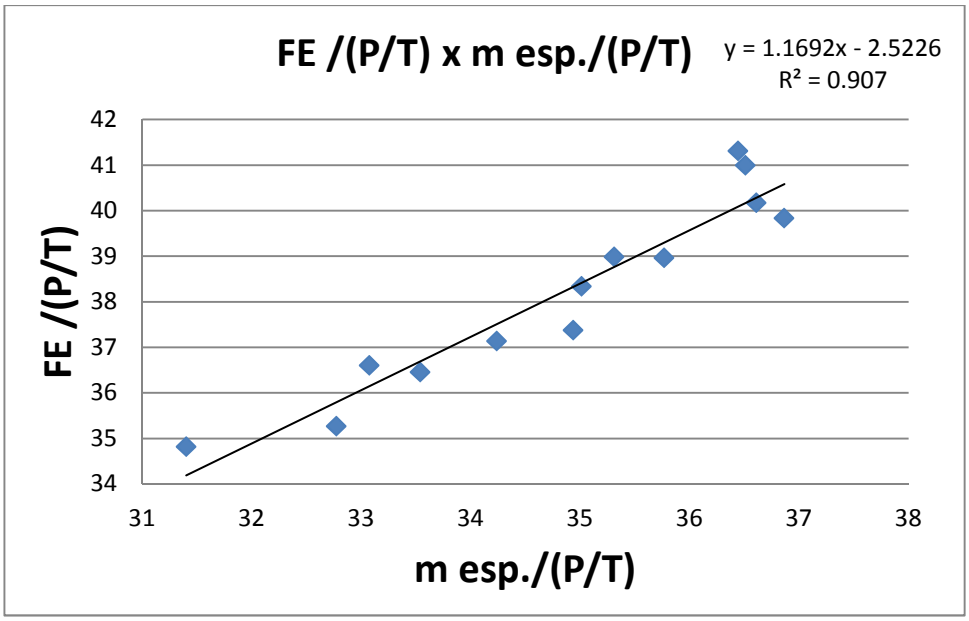


Figura A.41 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 21.

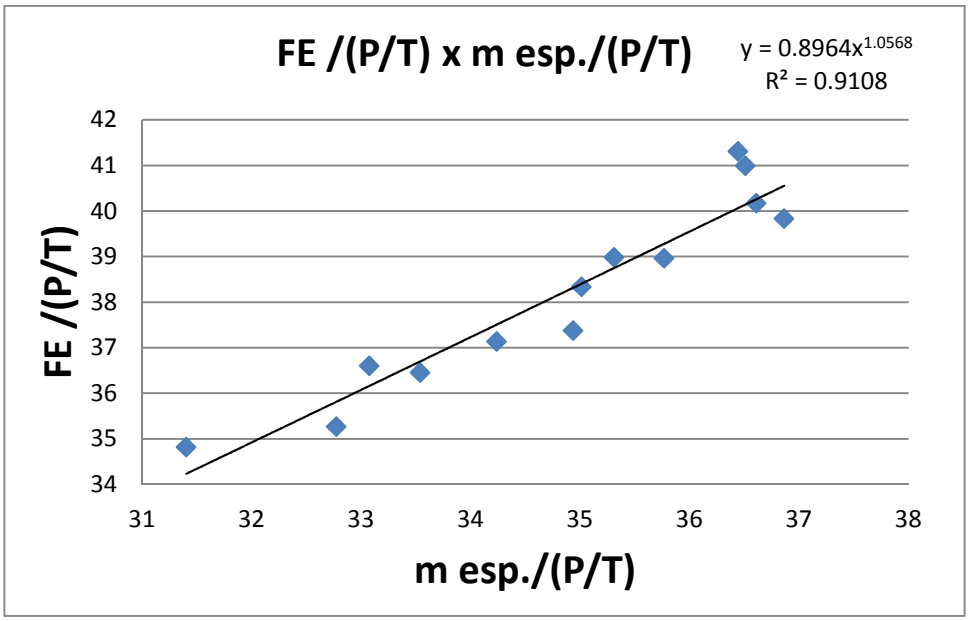


Figura A.42 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 21.

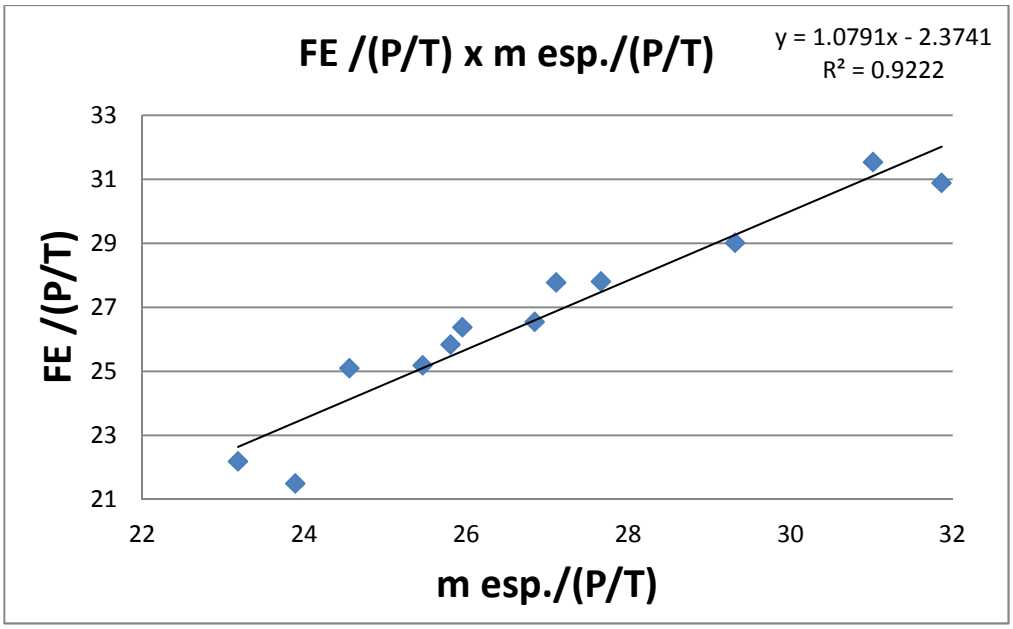


Figura A.43 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 22.

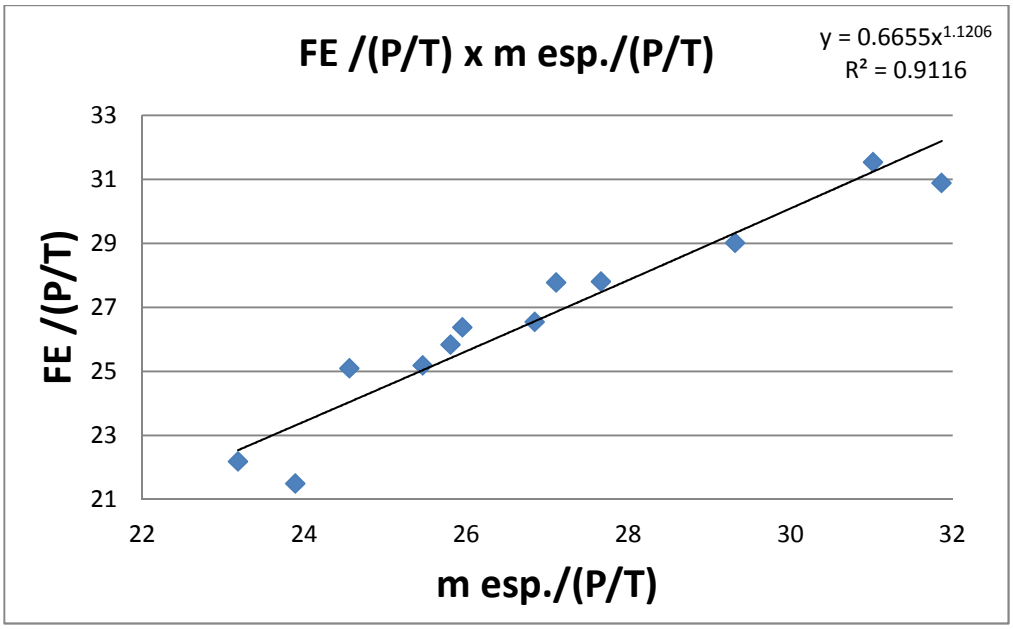


Figura A.44 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 22.

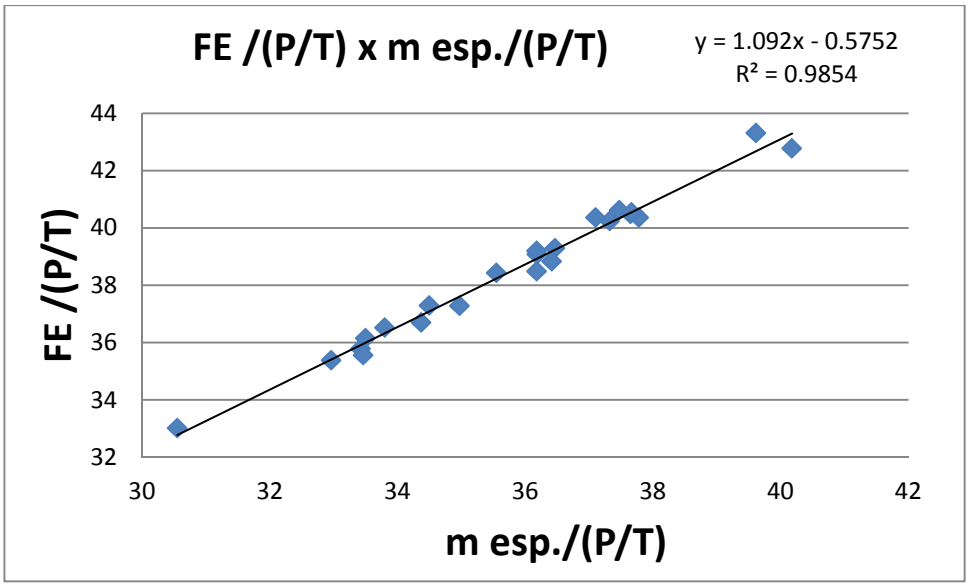


Figura A.45 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 23.

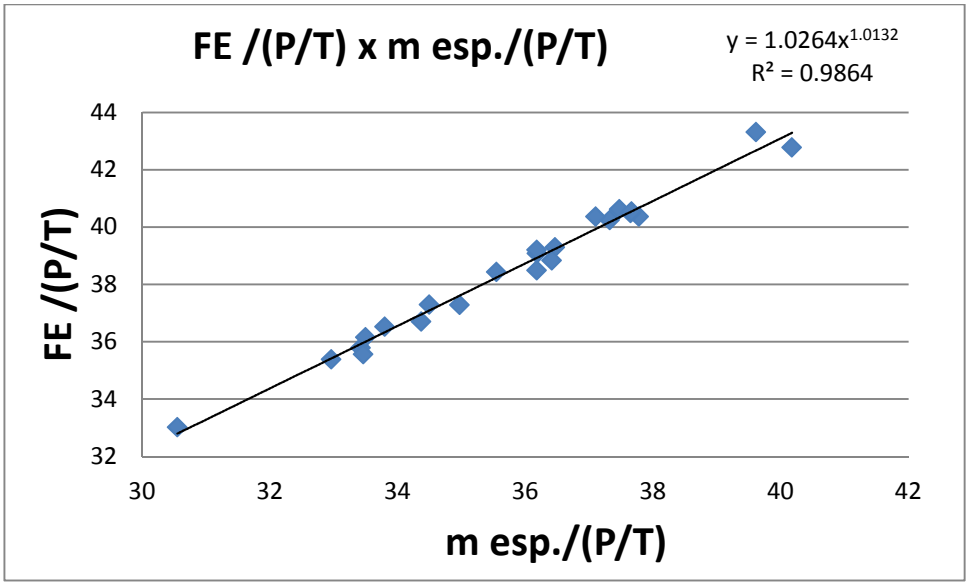


Figura A.46 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 23.

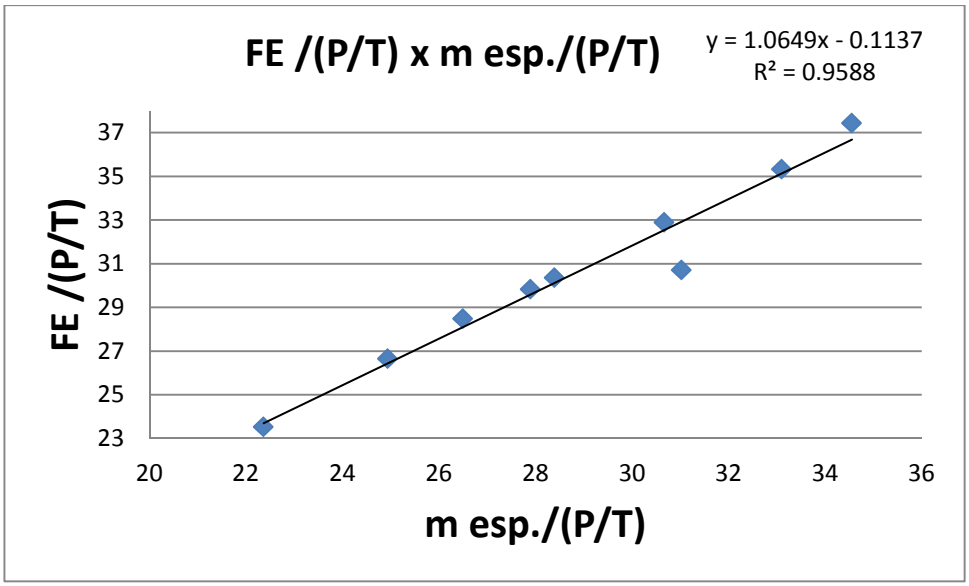


Figura A.47 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 24.

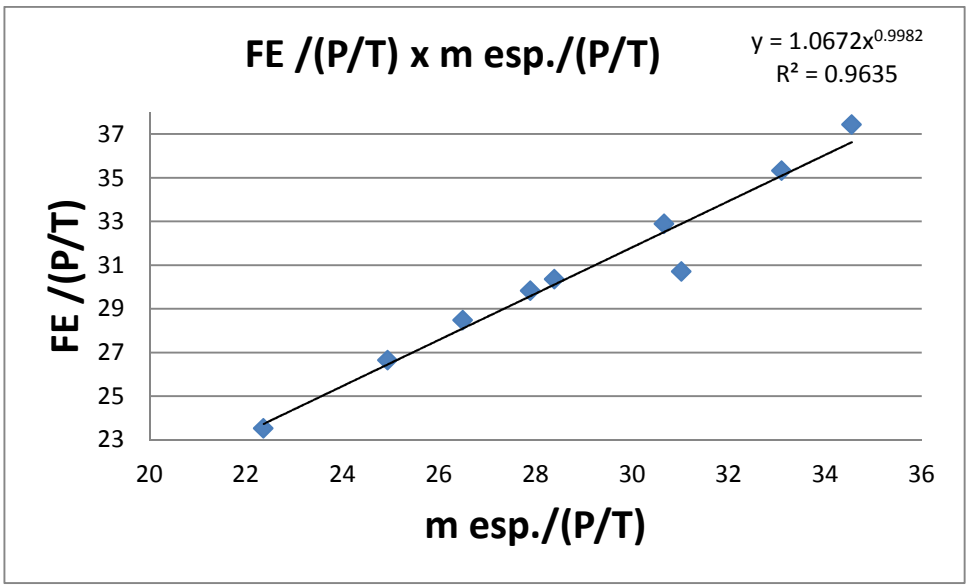


Figura A.48 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 24.

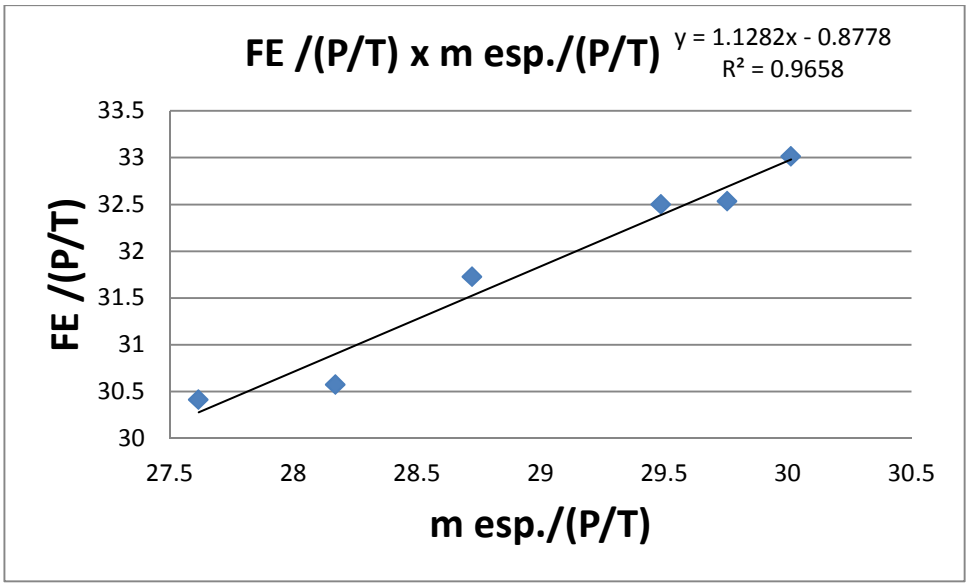


Figura A.49 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 25.

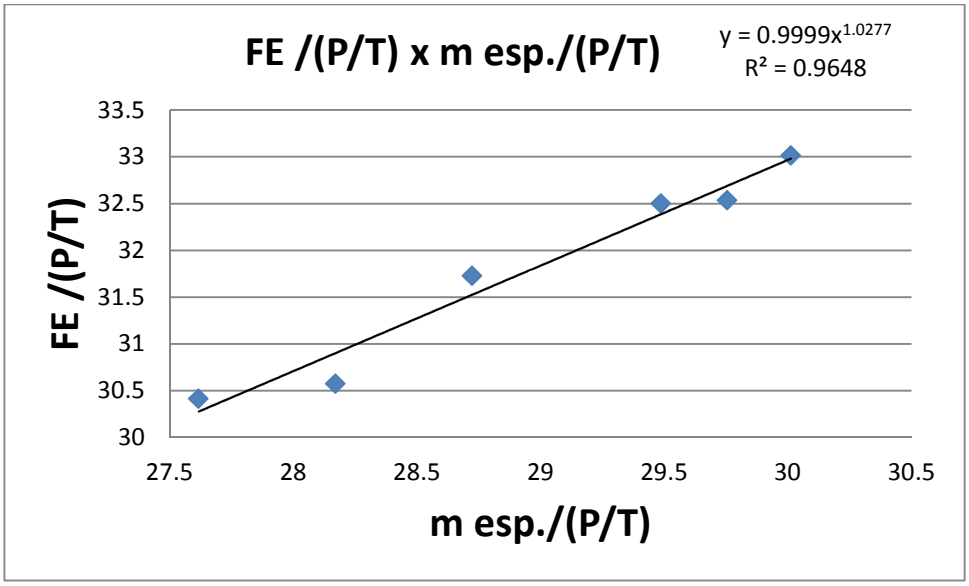


Figura A.50 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 25.

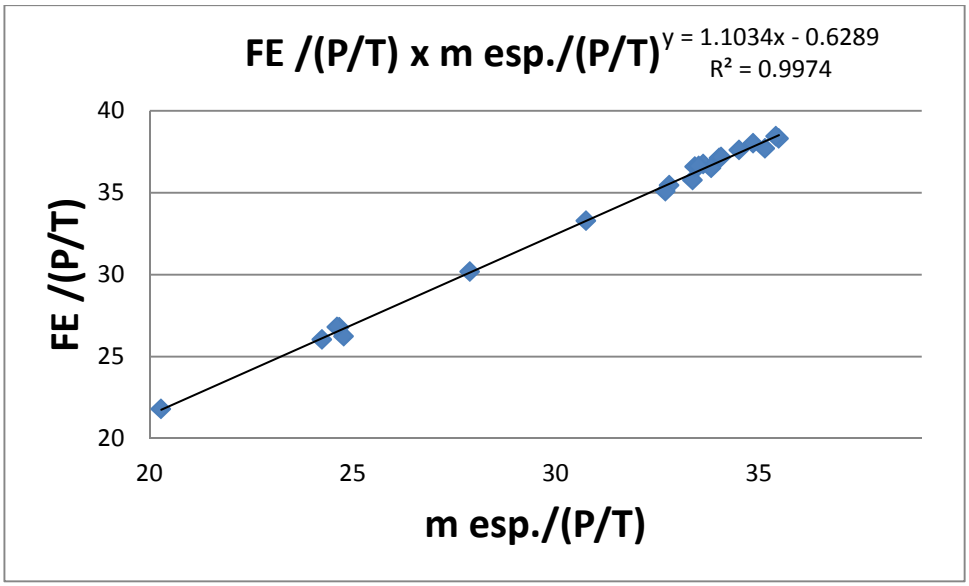


Figura A.51 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 26.

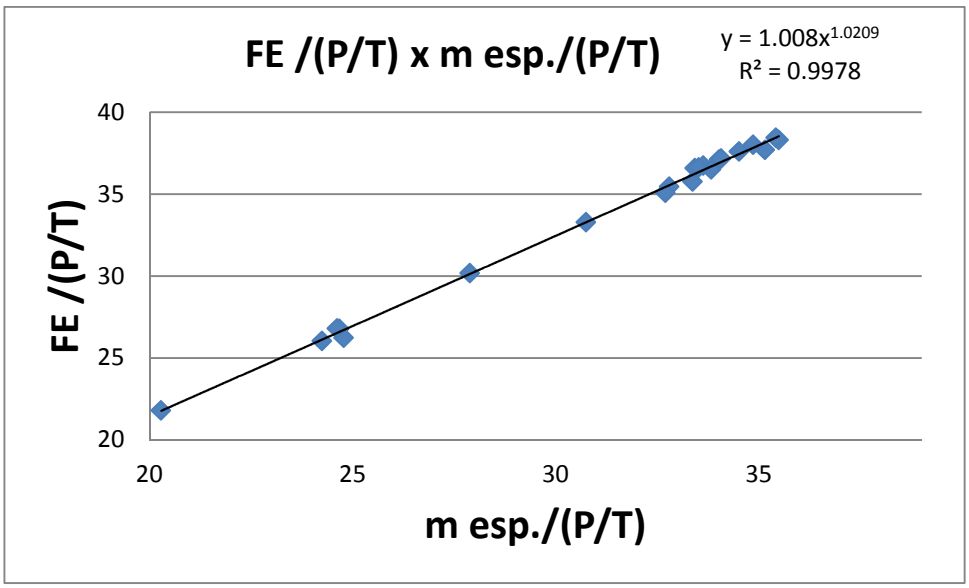


Figura A.52 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 26.

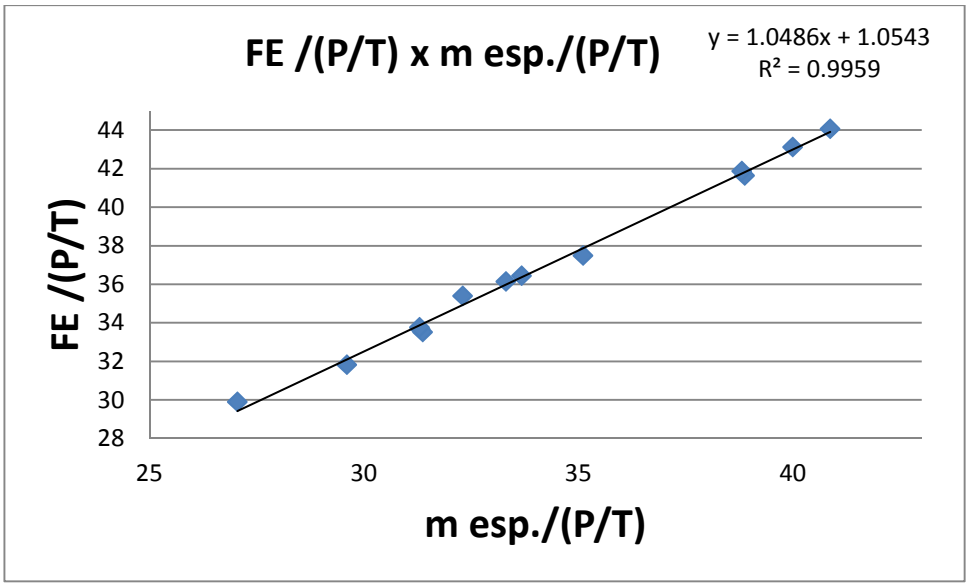


Figura A.53 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 27.

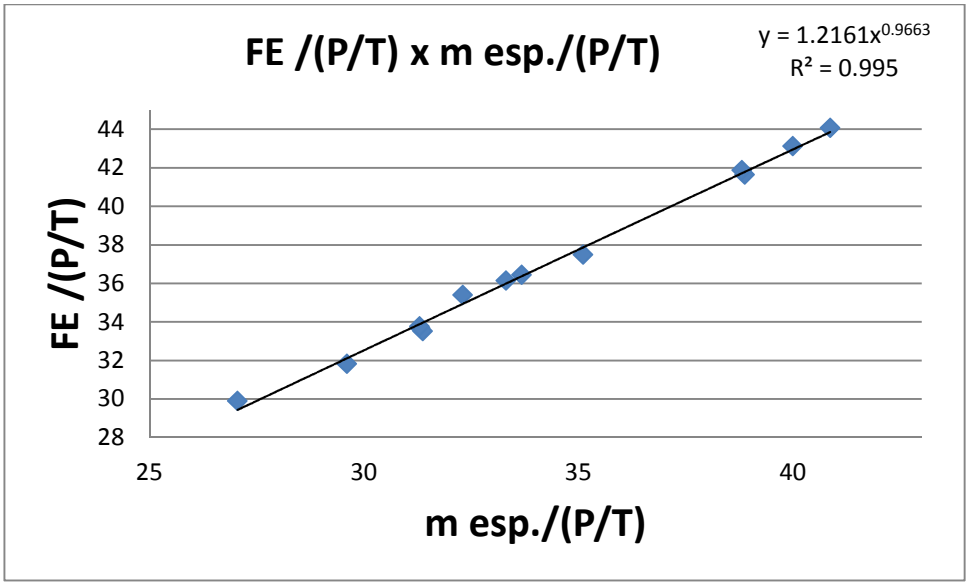


Figura A.54 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 27.

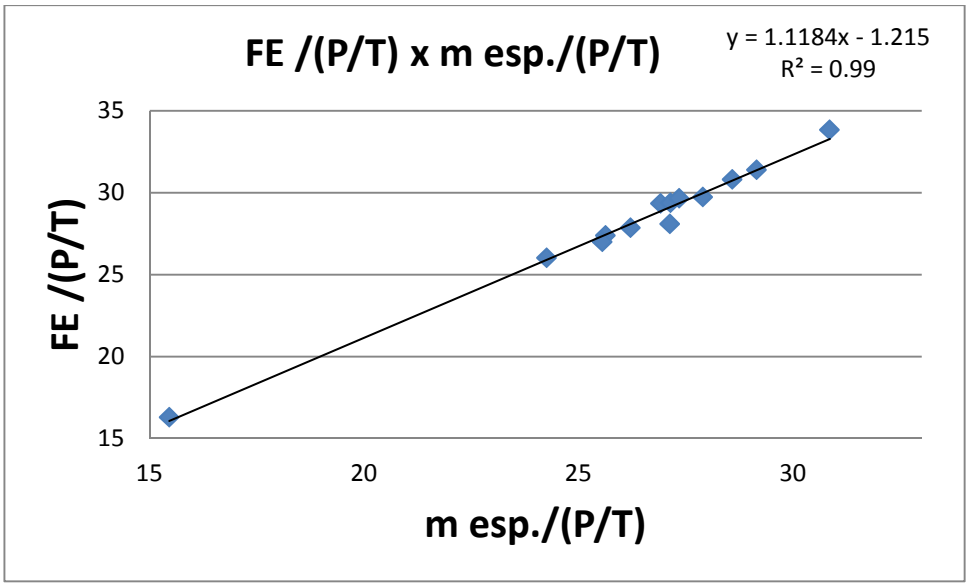


Figura A.55 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 28.

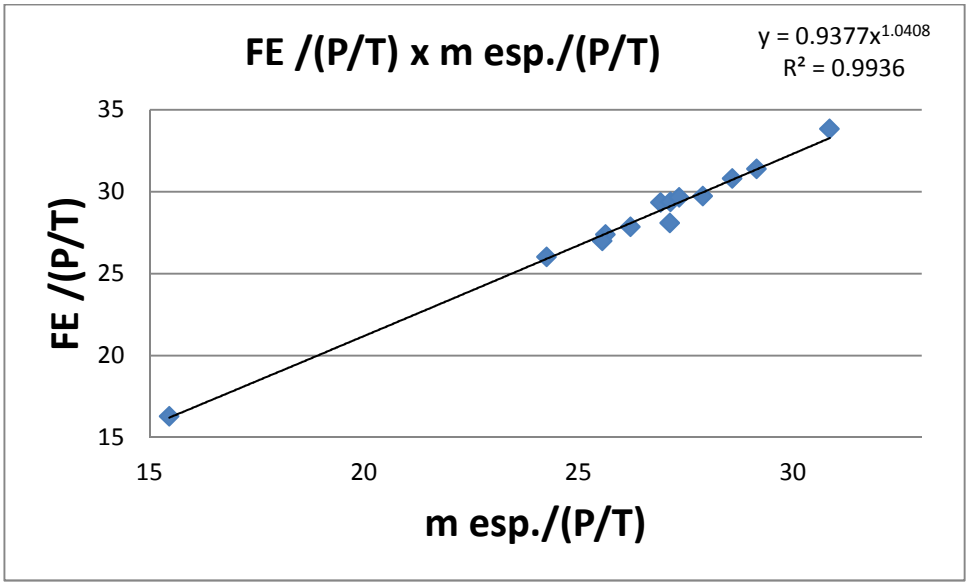


Figura A.56 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 28.

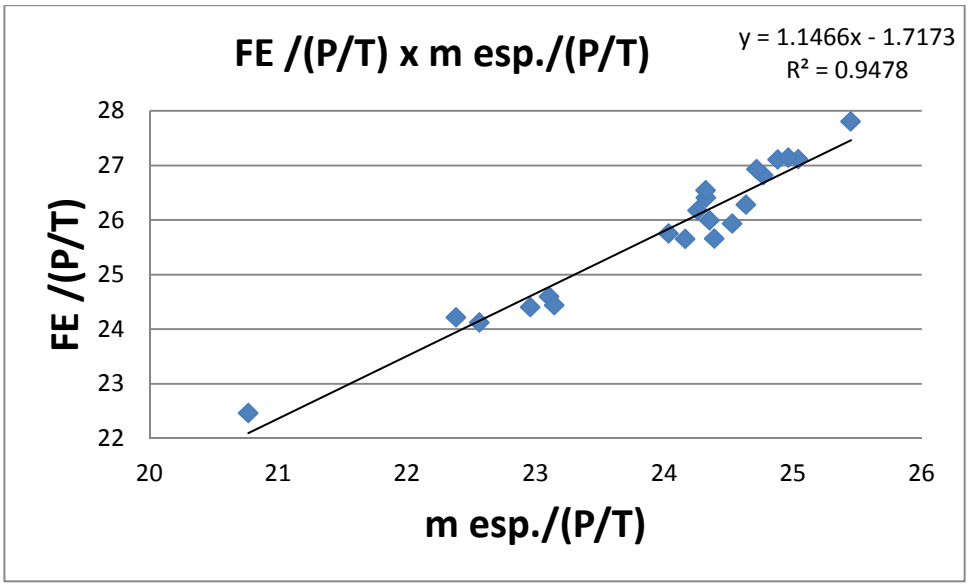


Figura A.57 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 29.

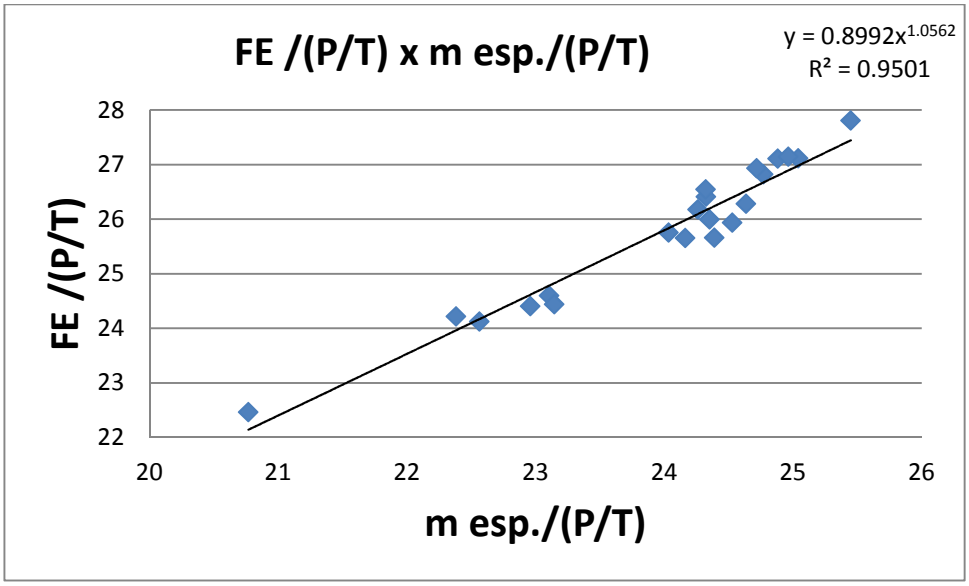


Figura A.58 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 29.

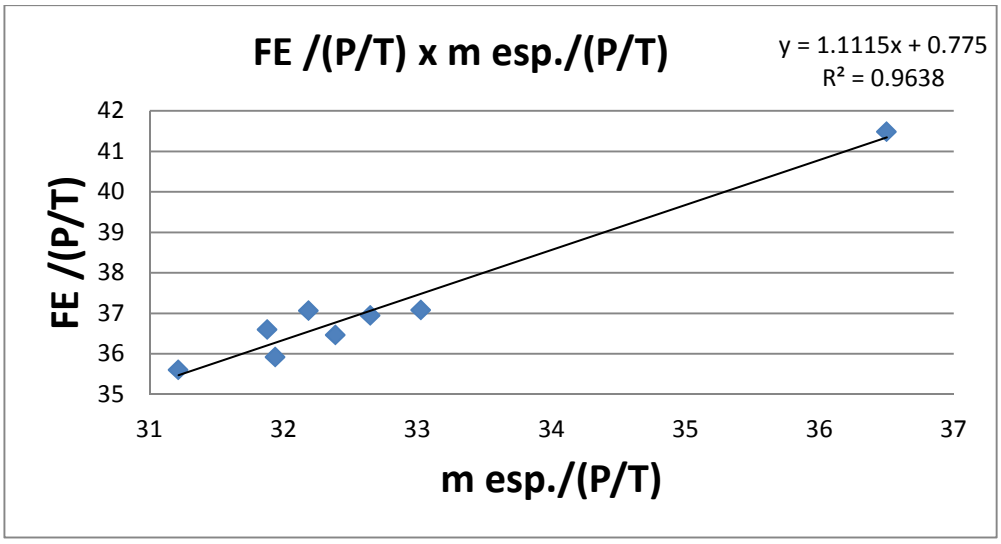


Figura A.59 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 30.

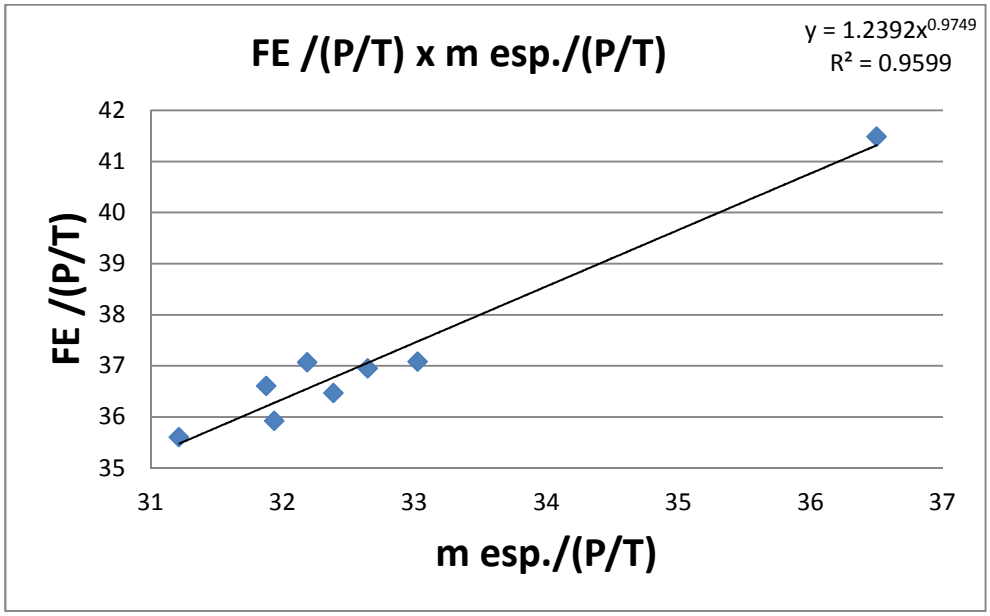


Figura A.60 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 30.

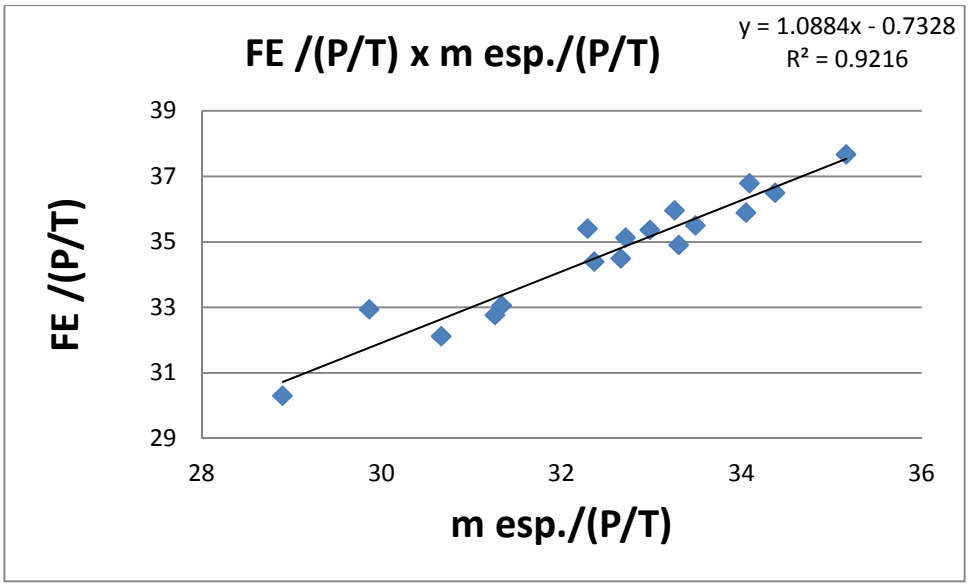


Figura A.61 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 31.

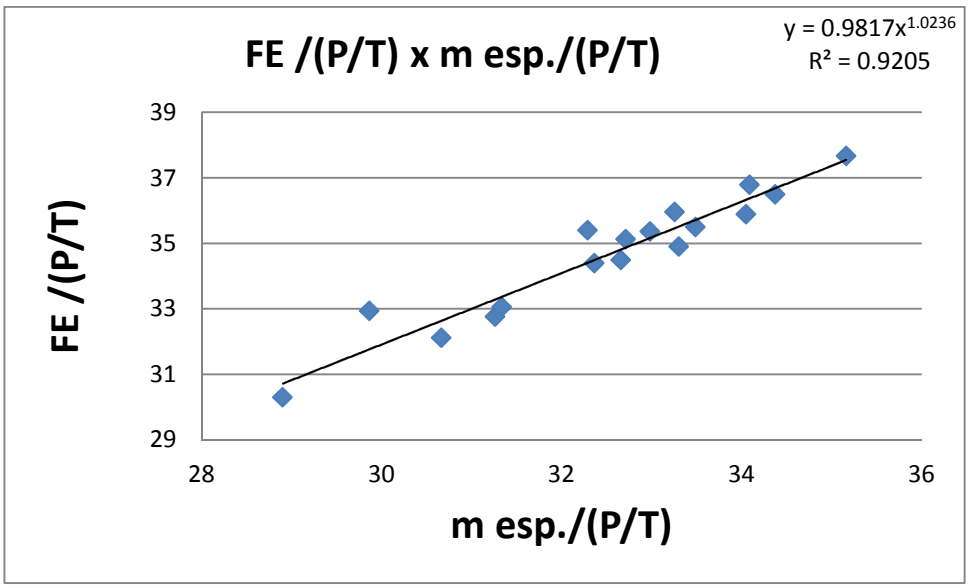


Figura A.62 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 31.

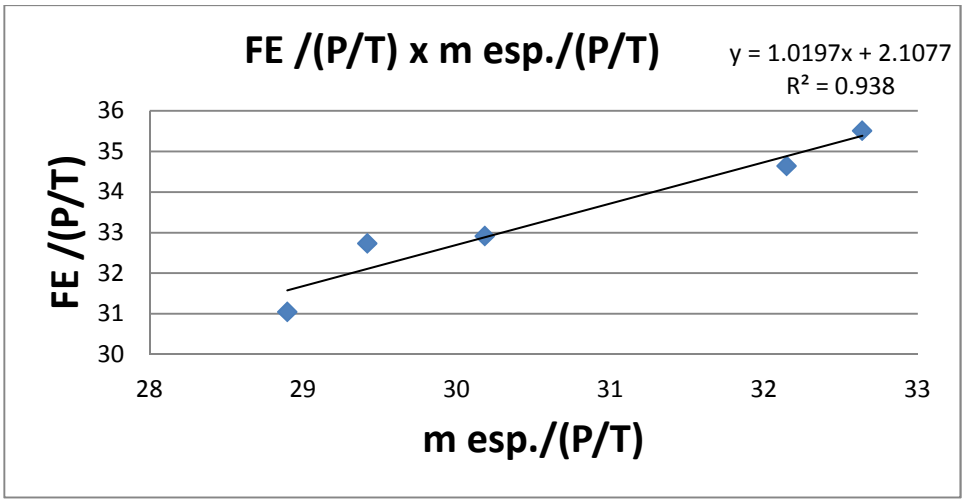


Figura A.63 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 32.

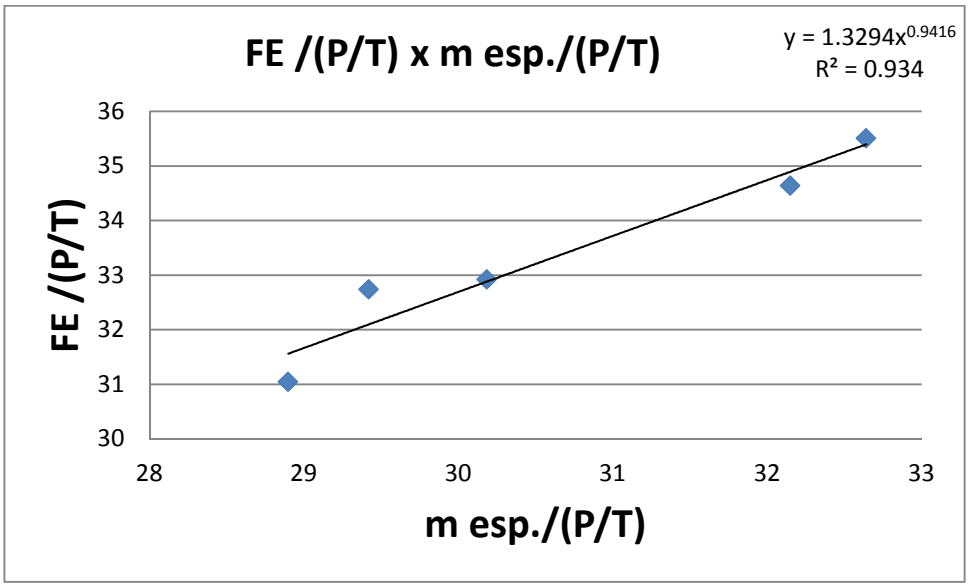


Figura A.64 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 32.

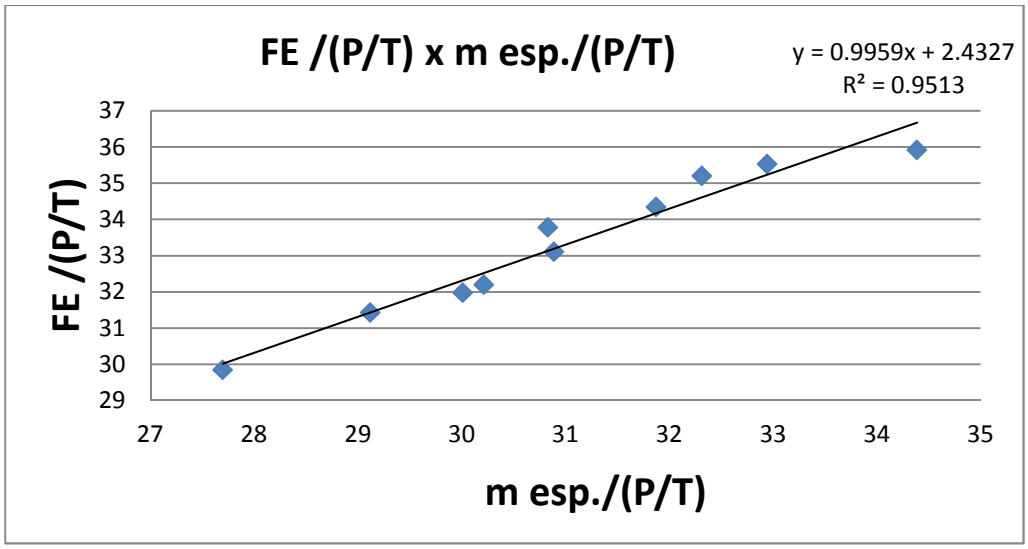


Figura A.65 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 33.

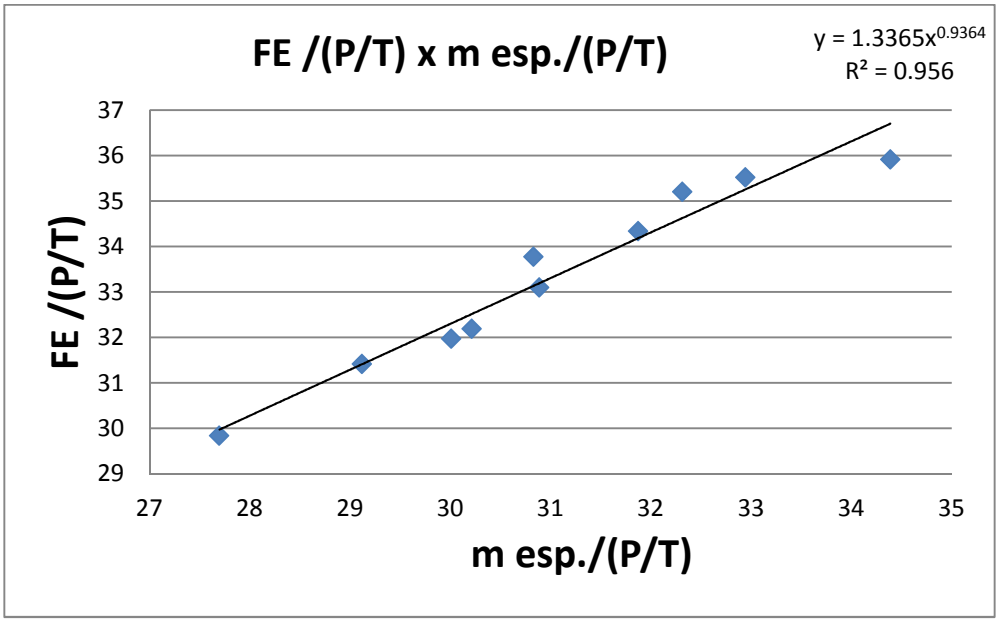


Figura A.66 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 33.

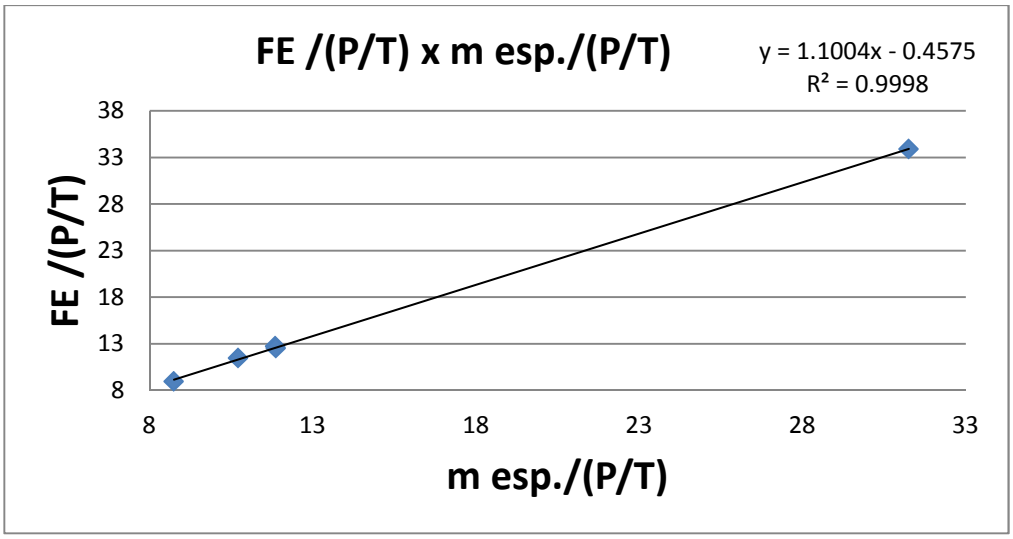


Figura A.67 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 34.

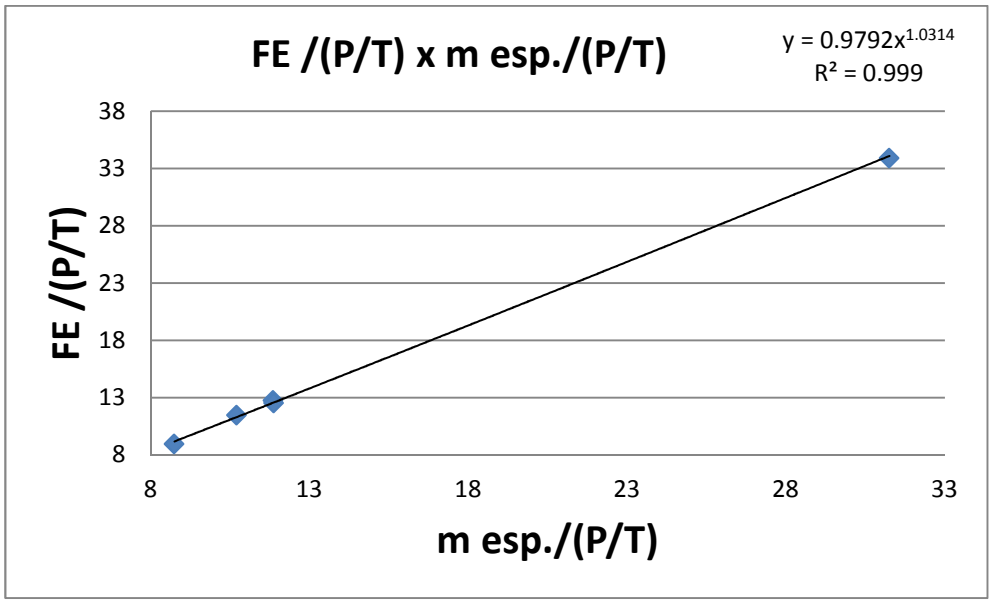


Figura A.68 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 34.

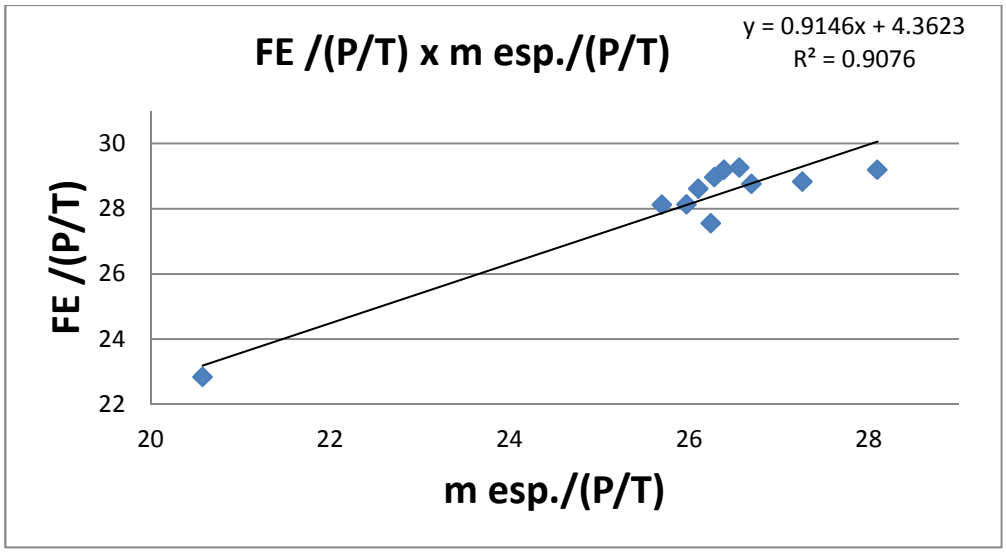


Figura A.69 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 35.

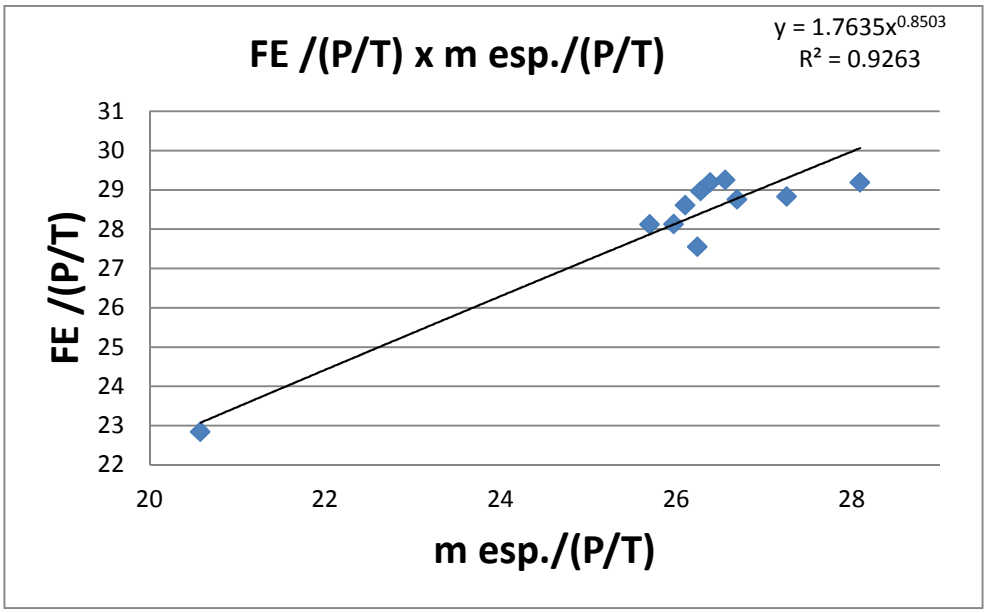


Figura A.70 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 35.

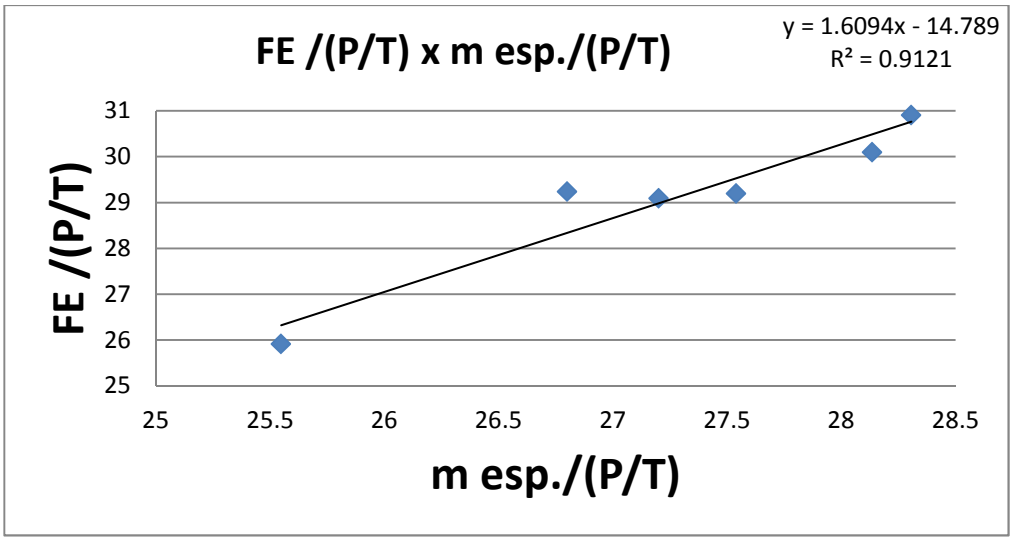


Figura A.71 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 36.

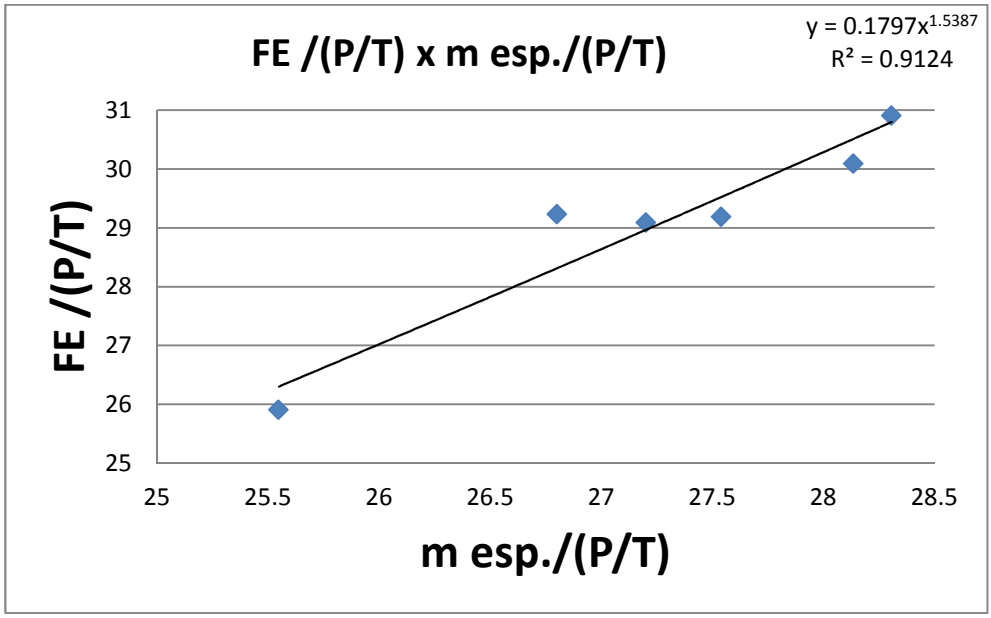


Figura A.72 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 36.

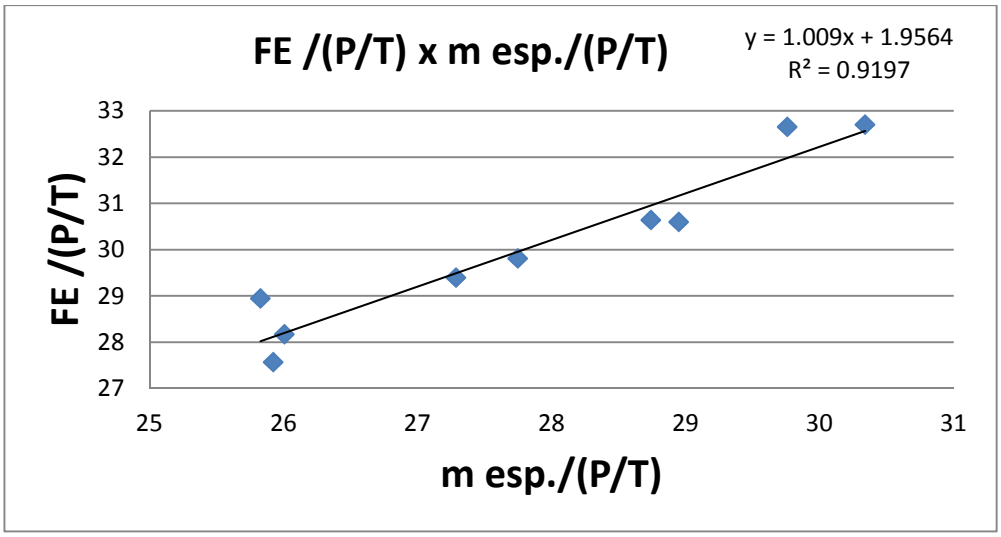


Figura A.73 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 37.

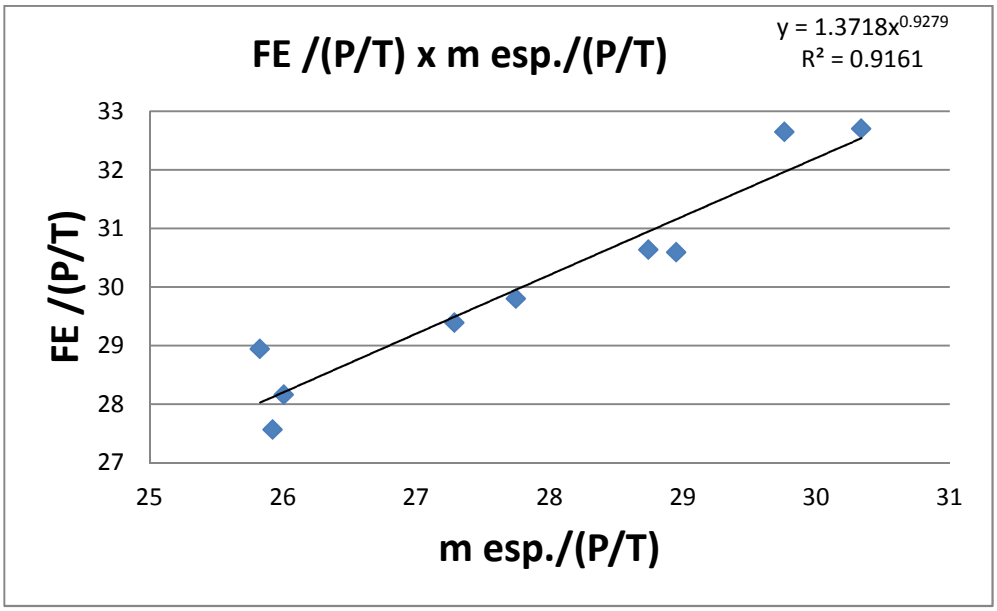


Figura A.74 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 37.

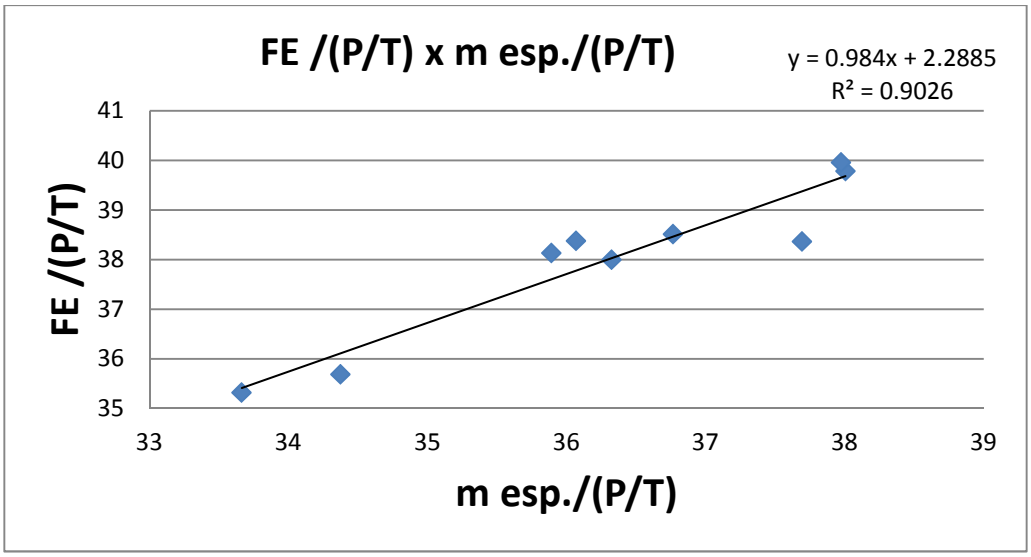


Figura A.75 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 38.

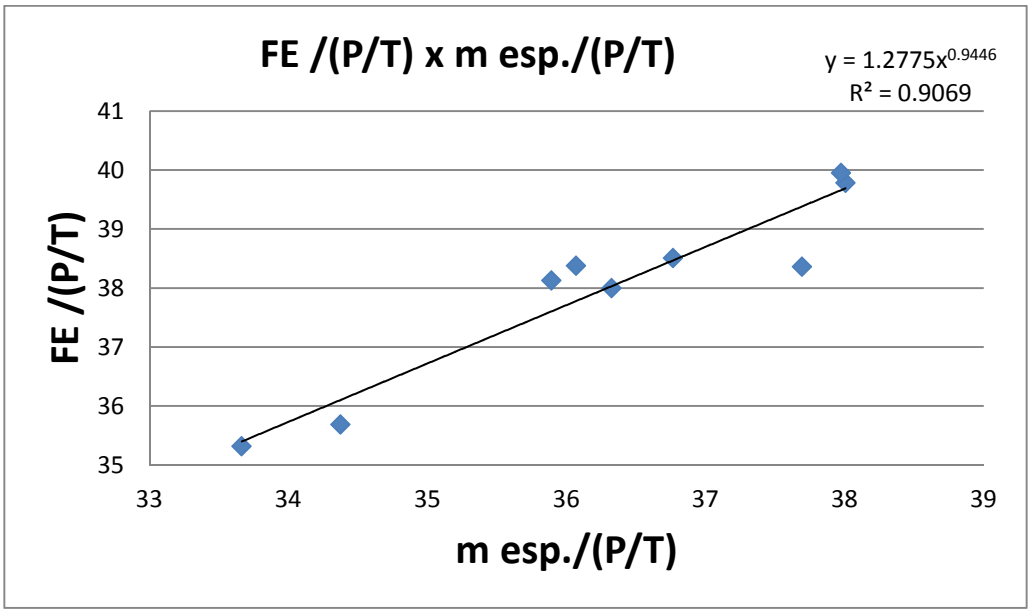


Figura A.76 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 38.

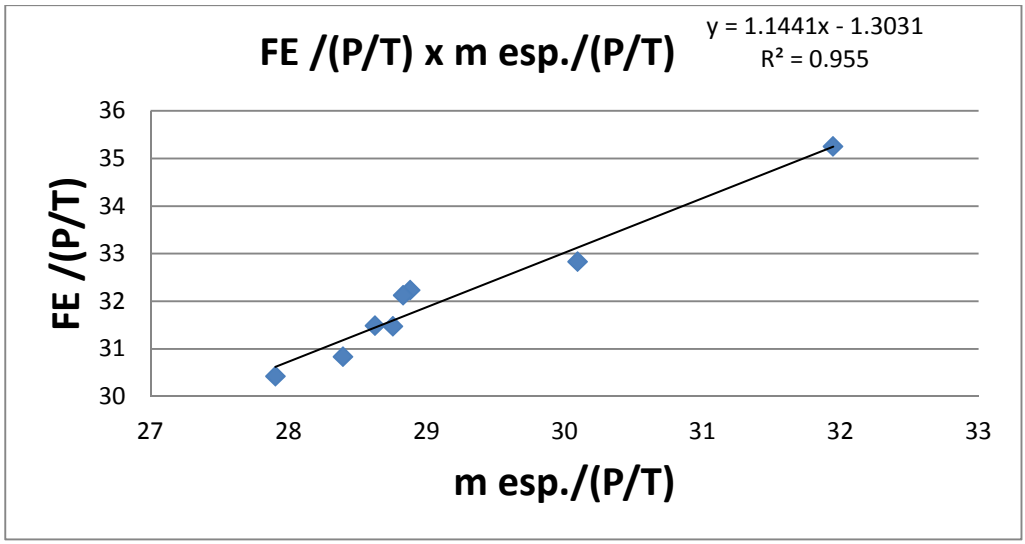


Figura A.77 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 39.

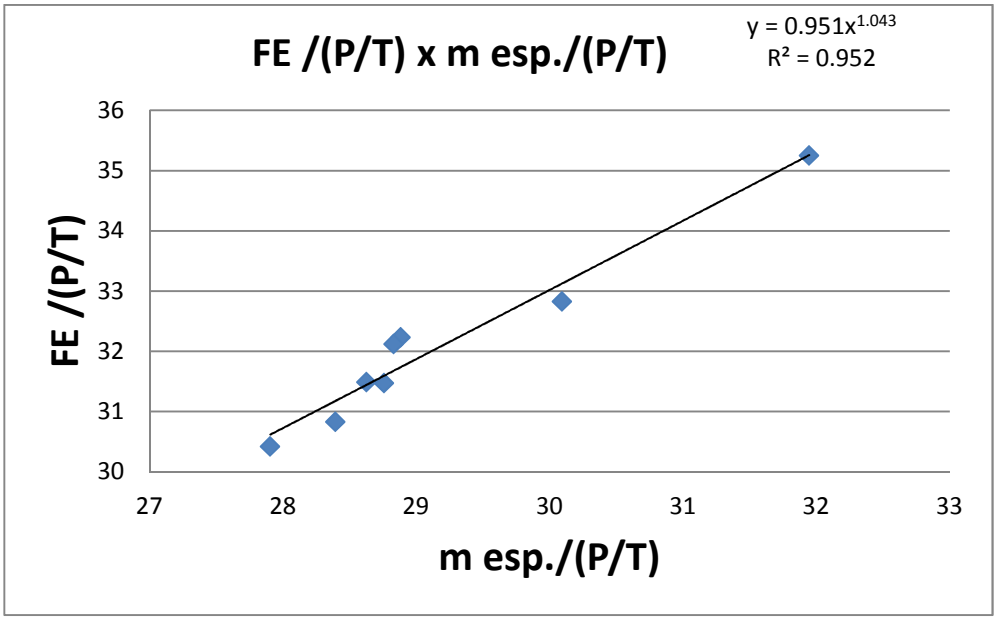


Figura A.78 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 39.

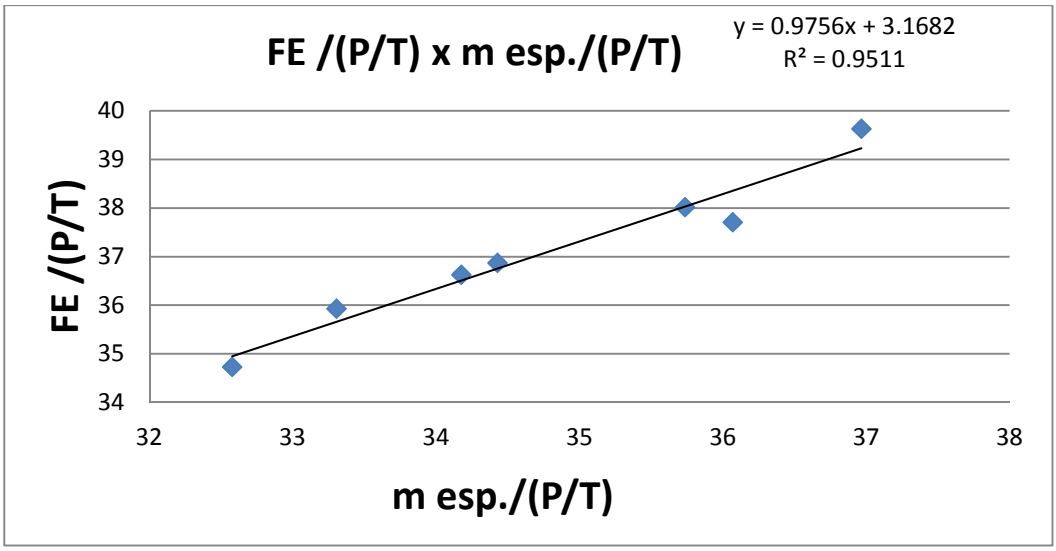


Figura A.79 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 40.

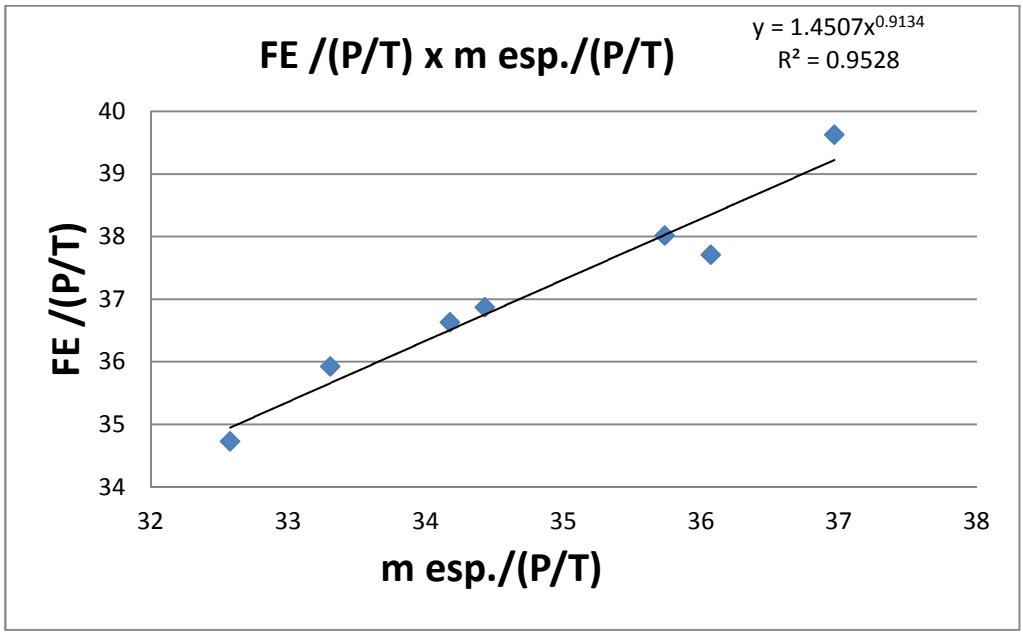


Figura A.80 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 40.

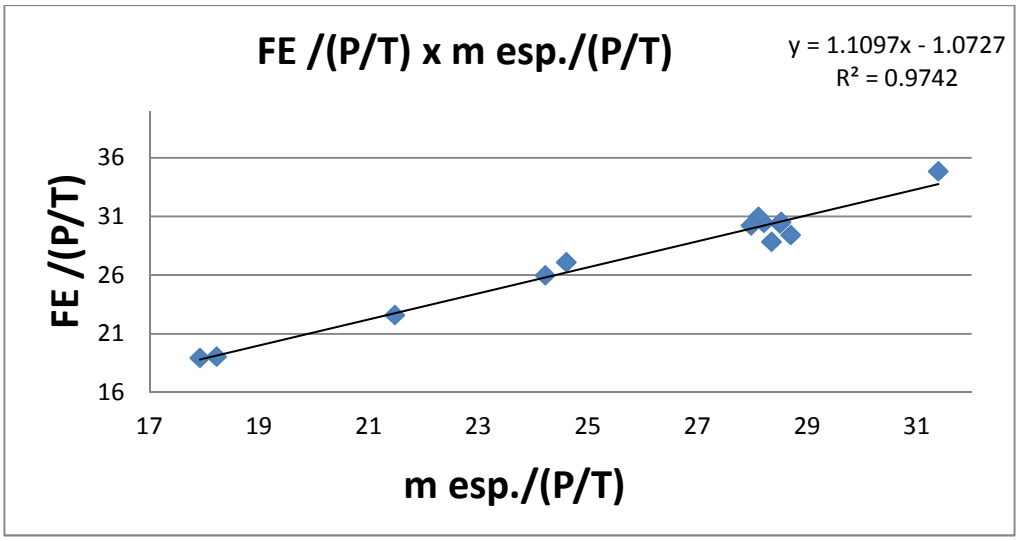


Figura A.81 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 41.

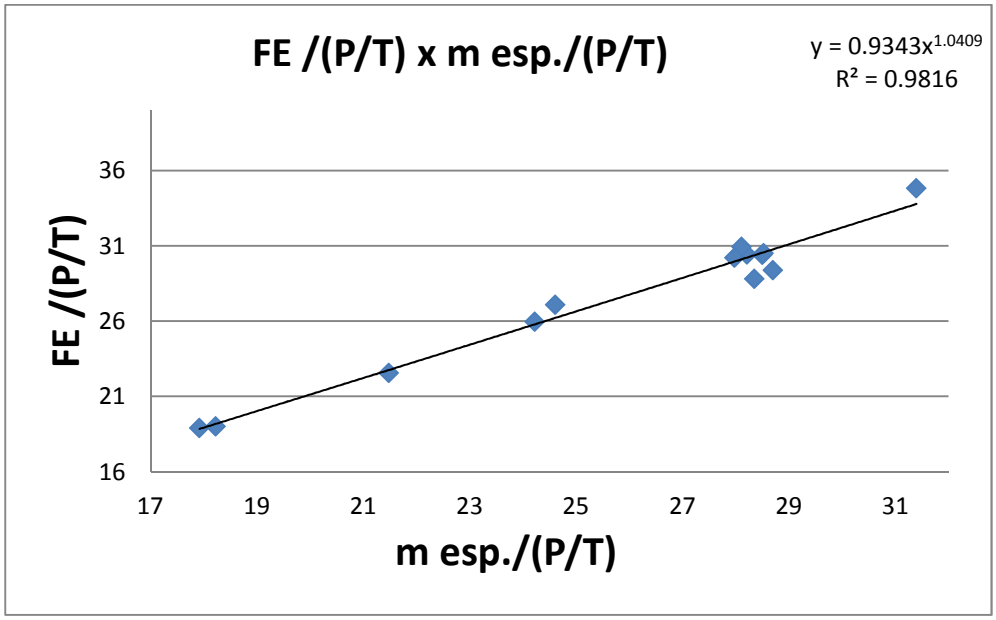


Figura A.82 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 41.

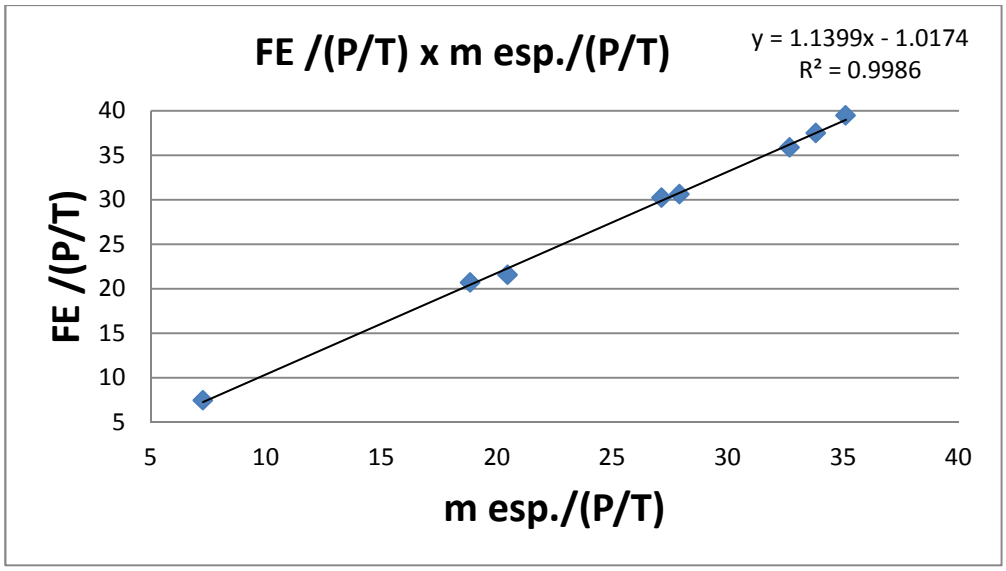


Figura A.83 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 42.

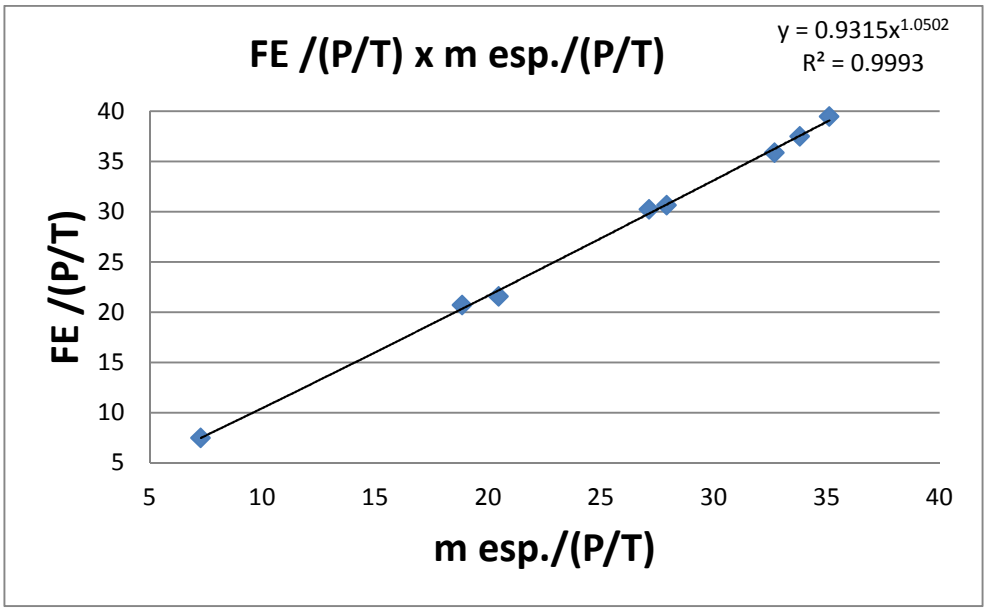


Figura A.84 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 42.

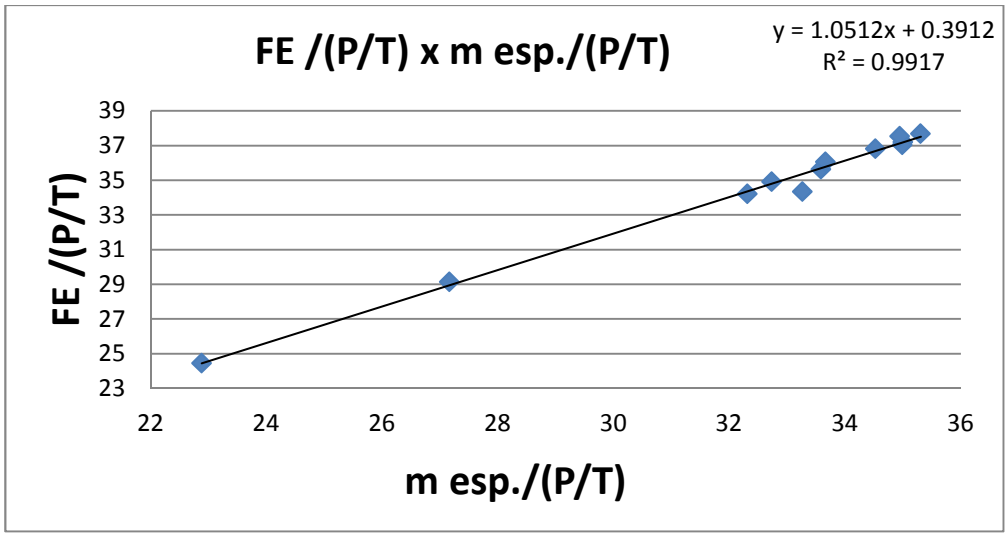


Figura A.85 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 43.

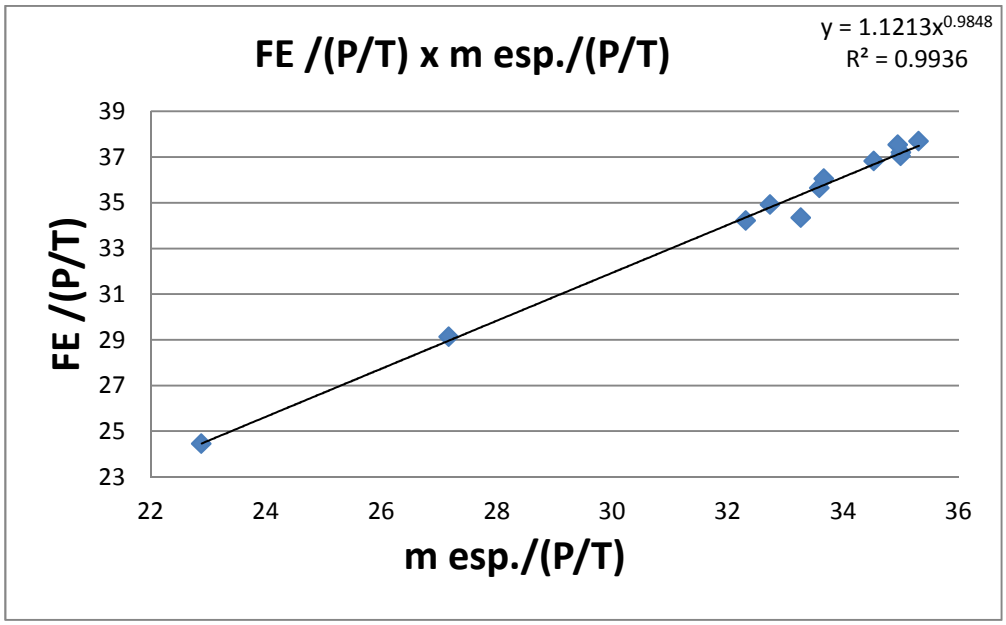


Figura A.86 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 43.

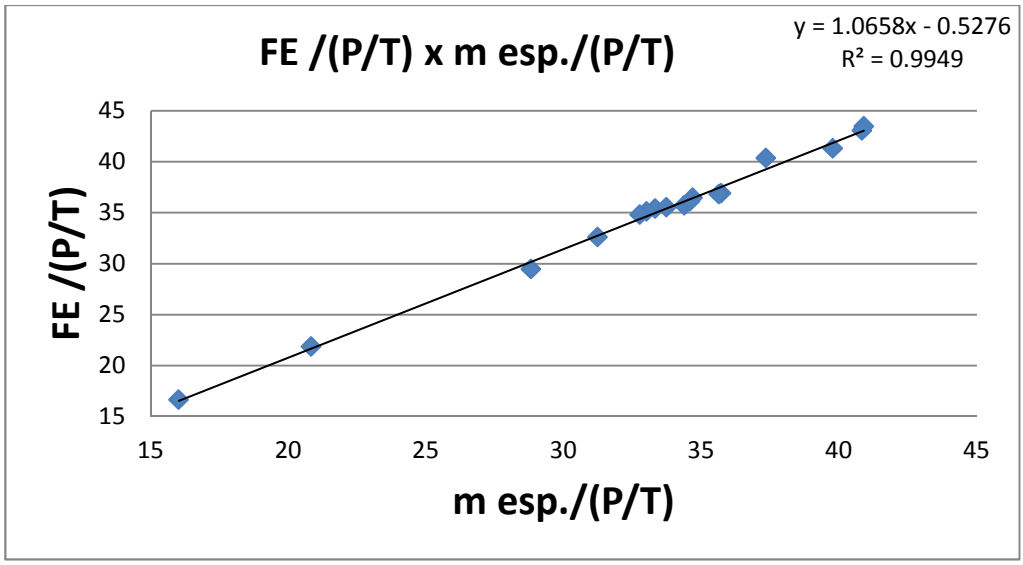


Figura A.87 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 44.

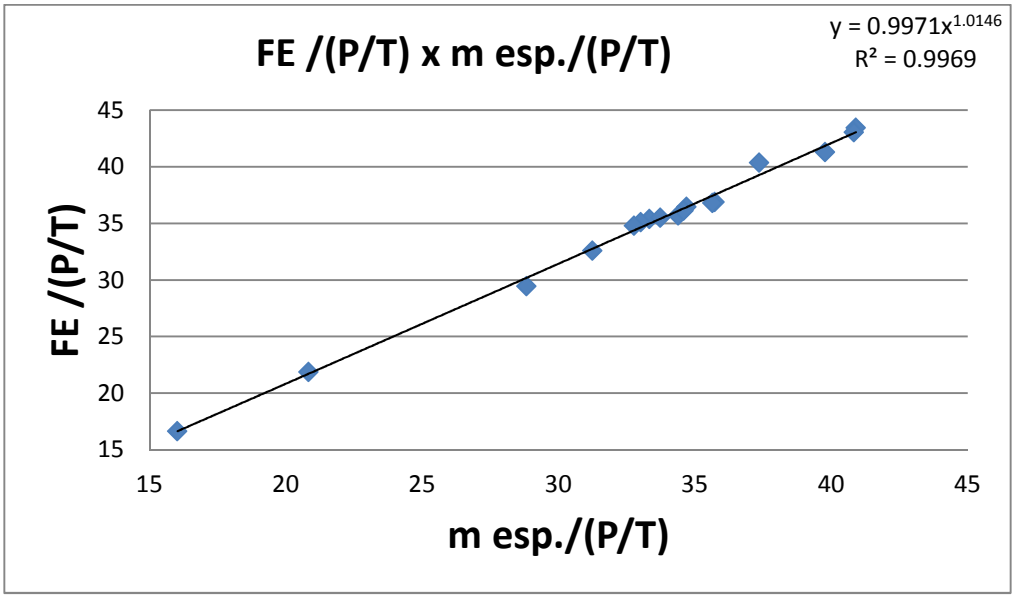


Figura A.88 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 44.

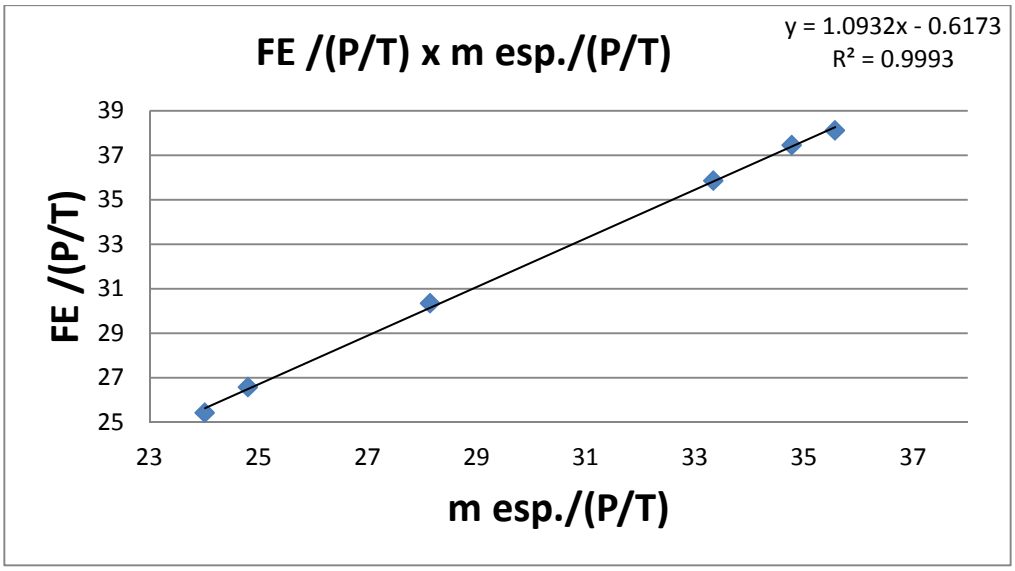


Figura A.89 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 45.

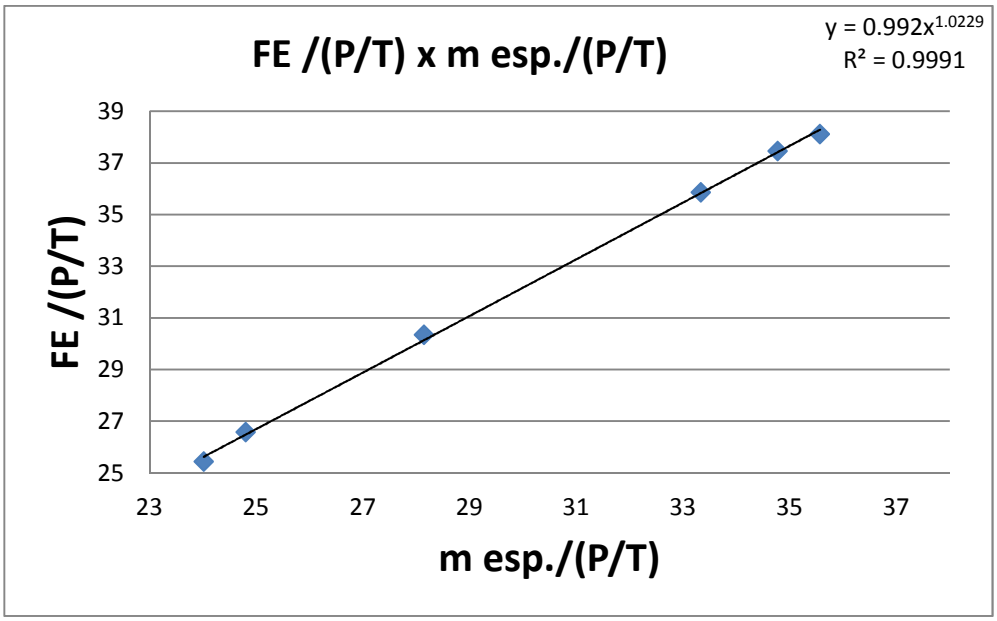


Figura A.90 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 45.

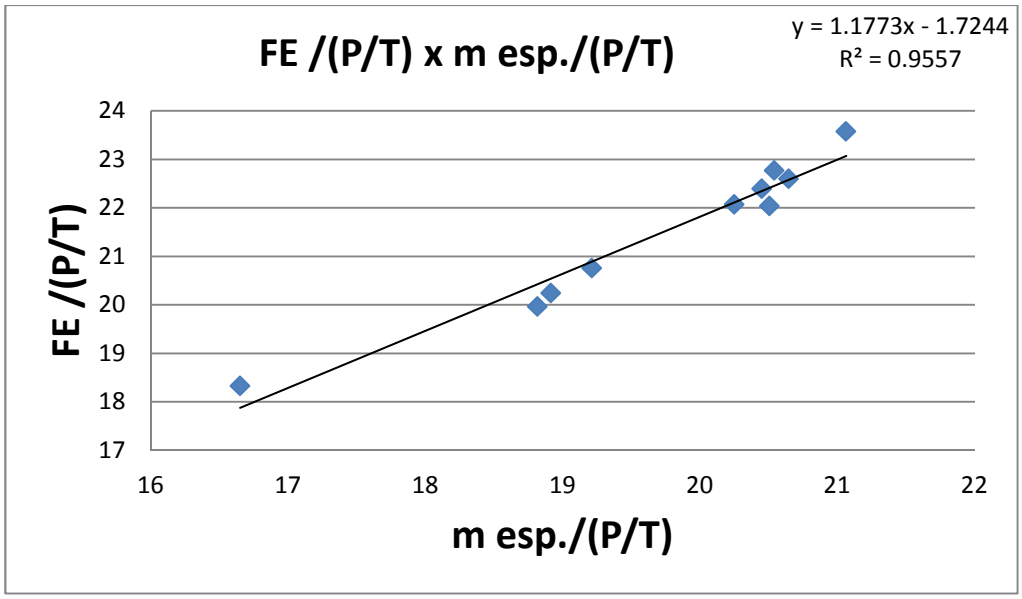


Figura A.91 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 46.

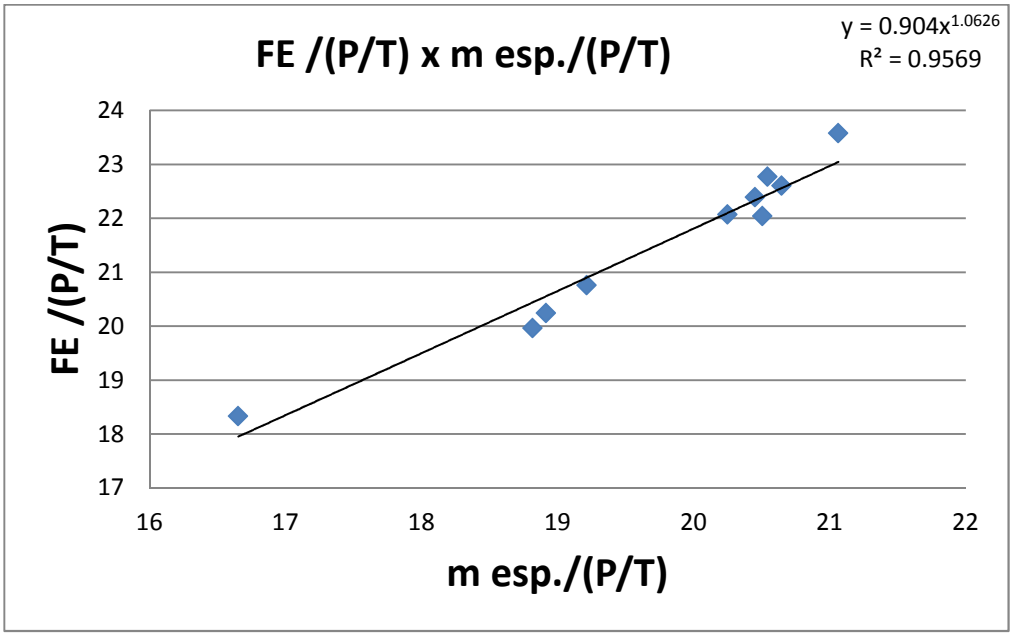


Figura A.92 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 46.

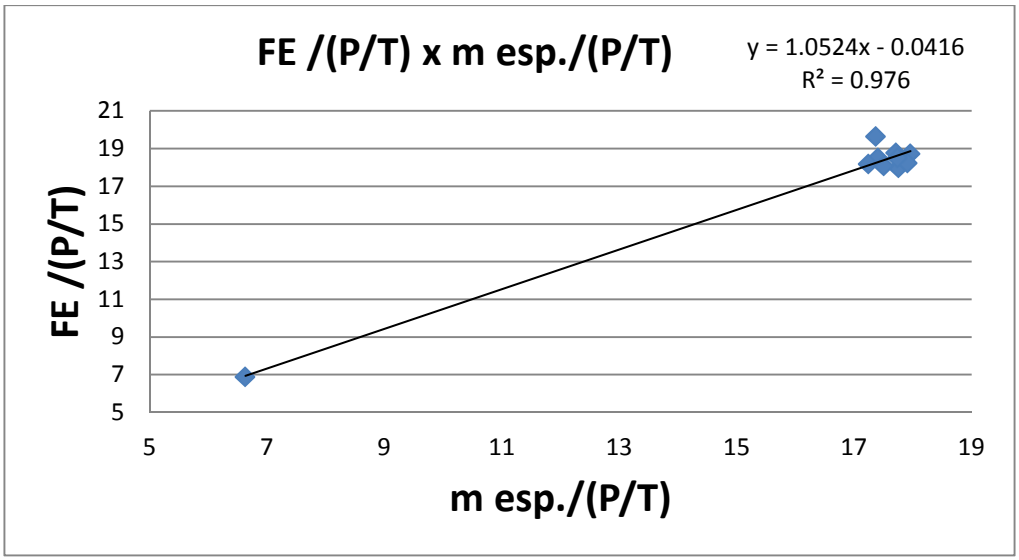


Figura A.93 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 47.

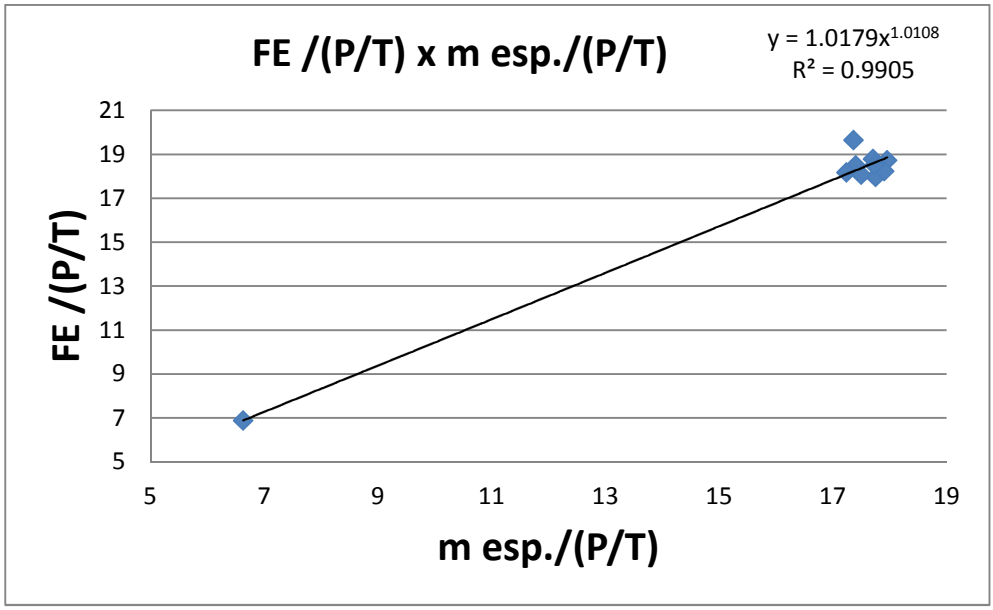


Figura A.94 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 47.

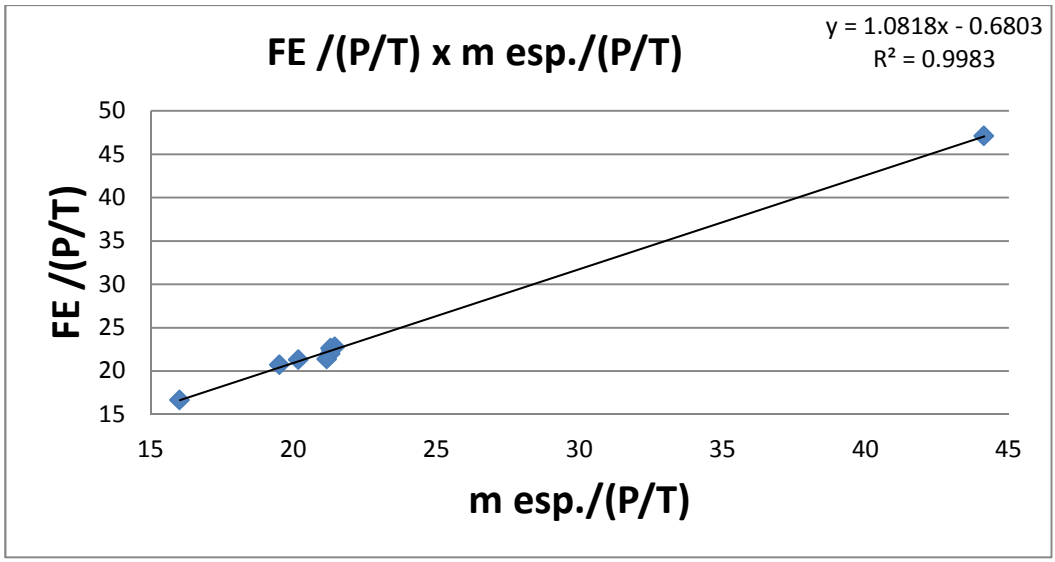


Figura A.95 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 48.

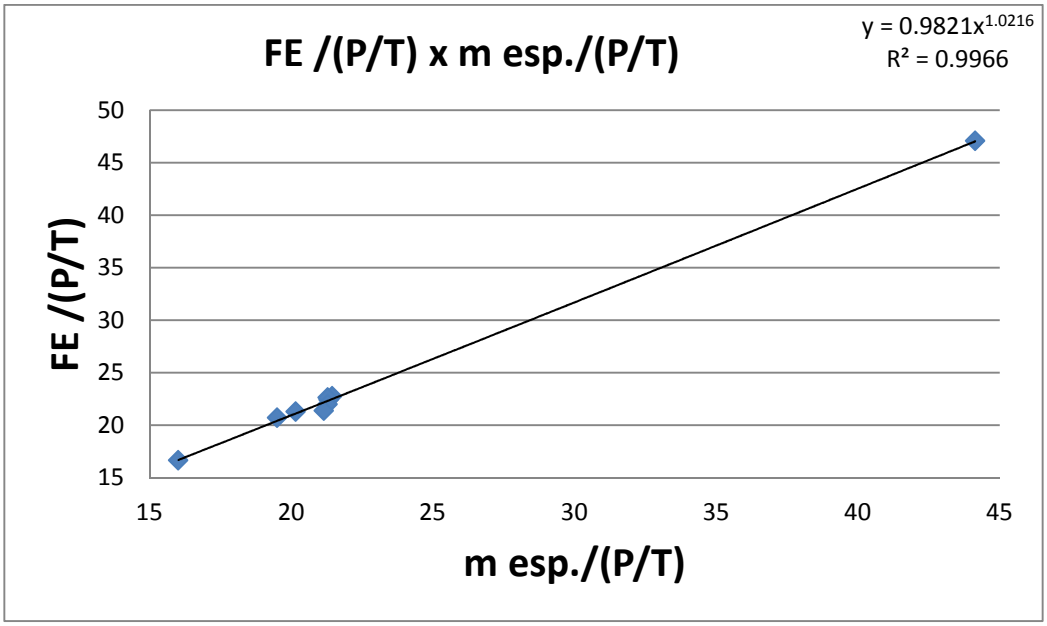


Figura A.96 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 48.

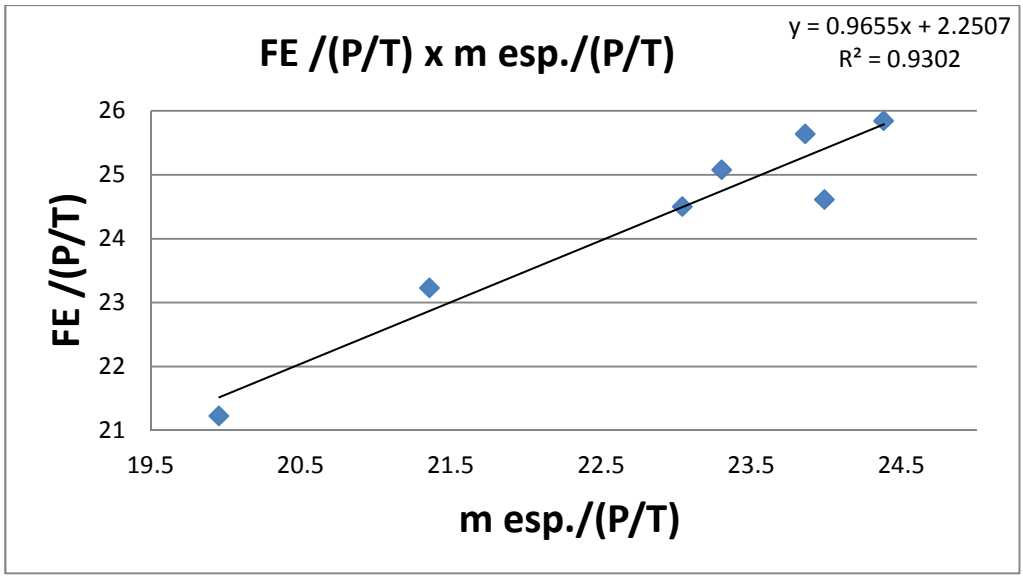


Figura A.97 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 49.

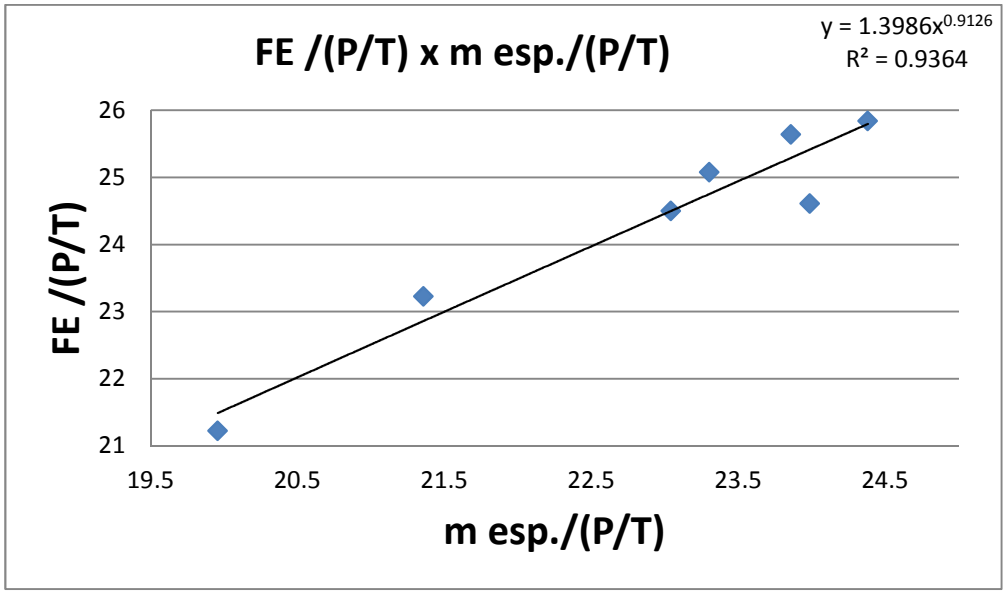


Figura A.98 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 49.

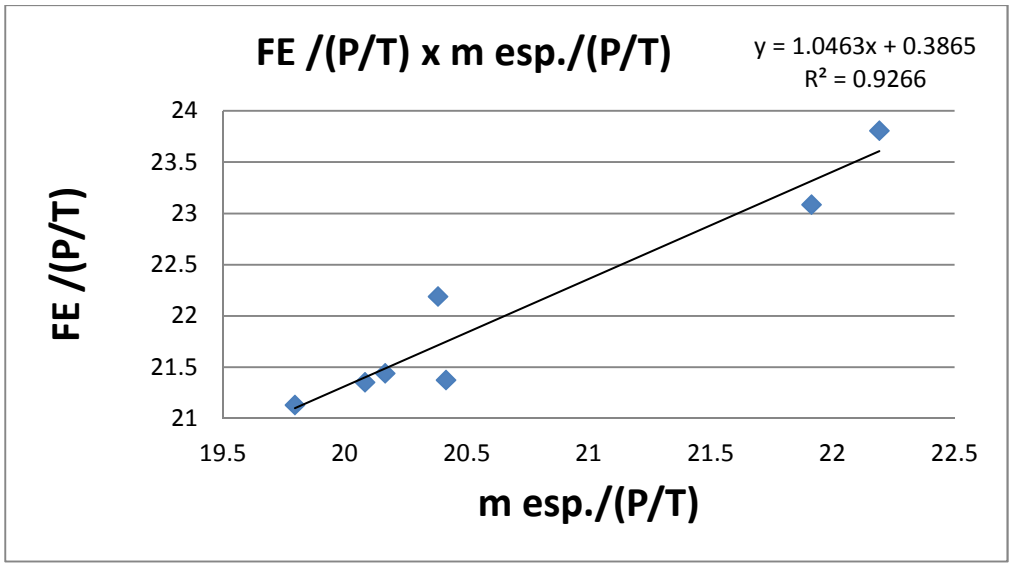


Figura A.99 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função linear para o poço 50.

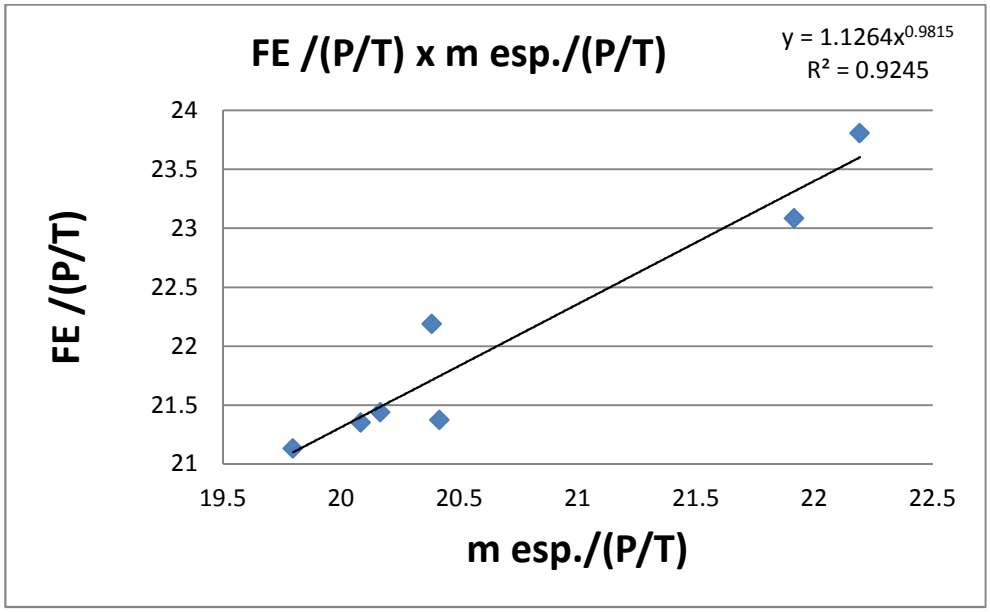


Figura A.100 – Gráfico FE/(P/T) X massa específica/(P/T) ajustado para função potência para o poço 50.

APÊNDICE B

Tabelas de FE previsto pelas equações linear e potência para os poços estudados neste trabalho e desvio entre os valores previstos e os obtidos experimentalmente para cada amostra.

Tabela B.1 – FE previsto x FE medido para o poço 1

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,984	0,981	0,003	0,984	0,981	0,003
2	0,983	0,990	-0,007	0,983	0,990	-0,007
3	0,983	0,993	-0,010	0,983	0,993	-0,010
4	0,982	0,970	0,012	0,982	0,970	0,012
5	0,981	0,971	0,010	0,981	0,971	0,010
6	0,979	0,982	-0,003	0,979	0,982	-0,003
7	0,974	0,976	-0,002	0,975	0,976	-0,001
8	0,985	0,989	-0,004	0,985	0,989	-0,004
9	0,981	0,982	-0,001	0,981	0,982	-0,001
10	0,982	0,981	0,001	0,982	0,981	0,001
11	0,984	0,982	0,002	0,984	0,982	0,002
12	0,984	0,987	-0,003	0,984	0,987	-0,003
13	0,978	0,976	0,002	0,978	0,976	0,002
14	0,984	0,985	-0,001	0,984	0,985	-0,001

Tabela B.2 – FE previsto x FE medido para o poço 2

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,971	0,979	-0,008	0,971	0,979	-0,008
2	0,971	0,980	-0,009	0,971	0,980	-0,009
3	0,971	0,984	-0,013	0,971	0,984	-0,013
4	0,971	0,982	-0,011	0,971	0,982	-0,011
5	0,971	0,945	0,026	0,971	0,945	0,026
6	0,970	0,993	-0,023	0,970	0,993	-0,023
7	0,971	0,981	-0,010	0,971	0,981	-0,010
8	0,971	0,976	-0,005	0,971	0,976	-0,005
9	0,971	0,913	0,058	0,970	0,913	0,057
10	0,977	0,982	-0,005	0,978	0,982	-0,004

Tabela B.3 – FE previsto x FE medido para o poço 3

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,974	0,974	0,000	0,974	0,974	0,000
2	0,973	0,975	-0,002	0,973	0,975	-0,002
3	0,973	0,970	0,003	0,973	0,970	0,003
4	0,976	0,975	0,001	0,976	0,975	0,001
5	0,977	0,999	-0,022	0,977	0,999	-0,022
6	0,970	0,978	-0,008	0,970	0,978	-0,008
7	0,975	0,965	0,010	0,975	0,965	0,010
8	0,981	0,971	0,010	0,981	0,971	0,010
9	0,980	0,980	0,000	0,980	0,980	0,000
10	0,980	0,974	0,006	0,980	0,974	0,006
11	0,976	0,963	0,013	0,976	0,963	0,013
12	0,975	0,986	-0,011	0,975	0,986	-0,011

Tabela B.4 – FE previsto x FE medido para o poço 4

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,952	0,946	0,006	0,951	0,946	0,005
2	0,949	0,962	-0,013	0,949	0,962	-0,013
3	0,950	0,958	-0,008	0,950	0,958	-0,008
4	0,952	0,955	-0,003	0,952	0,955	-0,003
5	0,954	0,943	0,011	0,955	0,943	0,012
6	0,942	0,956	-0,014	0,941	0,956	-0,015
7	0,941	0,949	-0,008	0,941	0,949	-0,008
8	0,943	0,927	0,016	0,943	0,927	0,016
9	0,941	0,92	0,021	0,942	0,92	0,022
10	0,952	0,969	-0,017	0,951	0,969	-0,018
11	0,949	0,996	-0,047	0,947	0,996	-0,049
12	0,946	0,889	0,057	0,945	0,889	0,056

Tabela B.5 – FE previsto x FE medido para o poço 5

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,988	0,988	0,000	0,988	0,988	0,000
2	0,990	0,987	0,003	0,990	0,987	0,003
3	0,990	0,981	0,009	0,990	0,981	0,009
4	0,980	0,976	0,004	0,977	0,976	0,001
5	0,990	0,992	-0,002	0,990	0,992	-0,002
6	0,992	0,981	0,011	0,992	0,981	0,011
7	0,981	0,989	-0,008	0,981	0,989	-0,008
8	0,983	0,995	-0,012	0,983	0,995	-0,012
9	0,987	0,984	0,003	0,987	0,984	0,003
10	0,990	0,997	-0,007	0,990	0,997	-0,007
11	0,986	0,985	0,001	0,985	0,985	0,000
12	0,986	0,986	0,000	0,987	0,986	0,001
13	0,987	0,988	-0,001	0,988	0,988	0,000

Tabela B.6 – FE previsto x FE medido para o poço 6

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	1,009	0,992	0,017	1,013	0,992	0,021
2	0,998	0,996	0,002	1,000	0,996	0,004
3	0,987	1,000	-0,013	0,987	1,000	-0,013
4	0,969	0,992	-0,023	0,967	0,992	-0,025
5	0,962	0,944	0,018	0,958	0,944	0,014

TabelaB.7 – FE previsto x FE medido para o poço 7

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,973	0,968	0,005	0,973	0,968	0,005
2	0,972	0,963	0,009	0,972	0,963	0,009
3	0,972	0,970	0,002	0,970	0,970	0,000
4	0,972	0,973	-0,001	0,971	0,973	-0,002
5	0,973	0,968	0,005	0,973	0,968	0,005
6	0,974	0,985	-0,011	0,973	0,985	-0,012
7	0,971	0,978	-0,007	0,971	0,978	-0,007

Tabela B.8 – FE previsto x FE medido para o poço 8.

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,966	0,962	0,004	0,965	0,962	0,003
2	0,963	0,958	0,005	0,963	0,958	0,005
3	0,957	0,955	0,002	0,956	0,955	0,001
4	0,964	0,965	-0,001	0,964	0,965	-0,001
5	0,960	0,979	-0,019	0,960	0,979	-0,019
6	0,964	0,962	0,002	0,964	0,962	0,002
7	0,973	0,971	0,002	0,973	0,971	0,002
8	0,991	0,984	0,007	0,991	0,984	0,007

Tabela B.9 – FE previsto x FE medido para o poço 9.

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,953	0,935	0,018	FE Previsto	Medido	
2	0,987	0,987	0,000	0,954	0,935	0,019
3	0,987	0,999	-0,012	0,987	0,987	0,000
4	0,988	0,981	0,007	0,987	0,999	-0,012
5	0,962	0,982	-0,020	0,988	0,981	0,007
6	0,999	0,981	0,018	0,959	0,982	-0,023
7	0,988	0,991	-0,003	1,000	0,981	0,019
8	0,980	0,972	0,008	0,988	0,991	-0,003
9	0,980	0,995	-0,015	0,978	0,972	0,006
10	0,977	0,975	0,002	0,980	0,995	-0,015
11	0,986	0,988	-0,002	0,976	0,975	0,001

Tabela B.1 0 – FE previsto x FE medido para o poço 10

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,986	0,964	0,022	0,986	0,964	0,022
2	0,983	0,980	0,003	0,982	0,980	0,002
3	0,973	0,984	-0,011	0,974	0,984	-0,010
4	0,982	0,989	-0,007	0,981	0,989	-0,008
5	0,983	0,990	-0,007	0,983	0,990	-0,007

Tabela B.1 1 – FE previsto x FE medido para o poço 11

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,984	0,982	0,002	0,982	0,982	0,000
2	0,965	0,978	-0,013	0,965	0,978	-0,013
3	0,966	0,975	-0,009	0,965	0,975	-0,010
4	0,968	0,983	-0,015	0,966	0,983	-0,017
5	0,979	0,947	0,032	0,978	0,947	0,031
6	0,964	0,965	-0,001	0,965	0,965	0,000
7	0,940	0,974	-0,034	0,940	0,974	-0,034
8	0,973	0,973	0,000	0,970	0,973	-0,003
9	0,939	0,948	-0,009	0,939	0,948	-0,009
10	0,942	0,921	0,021	0,942	0,921	0,021
11	0,962	0,978	-0,016	0,963	0,978	-0,015
12	0,969	0,943	0,026	0,968	0,943	0,025
13	0,942	0,921	0,021	0,942	0,921	0,021

Tabela B.12 – FE previsto x FE medido para o poço 12

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,989	0,994	-0,005	0,989	0,994	-0,005
2	1,001	0,986	0,015	0,998	0,986	0,012
3	0,991	0,982	0,009	0,992	0,982	0,010
4	0,990	0,991	-0,001	0,990	0,991	-0,001
5	0,979	0,997	-0,018	0,979	0,997	-0,018
6	0,990	0,987	0,003	0,990	0,987	0,003
7	0,989	0,997	-0,008	0,989	0,997	-0,008
8	1,000	0,993	0,007	0,998	0,993	0,005
9	0,987	0,999	-0,012	0,986	0,999	-0,013
10	0,990	0,997	-0,007	0,991	0,997	-0,006
11	0,994	0,985	0,009	0,994	0,985	0,009
12	0,992	0,983	0,009	0,993	0,983	0,010
13	0,994	0,974	0,020	0,994	0,974	0,020
14	0,991	0,998	-0,007	0,992	0,998	-0,006
15	0,989	0,987	0,002	0,990	0,987	0,003
16	0,989	0,992	-0,003	0,989	0,992	-0,003
17	0,999	0,999	0,000	0,997	0,999	-0,002
18	0,987	0,999	-0,012	0,986	0,999	-0,013

Tabela B.13 – FE previsto x FE medido para o poço 13

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,977	0,962	0,015	0,977	0,962	0,015
2	0,981	0,983	-0,002	0,981	0,983	-0,002
3	0,981	0,968	0,013	0,981	0,968	0,013
4	0,984	0,987	-0,003	0,984	0,987	-0,003
5	0,982	0,988	-0,006	0,982	0,988	-0,006
6	0,978	0,997	-0,019	0,978	0,997	-0,019
7	0,978	0,971	0,007	0,978	0,971	0,007
8	0,977	0,974	0,003	0,977	0,974	0,003
9	0,986	0,980	0,006	0,986	0,980	0,006
10	0,985	0,979	0,006	0,985	0,979	0,006
11	0,978	0,997	-0,019	0,978	0,997	-0,019

Tabela B.1 4 – FE previsto x FE medido para o poço 14

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,985	0,982	0,003	0,985	0,982	0,003
2	0,977	0,988	-0,011	0,977	0,988	-0,011
3	0,983	0,981	0,002	0,982	0,981	0,001
4	0,974	0,993	-0,019	0,974	0,993	-0,019
5	0,985	0,991	-0,006	0,985	0,991	-0,006
6	0,984	0,955	0,029	0,984	0,955	0,029
7	0,978	0,992	-0,014	0,977	0,992	-0,015
8	0,986	0,983	0,003	0,986	0,983	0,003
9	0,985	0,981	0,004	0,985	0,981	0,004
10	0,989	0,979	0,010	0,988	0,979	0,009
11	0,982	0,984	-0,002	0,982	0,984	-0,002
12	0,982	0,981	0,001	0,982	0,981	0,001
13	0,987	0,991	-0,004	0,987	0,991	-0,004
14	0,988	0,985	0,003	0,988	0,985	0,003
15	0,986	0,985	0,001	0,986	0,985	0,001
16	0,985	0,973	0,012	0,985	0,973	0,012
17	0,983	0,997	-0,014	0,983	0,997	-0,014
18	0,986	0,985	0,001	0,986	0,985	0,001

Tabela B.15 – FE previsto x FE medido para o poço 15

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,958	0,961	-0,003	0,958	0,961	-0,003
2	0,962	0,931	0,031	0,962	0,931	0,031
3	0,962	0,964	-0,002	0,962	0,964	-0,002
4	0,964	0,972	-0,008	0,964	0,972	-0,008
5	0,957	0,972	-0,015	0,957	0,972	-0,015
6	0,965	0,951	0,014	0,965	0,951	0,014
7	0,959	0,968	-0,009	0,959	0,968	-0,009
8	0,959	0,956	0,003	0,959	0,956	0,003
9	0,965	0,962	0,003	0,965	0,962	0,003
10	0,957	0,972	-0,015	0,957	0,972	-0,015

Tabela B.16 – FE previsto x FE medido para o poço 16

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,955	0,940	0,015	0,955	0,940	0,015
2	0,936	0,951	-0,015	0,942	0,951	-0,009
3	0,954	0,951	0,003	0,953	0,951	0,002
4	0,960	0,971	-0,011	0,957	0,971	-0,014
5	0,980	0,967	0,013	0,978	0,967	0,011
6	0,948	0,950	-0,002	0,949	0,950	-0,001
7	0,984	0,989	-0,005	0,985	0,989	-0,004

Tabela B.17 – FE previsto x FE medido para o poço 17

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,982	0,979	0,003	0,982	0,979	0,003
2	0,982	0,976	0,006	0,982	0,976	0,006
3	0,982	0,980	0,002	0,982	0,980	0,002
4	0,986	0,986	0,000	0,984	0,986	-0,002
5	0,981	0,990	-0,009	0,981	0,990	-0,009
6	0,981	0,985	-0,004	0,981	0,985	-0,004
7	0,982	0,987	-0,005	0,982	0,987	-0,005
8	0,982	0,982	0,000	0,982	0,982	0,000
9	0,980	0,968	0,012	0,980	0,968	0,012
10	0,981	0,985	-0,004	0,981	0,985	-0,004

Tabela B.1 8 – FE previsto x FE medido para o poço 18

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,968	0,963	0,005	0,968	0,963	0,005
2	0,958	0,957	0,001	0,958	0,957	0,001
3	0,950	0,955	-0,005	0,951	0,955	-0,004
4	0,959	0,953	0,006	0,958	0,953	0,005
5	0,958	0,947	0,011	0,958	0,947	0,011
6	0,960	0,966	-0,006	0,959	0,966	-0,007
7	0,966	0,976	-0,010	0,966	0,976	-0,010
8	0,957	0,959	-0,002	0,956	0,959	-0,003

Tabela B.19 – FE previsto x FE medido para o poço 19

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,981	0,974	0,007	0,981	0,974	0,007
2	0,981	0,973	0,008	0,981	0,973	0,008
3	0,982	0,969	0,013	0,982	0,969	0,013
4	0,981	0,984	-0,003	0,981	0,984	-0,003
5	0,980	0,974	0,006	0,980	0,974	0,006
6	0,981	0,975	0,006	0,980	0,975	0,006
7	0,981	0,972	0,009	0,981	0,972	0,009
8	0,981	0,977	0,004	0,981	0,977	0,004
9	0,980	0,975	0,005	0,980	0,975	0,005
10	0,982	0,986	-0,004	0,981	0,986	-0,004
11	0,982	0,979	0,003	0,982	0,979	0,003
12	0,980	0,966	0,014	0,980	0,966	0,014
13	0,981	0,976	0,005	0,981	0,976	0,005
14	0,981	0,976	0,005	0,981	0,976	0,005
15	0,981	0,976	0,005	0,981	0,976	0,005
16	0,983	0,979	0,004	0,982	0,979	0,004
17	0,981	0,974	0,007	0,981	0,974	0,007
18	0,983	0,983	0,000	0,983	0,983	0,000
19	0,982	0,980	0,002	0,982	0,980	0,002
20	0,980	0,971	0,009	0,980	0,971	0,009
21	0,980	0,982	-0,002	0,980	0,982	-0,002
22	0,980	0,980	0,000	0,980	0,980	0,000
23	0,985	0,979	0,006	0,985	0,979	0,006
24	0,982	0,981	0,001	0,982	0,981	0,001

25	0,984	0,970	0,014	0,984	0,970	0,014
26	0,980	0,972	0,008	0,980	0,972	0,008
27	0,983	0,973	0,010	0,982	0,973	0,010
28	0,980	0,977	0,003	0,980	0,977	0,003
29	0,981	0,968	0,013	0,981	0,968	0,013
30	0,982	0,966	0,016	0,982	0,966	0,016
31	0,981	0,972	0,009	0,981	0,972	0,009
32	0,982	0,981	0,001	0,982	0,981	0,001
33	0,981	0,967	0,014	0,981	0,967	0,014
34	0,983	0,958	0,025	0,983	0,958	0,025
35	0,981	0,975	0,006	0,981	0,975	0,006
36	0,981	0,970	0,011	0,981	0,970	0,011
37	0,981	0,982	-0,001	0,981	0,982	-0,001
38	0,986	0,962	0,024	0,986	0,962	0,024
39	0,983	0,974	0,009	0,983	0,974	0,009
40	0,982	0,968	0,014	0,982	0,968	0,014
41	0,984	0,978	0,006	0,984	0,978	0,006
42	0,982	0,970	0,012	0,982	0,970	0,012
43	0,982	0,971	0,011	0,982	0,971	0,011
44	0,975	0,969	0,006	0,975	0,969	0,006
45	0,975	0,962	0,013	0,975	0,962	0,013
46	0,976	0,978	-0,002	0,976	0,978	-0,002
47	0,981	0,974	0,007	0,981	0,974	0,007
48	0,981	0,968	0,013	0,981	0,968	0,013
49	0,981	0,962	0,019	0,981	0,962	0,019
50	0,980	0,979	0,001	0,980	0,979	0,001
51	0,980	0,960	0,020	0,980	0,960	0,020
52	0,980	0,977	0,003	0,980	0,977	0,003

53	0,975	0,973	0,002	0,975	0,973	0,002
54	0,975	0,986	-0,011	0,975	0,986	-0,011
55	0,976	0,978	-0,002	0,975	0,978	-0,002
56	0,976	0,981	-0,005	0,976	0,981	-0,005
57	0,978	0,978	0,000	0,978	0,978	0,000
58	0,978	0,978	0,000	0,978	0,978	0,000
59	0,980	0,972	0,008	0,980	0,972	0,008
60	0,980	0,973	0,007	0,980	0,973	0,007
61	0,980	0,975	0,005	0,979	0,975	0,005
62	0,979	0,977	0,002	0,979	0,977	0,002
63	0,980	0,977	0,003	0,980	0,977	0,003
64	0,980	0,973	0,007	0,980	0,973	0,007
65	0,980	0,965	0,015	0,980	0,965	0,015
66	0,982	0,973	0,009	0,982	0,973	0,009
67	0,981	0,974	0,007	0,981	0,974	0,007
68	0,982	0,967	0,015	0,982	0,967	0,015
69	0,982	0,976	0,006	0,982	0,976	0,006
70	0,977	0,964	0,013	0,977	0,964	0,013
71	0,981	0,978	0,003	0,981	0,978	0,003
72	0,981	0,982	-0,001	0,981	0,982	-0,001
73	0,981	0,985	-0,004	0,981	0,985	-0,004
74	0,981	0,977	0,004	0,981	0,977	0,004
75	0,981	0,975	0,006	0,981	0,975	0,006
76	0,982	0,994	-0,012	0,982	0,994	-0,012
77	0,982	0,973	0,009	0,982	0,973	0,009
78	0,982	0,981	0,001	0,982	0,981	0,001
79	0,982	0,988	-0,006	0,982	0,988	-0,006
80	0,981	0,987	-0,006	0,981	0,987	-0,006

81	0,981	0,998	-0,017	0,981	0,998	-0,017
82	0,981	0,975	0,006	0,981	0,975	0,006
83	0,981	0,979	0,002	0,981	0,979	0,002
84	0,979	0,975	0,004	0,979	0,975	0,004
85	0,981	0,985	-0,004	0,980	0,985	-0,004
86	0,983	0,979	0,004	0,983	0,979	0,004
87	0,981	0,978	0,003	0,981	0,978	0,003
88	0,980	0,989	-0,009	0,980	0,989	-0,009
89	0,978	0,990	-0,012	0,978	0,990	-0,012
90	0,978	0,982	-0,004	0,978	0,982	-0,004
91	0,984	0,976	0,008	0,984	0,976	0,008
92	0,982	0,983	-0,001	0,982	0,983	-0,001
93	0,982	0,980	0,002	0,982	0,980	0,002
94	0,982	0,985	-0,003	0,982	0,985	-0,003
95	0,982	0,991	-0,009	0,982	0,991	-0,009
96	0,980	0,990	-0,010	0,980	0,990	-0,010
97	0,979	0,988	-0,009	0,979	0,988	-0,009
98	0,980	0,984	-0,004	0,980	0,984	-0,004
99	0,981	0,994	-0,013	0,981	0,994	-0,013
100	0,981	0,977	0,004	0,981	0,977	0,004
101	0,981	0,983	-0,002	0,981	0,983	-0,002
102	0,982	0,975	0,007	0,982	0,975	0,007
103	0,982	0,983	-0,001	0,982	0,983	-0,001
104	0,982	0,988	-0,006	0,982	0,988	-0,006
105	0,980	0,982	-0,002	0,980	0,982	-0,002
106	0,982	0,988	-0,006	0,982	0,988	-0,006
107	0,982	0,989	-0,007	0,982	0,989	-0,007
108	0,980	0,984	-0,004	0,980	0,984	-0,004

109	0,980	0,989	-0,009	0,980	0,989	-0,009
110	0,979	0,985	-0,006	0,979	0,985	-0,006
111	0,982	0,984	-0,002	0,981	0,984	-0,002
112	0,981	0,986	-0,005	0,981	0,986	-0,005
113	0,982	0,993	-0,011	0,982	0,993	-0,011
114	0,982	0,996	-0,014	0,982	0,996	-0,014
115	0,981	0,987	-0,006	0,981	0,987	-0,006
116	0,982	0,986	-0,004	0,982	0,986	-0,004
117	0,981	0,986	-0,005	0,981	0,986	-0,005
118	0,981	0,987	-0,006	0,981	0,987	-0,006
119	0,983	0,989	-0,006	0,982	0,989	-0,006
120	0,982	0,992	-0,010	0,982	0,992	-0,010
121	0,982	0,977	0,005	0,982	0,977	0,005
122	0,981	0,989	-0,008	0,981	0,989	-0,008
123	0,982	0,992	-0,010	0,982	0,992	-0,010
124	0,981	0,984	-0,003	0,981	0,984	-0,003
125	0,981	0,987	-0,006	0,981	0,987	-0,006
126	0,981	0,989	-0,008	0,981	0,989	-0,008
127	0,981	0,988	-0,007	0,981	0,988	-0,007
128	0,981	0,988	-0,007	0,981	0,988	-0,007
129	0,980	0,977	0,003	0,980	0,977	0,003
130	0,982	0,982	0,000	0,982	0,982	0,000
131	0,979	0,991	-0,012	0,979	0,991	-0,012
132	0,979	0,997	-0,018	0,979	0,997	-0,018
133	0,976	0,986	-0,010	0,976	0,986	-0,010
134	0,976	0,981	-0,005	0,976	0,981	-0,005
135	0,976	0,983	-0,007	0,976	0,983	-0,007
136	0,969	0,987	-0,018	0,969	0,987	-0,018

137	0,979	0,987	-0,008	0,979	0,987	-0,008
138	0,979	0,993	-0,014	0,979	0,993	-0,014
139	0,975	0,981	-0,006	0,975	0,981	-0,006
140	0,974	0,971	0,003	0,974	0,971	0,003
141	0,980	0,973	0,007	0,980	0,973	0,007
142	0,979	0,967	0,012	0,979	0,967	0,012
143	0,974	0,979	-0,005	0,974	0,979	-0,005
144	0,973	0,968	0,005	0,973	0,968	0,005
145	0,977	0,979	-0,002	0,977	0,979	-0,002
146	0,977	0,982	-0,005	0,976	0,982	-0,005
147	0,978	0,971	0,007	0,978	0,971	0,007
148	0,978	0,964	0,014	0,978	0,964	0,014
149	0,979	0,979	0,000	0,979	0,979	0,000
150	0,978	0,977	0,001	0,977	0,977	0,001
151	0,977	0,971	0,006	0,977	0,971	0,006
152	0,976	0,974	0,002	0,976	0,974	0,002
153	0,980	0,968	0,012	0,980	0,968	0,012
154	0,979	0,974	0,005	0,979	0,974	0,005
155	0,978	0,974	0,004	0,978	0,974	0,004
156	0,980	0,978	0,002	0,980	0,978	0,002
157	0,979	0,987	-0,008	0,978	0,987	-0,008
158	0,979	0,984	-0,005	0,979	0,984	-0,005
159	0,978	0,991	-0,013	0,978	0,991	-0,013
160	0,979	0,986	-0,007	0,979	0,986	-0,007
161	0,970	0,979	-0,009	0,969	0,979	-0,009
162	0,969	0,987	-0,018	0,969	0,987	-0,018
163	0,978	0,970	0,008	0,978	0,970	0,008
164	0,978	0,966	0,012	0,978	0,966	0,012

165	0,979	0,978	0,001	0,979	0,978	0,001
166	0,979	0,982	-0,003	0,979	0,982	-0,003
167	0,979	0,972	0,007	0,978	0,972	0,007
168	0,977	0,989	-0,012	0,977	0,989	-0,012
169	0,977	0,981	-0,004	0,977	0,981	-0,004
170	0,978	0,975	0,003	0,978	0,975	0,003
171	0,979	0,976	0,003	0,979	0,976	0,003
172	0,979	0,979	0,000	0,979	0,979	0,000
173	0,978	0,975	0,003	0,978	0,975	0,003
174	0,978	0,986	-0,008	0,978	0,986	-0,008
175	0,978	0,974	0,004	0,978	0,974	0,004
176	0,978	0,977	0,001	0,978	0,977	0,001
177	0,977	0,976	0,001	0,977	0,976	0,001
178	0,977	0,979	-0,002	0,977	0,979	-0,002
179	0,978	0,982	-0,004	0,978	0,982	-0,004
180	0,978	0,960	0,018	0,978	0,960	0,018
181	0,977	0,968	0,009	0,977	0,968	0,009
182	0,977	0,968	0,009	0,976	0,968	0,009
183	0,978	0,982	-0,004	0,978	0,982	-0,004
184	0,978	0,984	-0,006	0,977	0,984	-0,006
185	0,976	0,983	-0,007	0,976	0,983	-0,007
186	0,978	0,969	0,009	0,977	0,969	0,009
187	0,976	0,975	0,001	0,976	0,975	0,001
188	0,976	0,977	-0,001	0,976	0,977	-0,001
189	0,978	0,983	-0,005	0,978	0,983	-0,005
190	0,977	0,984	-0,007	0,977	0,984	-0,007
191	0,979	0,980	-0,001	0,979	0,980	-0,001
192	0,971	0,979	-0,008	0,971	0,979	-0,008

193	0,975	0,982	-0,007	0,975	0,982	-0,007
194	0,971	0,981	-0,010	0,970	0,981	-0,010
195	0,971	0,984	-0,013	0,971	0,984	-0,013
196	0,973	0,983	-0,010	0,973	0,983	-0,010
197	0,972	0,985	-0,013	0,972	0,985	-0,013
198	0,972	0,978	-0,006	0,972	0,978	-0,006
199	0,973	0,977	-0,004	0,973	0,977	-0,004
200	0,972	0,974	-0,002	0,972	0,974	-0,002
201	0,973	0,978	-0,005	0,973	0,978	-0,005
202	0,973	0,976	-0,003	0,973	0,976	-0,003
203	0,975	0,976	-0,001	0,975	0,976	-0,001
204	0,972	0,969	0,003	0,972	0,969	0,003
205	0,972	0,967	0,005	0,972	0,967	0,005
206	0,972	0,977	-0,005	0,972	0,977	-0,005
207	0,972	0,977	-0,005	0,972	0,977	-0,005
208	0,975	0,970	0,005	0,975	0,970	0,005
209	0,976	0,975	0,001	0,976	0,975	0,001
210	0,979	0,973	0,006	0,979	0,973	0,006
211	0,979	0,985	-0,006	0,978	0,985	-0,006
212	0,975	0,975	0,000	0,975	0,975	0,000
213	0,975	0,977	-0,002	0,975	0,977	-0,002
214	0,978	0,975	0,003	0,978	0,975	0,003
215	0,979	0,995	-0,016	0,979	0,995	-0,016
216	0,984	0,977	0,007	0,984	0,977	0,007
217	0,981	0,993	-0,012	0,981	0,993	-0,012
218	0,975	0,976	-0,001	0,975	0,976	-0,001
219	0,979	0,978	0,001	0,979	0,978	0,001
220	0,980	0,988	-0,008	0,979	0,988	-0,008

221	0,979	0,974	0,005	0,979	0,974	0,005
222	0,971	0,989	-0,018	0,971	0,989	-0,018
223	0,975	0,977	-0,002	0,975	0,977	-0,002
224	0,974	0,981	-0,007	0,974	0,981	-0,007
225	0,974	0,973	0,001	0,974	0,973	0,001
226	0,973	0,984	-0,011	0,973	0,984	-0,011
227	0,971	0,978	-0,007	0,971	0,978	-0,007
228	0,971	0,983	-0,012	0,971	0,983	-0,012
229	0,970	0,980	-0,010	0,970	0,980	-0,010
230	0,971	0,977	-0,006	0,971	0,977	-0,006
231	0,971	0,975	-0,004	0,971	0,975	-0,004
232	0,976	0,972	0,004	0,976	0,972	0,004
233	0,977	0,984	-0,007	0,976	0,984	-0,007
234	0,978	0,971	0,007	0,978	0,971	0,007
235	0,979	0,981	-0,002	0,979	0,981	-0,002
236	0,978	0,970	0,008	0,978	0,970	0,008
237	0,978	0,983	-0,005	0,978	0,983	-0,005
238	0,970	0,976	-0,006	0,970	0,976	-0,006
239	0,977	0,977	0,000	0,977	0,977	0,000
240	0,977	0,978	-0,001	0,977	0,978	-0,001
241	0,977	0,974	0,003	0,977	0,974	0,003
242	0,978	0,975	0,003	0,978	0,975	0,003
243	0,979	0,977	0,002	0,979	0,977	0,002
244	0,972	0,976	-0,004	0,972	0,976	-0,004
245	0,973	0,983	-0,010	0,973	0,983	-0,010
246	0,975	0,984	-0,009	0,975	0,984	-0,009
247	0,973	0,984	-0,011	0,973	0,984	-0,011
248	0,973	0,986	-0,013	0,973	0,986	-0,013

249	0,975	0,977	-0,002	0,974	0,977	-0,002
250	0,977	0,983	-0,006	0,977	0,983	-0,006
251	0,974	0,983	-0,009	0,974	0,983	-0,009
252	0,975	0,970	0,005	0,975	0,970	0,005
253	0,975	0,982	-0,007	0,975	0,982	-0,007
254	0,975	0,980	-0,005	0,975	0,980	-0,005
255	0,973	0,988	-0,015	0,973	0,988	-0,015
256	0,974	0,985	-0,011	0,974	0,985	-0,011
257	0,974	0,980	-0,006	0,974	0,980	-0,006
258	0,974	0,991	-0,017	0,974	0,991	-0,017
259	0,975	0,981	-0,006	0,975	0,981	-0,006
260	0,980	0,974	0,006	0,980	0,974	0,006
261	0,979	0,971	0,008	0,979	0,971	0,008
262	0,979	0,985	-0,006	0,979	0,985	-0,006
263	0,979	0,984	-0,005	0,979	0,984	-0,005
264	0,980	0,982	-0,002	0,980	0,982	-0,002
265	0,980	0,983	-0,003	0,980	0,983	-0,003
266	0,980	0,984	-0,004	0,980	0,984	-0,004
267	0,980	0,971	0,009	0,980	0,971	0,009
268	0,980	0,978	0,002	0,980	0,978	0,002
269	0,980	0,987	-0,007	0,979	0,987	-0,007
270	0,981	0,976	0,005	0,981	0,976	0,005
271	0,980	0,979	0,001	0,980	0,979	0,001
272	0,979	0,971	0,008	0,979	0,971	0,008
273	0,980	0,971	0,009	0,979	0,971	0,009
274	0,980	0,967	0,013	0,980	0,967	0,013
275	0,974	0,975	-0,001	0,973	0,975	-0,001
276	0,981	0,973	0,008	0,981	0,973	0,008

277	0,982	0,975	0,007	0,982	0,975	0,007
278	0,982	0,980	0,002	0,981	0,980	0,002
279	0,984	0,972	0,012	0,984	0,972	0,012
280	0,981	0,973	0,008	0,981	0,973	0,008
281	0,981	0,982	-0,001	0,981	0,982	-0,001
282	0,980	0,985	-0,005	0,980	0,985	-0,005
283	0,982	0,976	0,006	0,982	0,976	0,006
284	0,981	0,986	-0,005	0,981	0,986	-0,005
285	0,982	0,975	0,007	0,982	0,975	0,007
286	0,983	0,972	0,011	0,983	0,972	0,011
287	0,983	0,969	0,014	0,983	0,969	0,014

Tabela B.20 – FE previsto x FE medido para o poço 20

A mostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,985	0,985	0,000	0,984	0,985	-0,001
2	0,965	0,978	-0,013	0,965	0,978	-0,013
3	0,954	0,970	-0,016	0,955	0,970	-0,015
4	0,969	0,988	-0,019	0,969	0,988	-0,019
5	0,981	0,984	-0,003	0,981	0,984	-0,003
6	0,979	0,986	-0,007	0,978	0,986	-0,008
7	1,038	0,980	0,058	1,038	0,980	0,058
8	0,988	0,979	0,009	0,988	0,979	0,009
9	0,989	0,994	-0,005	0,989	0,994	-0,005

Tabela B.21 – FE previsto x FE medido para o poço 21

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,942	0,928	0,014	0,942	0,928	0,014
2	0,949	0,943	0,006	0,949	0,943	0,006
3	0,948	0,939	0,009	0,948	0,939	0,009
4	0,951	0,943	0,008	0,951	0,943	0,008
5	0,952	0,934	0,018	0,951	0,934	0,017
6	0,948	0,953	-0,005	0,948	0,953	-0,005
7	0,935	0,952	-0,017	0,936	0,952	-0,016
8	0,946	0,923	0,023	0,946	0,923	0,023
9	0,938	0,950	-0,012	0,939	0,950	-0,011
10	0,943	0,972	-0,029	0,943	0,972	-0,029
11	0,939	0,958	-0,019	0,938	0,958	-0,020
12	0,944	0,942	0,002	0,944	0,942	0,002
13	0,949	0,947	0,002	0,949	0,947	0,002

Tabela B.22 – FE previsto x FE medido para o poço 22

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,863	0,866	-0,003	0,861	0,866	-0,005
2	0,850	0,884	-0,034	0,847	0,884	-0,037
3	0,860	0,870	-0,010	0,860	0,870	-0,010
4	0,853	0,851	0,002	0,852	0,851	0,001
5	0,877	0,869	0,008	0,878	0,869	0,009
6	0,836	0,819	0,017	0,832	0,819	0,013
7	0,853	0,865	-0,012	0,851	0,865	-0,014
8	0,848	0,779	0,069	0,845	0,779	0,066
9	0,861	0,890	-0,029	0,861	0,890	-0,029
10	0,869	0,838	0,031	0,874	0,838	0,036
11	0,871	0,883	-0,012	0,875	0,883	-0,008
12	0,847	0,872	-0,025	0,846	0,872	-0,026

Tabela B.23 – FE previsto x FE medido para o poço 23

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,975	0,964	0,011	0,975	0,964	0,011
2	0,973	0,969	0,004	0,973	0,969	0,004
3	0,975	0,963	0,012	0,975	0,963	0,012
4	0,971	0,960	0,011	0,971	0,960	0,011
5	0,971	0,970	0,001	0,971	0,970	0,001
6	0,973	0,977	-0,004	0,973	0,977	-0,004
7	0,972	0,977	-0,005	0,972	0,977	-0,005
8	0,972	0,963	0,009	0,972	0,963	0,009
9	0,975	0,976	-0,001	0,975	0,976	-0,001
10	0,977	0,969	0,008	0,977	0,969	0,008
11	0,974	0,981	-0,007	0,975	0,981	-0,006
12	0,969	0,976	-0,007	0,970	0,976	-0,006
13	0,973	0,978	-0,005	0,973	0,978	-0,005
14	0,973	0,975	-0,002	0,973	0,975	-0,002
15	0,972	0,977	-0,005	0,972	0,977	-0,005
16	0,974	0,984	-0,010	0,974	0,984	-0,010
17	0,973	0,980	-0,007	0,973	0,980	-0,007
18	0,973	0,972	0,001	0,973	0,972	0,001
19	0,976	0,990	-0,014	0,976	0,990	-0,014
20	0,973	0,973	0,000	0,973	0,973	0,000
21	0,972	0,963	0,009	0,972	0,963	0,009
22	0,972	0,976	-0,004	0,972	0,976	-0,004
23	0,974	0,967	0,007	0,974	0,967	0,007

Tabela B.24 – FE previsto x FE medido para o poço 24

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,964	0,899	0,065	0,963	0,899	0,064
2	0,970	0,978	-0,008	0,971	0,978	-0,007
3	0,962	0,975	-0,013	0,962	0,975	-0,013
4	0,960	0,968	-0,008	0,960	0,968	-0,008
5	0,965	0,976	-0,011	0,965	0,976	-0,011
6	0,962	0,969	-0,007	0,962	0,969	-0,007
7	0,970	0,976	-0,006	0,970	0,976	-0,006
8	0,967	0,987	-0,020	0,966	0,987	-0,021
9	0,962	0,955	0,007	0,963	0,955	0,008

Tabela B.25 – FE previsto x FE medido para o poço 25

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,966	0,972	-0,006	0,966	0,972	-0,006
2	0,969	0,964	0,005	0,968	0,964	0,004
3	0,968	0,969	-0,001	0,968	0,969	-0,001
4	0,966	0,969	-0,003	0,965	0,969	-0,004
5	0,967	0,957	0,010	0,967	0,957	0,010
6	0,969	0,973	-0,004	0,968	0,973	-0,005

Tabela B.26 – FE previsto x FE medido para o poço 26.

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,981	0,976	0,005	0,982	0,976	0,006
2	0,985	0,974	0,011	0,986	0,974	0,012
3	0,984	0,989	-0,005	0,984	0,989	-0,005
4	0,981	0,987	-0,006	0,981	0,987	-0,006
5	0,974	0,981	-0,007	0,974	0,981	-0,007
6	0,982	0,980	0,002	0,982	0,980	0,002
7	0,982	0,964	0,018	0,982	0,964	0,018
8	0,974	0,976	-0,002	0,975	0,976	-0,001
9	0,984	0,984	0,000	0,984	0,984	0,000
10	0,977	0,987	-0,010	0,977	0,987	-0,010
11	0,983	0,972	0,011	0,983	0,972	0,011
12	0,981	0,989	-0,008	0,982	0,989	-0,007
13	0,983	0,989	-0,006	0,983	0,989	-0,006
14	0,981	0,990	-0,009	0,981	0,990	-0,009
15	0,981	0,977	0,004	0,982	0,977	0,005
16	0,980	0,988	-0,008	0,980	0,988	-0,008
17	0,980	0,982	-0,002	0,980	0,982	-0,002
18	0,982	0,972	0,010	0,982	0,972	0,010
19	0,985	0,989	-0,004	0,985	0,989	-0,004
20	0,979	0,979	0,000	0,979	0,979	0,000
21	0,975	0,972	0,003	0,975	0,972	0,003

Tabela B.27 – FE previsto x FE medido para o poço 27

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,989	0,983	0,006	0,990	0,983	0,007
2	0,983	0,975	0,008	0,984	0,975	0,009
3	0,985	0,975	0,010	0,985	0,975	0,010
4	0,987	0,975	0,012	0,988	0,975	0,013
5	0,981	0,978	0,003	0,982	0,978	0,004
6	0,980	0,993	-0,013	0,981	0,993	-0,012
7	0,983	0,999	-0,016	0,984	0,999	-0,015
8	0,983	0,987	-0,004	0,983	0,987	-0,004
9	0,986	0,988	-0,002	0,986	0,988	-0,002
10	0,982	0,986	-0,004	0,981	0,986	-0,005
11	0,985	0,981	0,004	0,985	0,981	0,004
12	0,987	0,990	-0,003	0,986	0,990	-0,004
13	0,982	0,985	-0,003	0,982	0,985	-0,003

Tabela B.28 – FE previsto x FE medido para o poço 28

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,949	0,941	0,008	0,949	0,941	0,008
2	0,932	0,944	-0,012	0,939	0,944	-0,005
3	0,945	0,937	0,008	0,944	0,937	0,007
4	0,949	0,915	0,034	0,948	0,915	0,033
5	0,947	0,951	-0,004	0,947	0,951	-0,004
6	0,950	0,965	-0,015	0,949	0,965	-0,016
7	0,949	0,957	-0,008	0,949	0,957	-0,008
8	0,943	0,941	0,002	0,942	0,941	0,001
9	0,949	0,965	-0,016	0,949	0,965	-0,016
10	0,953	0,953	0,000	0,952	0,953	-0,001
11	0,947	0,949	-0,002	0,946	0,949	-0,003
12	0,947	0,956	-0,009	0,946	0,956	-0,010
13	0,945	0,932	0,013	0,944	0,932	0,012

Tabela B.29 – FE previsto x FE medido para o poço 29

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,943	0,922	0,021	0,943	0,922	0,021
2	0,943	0,931	0,012	0,943	0,931	0,012
3	0,940	0,932	0,008	0,940	0,932	0,008
4	0,938	0,949	-0,011	0,939	0,949	-0,010
5	0,932	0,947	-0,015	0,934	0,947	-0,013
6	0,947	0,950	-0,003	0,947	0,950	-0,003
7	0,940	0,933	0,007	0,940	0,933	0,007
8	0,945	0,937	0,008	0,945	0,937	0,008
9	0,944	0,952	-0,008	0,943	0,952	-0,009
10	0,942	0,927	0,015	0,942	0,927	0,015
11	0,943	0,957	-0,014	0,943	0,957	-0,014
12	0,946	0,951	-0,005	0,946	0,951	-0,005
13	0,948	0,952	-0,004	0,948	0,952	-0,004
14	0,955	0,967	-0,012	0,955	0,967	-0,012
15	0,948	0,958	-0,010	0,947	0,958	-0,011
16	0,945	0,953	-0,008	0,944	0,953	-0,009
17	0,940	0,939	0,001	0,941	0,939	0,002
18	0,944	0,955	-0,011	0,944	0,955	-0,011
19	0,952	0,935	0,017	0,952	0,935	0,017
20	0,947	0,944	0,003	0,947	0,944	0,003
21	0,947	0,938	0,009	0,947	0,938	0,009

Tabela B.30 – FE previsto x FE medido para o poço 30

A mostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,968	0,965	0,003	0,968	0,965	0,003
2	0,968	0,960	0,008	0,968	0,960	0,008
3	0,967	0,970	-0,003	0,966	0,970	-0,004
4	0,971	0,982	-0,011	0,972	0,982	-0,010
5	0,970	0,961	0,009	0,971	0,961	0,010
6	0,969	0,983	-0,014	0,970	0,983	-0,013
7	0,970	0,960	0,010	0,970	0,960	0,010
8	0,970	0,974	-0,004	0,971	0,974	-0,003

Tabela B.31 – FE previsto x FE medido para o poço 31

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,939	0,944	-0,005	0,939	0,944	-0,005
2	0,931	0,958	-0,027	0,931	0,958	-0,027
3	0,937	0,926	0,011	0,937	0,926	0,011
4	0,936	0,934	0,002	0,936	0,934	0,002
5	0,933	0,918	0,015	0,933	0,918	0,015
6	0,940	0,931	0,009	0,940	0,931	0,009
7	0,935	0,920	0,015	0,935	0,920	0,015
8	0,937	0,944	-0,007	0,937	0,944	-0,007
9	0,932	0,923	0,009	0,932	0,923	0,009
10	0,939	0,952	-0,013	0,939	0,952	-0,013
11	0,937	0,932	0,005	0,937	0,932	0,005
12	0,937	0,921	0,016	0,937	0,921	0,016
13	0,927	0,961	-0,034	0,927	0,961	-0,034
14	0,940	0,951	-0,011	0,940	0,951	-0,011
15	0,935	0,922	0,013	0,935	0,922	0,013
16	0,940	0,943	-0,003	0,940	0,943	-0,003
17	0,937	0,931	0,006	0,937	0,931	0,006

Tabela B.32 – FE previsto x FE medido para o poço 32

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,954	0,938	0,016	0,954	0,938	0,016
2	0,947	0,966	-0,019	0,947	0,966	-0,019
3	0,950	0,951	-0,001	0,950	0,951	-0,001
4	0,941	0,944	-0,003	0,941	0,944	-0,003
5	0,945	0,938	0,007	0,945	0,938	0,007

Tabela B.33 – FE previsto x FE medido para o poço 33

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,966	0,956	0,010	0,966	0,956	0,010
2	0,971	0,971	0,000	0,970	0,971	-0,001
3	0,954	0,962	-0,008	0,955	0,962	-0,007
4	0,959	0,975	-0,016	0,959	0,975	-0,016
5	0,951	0,931	0,020	0,951	0,931	0,020
6	0,953	0,958	-0,005	0,953	0,958	-0,005
7	0,967	0,964	0,003	0,967	0,964	0,003
8	0,963	0,982	-0,019	0,963	0,982	-0,019
9	0,964	0,954	0,010	0,963	0,954	0,009
10	0,969	0,963	0,006	0,967	0,963	0,004

Tabela B.34 – FE previsto x FE medido para o poço 34

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,964	0,976	-0,012	0,962	0,976	-0,014
2	0,987	0,986	0,001	0,991	0,986	0,005
3	0,966	0,978	-0,012	0,962	0,978	-0,016
4	0,967	0,962	0,005	0,964	0,962	0,002
5	0,955	0,934	0,021	0,956	0,934	0,022

Tabela B.35 – FE previsto x FE medido para o poço 35

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,968	0,940	0,028	0,968	0,940	0,028
2	0,959	0,931	0,028	0,959	0,931	0,028
3	0,963	0,962	0,001	0,963	0,962	0,001
4	0,963	0,982	-0,019	0,963	0,982	-0,019
5	0,962	0,963	-0,001	0,963	0,963	0,000
6	0,960	0,983	-0,023	0,960	0,983	-0,023
7	0,962	0,982	-0,020	0,962	0,982	-0,020
8	1,004	0,989	0,015	0,999	0,989	0,010
9	0,969	0,978	-0,009	0,970	0,978	-0,008
10	0,963	0,976	-0,013	0,964	0,976	-0,012
11	0,973	0,958	0,015	0,974	0,958	0,016

Tabela B.36 – FE previsto x FE medido para o poço 36

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	1,002	0,990	0,012	1,001	0,990	0,011
2	0,956	0,941	0,015	0,955	0,941	0,014
3	0,986	0,990	-0,004	0,986	0,990	-0,004
4	1,003	0,990	0,013	1,004	0,990	0,014
5	0,991	0,996	-0,005	0,992	0,996	-0,004
6	0,958	0,988	-0,030	0,957	0,988	-0,031

Tabela B.37 – FE previsto x FE medido para o poço 37

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,953	0,935	0,018	0,954	0,935	0,019
2	0,955	0,954	0,001	0,955	0,954	0,001
3	0,950	0,933	0,017	0,950	0,933	0,017
4	0,954	0,951	0,003	0,954	0,951	0,003
5	0,954	0,986	-0,032	0,955	0,986	-0,031
6	0,950	0,945	0,005	0,950	0,945	0,005
7	0,941	0,945	-0,004	0,940	0,945	-0,005
8	0,940	0,960	-0,020	0,940	0,960	-0,020
9	0,946	0,936	0,010	0,946	0,936	0,010

Tabela B.38 – FE previsto x FE medido para o poço 38

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,994	0,968	0,026	0,994	0,968	0,026
2	0,989	0,992	-0,003	0,990	0,992	-0,002
3	0,993	0,994	-0,001	0,993	0,994	-0,001
4	0,991	0,999	-0,008	0,992	0,999	-0,007
5	0,995	0,983	0,012	0,994	0,983	0,011
6	0,979	0,995	-0,016	0,979	0,995	-0,016
7	0,995	0,994	0,001	0,995	0,994	0,001
8	0,985	0,999	-0,014	0,985	0,999	-0,014
9	0,998	0,995	0,003	0,997	0,995	0,002

Tabela B.39 – FE previsto x FE medido para o poço 39

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,950	0,941	0,009	0,950	0,941	0,009
2	0,945	0,960	-0,015	0,945	0,960	-0,015
3	0,946	0,942	0,004	0,946	0,942	0,004
4	0,950	0,950	0,000	0,950	0,950	0,000
5	0,942	0,955	-0,013	0,942	0,955	-0,013
6	0,945	0,939	0,006	0,945	0,939	0,006
7	0,944	0,945	-0,001	0,944	0,945	-0,001
8	0,949	0,938	0,011	0,949	0,938	0,011

Tabela B.40 – FE previsto x FE medido para o poço 40

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,956	0,950	0,006	0,956	0,950	0,006
2	0,948	0,948	0,000	0,949	0,948	0,001
3	0,947	0,931	0,016	0,947	0,931	0,016
4	0,952	0,955	-0,003	0,952	0,955	-0,003
5	0,952	0,955	-0,003	0,952	0,955	-0,003
6	0,953	0,960	-0,007	0,953	0,960	-0,007
7	0,946	0,956	-0,010	0,946	0,956	-0,010

Tabela B.41 – FE previsto x FE medido para o poço 41

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,945	0,896	0,049	0,944	0,896	0,048
2	0,937	0,943	-0,006	0,936	0,943	-0,007
3	0,945	0,903	0,042	0,945	0,903	0,042
4	0,918	0,912	0,006	0,919	0,912	0,007
5	0,918	0,923	-0,005	0,919	0,923	-0,004
6	0,926	0,918	0,008	0,925	0,918	0,007
7	0,938	0,933	0,005	0,937	0,933	0,004
8	0,934	0,964	-0,030	0,934	0,964	-0,030
9	0,935	0,961	-0,026	0,935	0,961	-0,026
10	0,936	0,944	-0,008	0,936	0,944	-0,008
11	0,929	0,935	-0,006	0,928	0,935	-0,007
12	0,926	0,956	-0,030	0,925	0,956	-0,031
13	0,940	0,938	0,002	0,940	0,938	0,002

Tabela B.42 – FE previsto x FE medido para o poço 42

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,977	0,985	-0,008	0,974	0,985	-0,011
2	0,980	0,972	0,008	0,978	0,972	0,006
3	0,962	0,928	0,034	0,956	0,928	0,028
4	0,872	0,906	-0,034	0,904	0,906	-0,002
5	0,983	0,991	-0,008	0,986	0,991	-0,005
6	0,960	0,970	-0,010	0,954	0,970	-0,016

Tabela B.43 – FE previsto x FE medido para o poço 43

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,982	0,982	0,000	0,982	0,982	0,000
2	0,981	0,978	0,003	0,981	0,978	0,003
3	0,980	0,976	0,004	0,980	0,976	0,004
4	0,981	0,992	-0,011	0,981	0,992	-0,011
5	0,982	0,980	0,002	0,982	0,980	0,002
6	0,981	0,985	-0,004	0,981	0,985	-0,004
7	0,979	0,987	-0,008	0,979	0,987	-0,008
8	0,985	0,992	-0,007	0,986	0,992	-0,006
9	0,985	0,985	0,000	0,986	0,985	0,001
10	0,982	0,987	-0,005	0,982	0,987	-0,005
11	0,985	0,957	0,028	0,985	0,957	0,028
12	0,982	0,985	-0,003	0,982	0,985	-0,003

Tabela B.44 – FE previsto x FE medido para o poço 44

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	1,008	0,991	0,017	1,008	0,991	0,017
2	0,998	0,987	0,011	0,997	0,987	0,010
3	0,976	0,985	-0,009	0,978	0,985	-0,007
4	0,985	0,986	-0,001	0,985	0,986	-0,001
5	0,966	0,972	-0,006	0,971	0,972	-0,001
6	0,987	0,981	0,006	0,986	0,981	0,005
7	0,985	0,997	-0,012	0,985	0,997	-0,012
8	0,985	0,988	-0,003	0,985	0,988	-0,003
9	0,981	0,976	0,005	0,980	0,976	0,004
10	0,975	0,988	-0,013	0,974	0,988	-0,014
11	0,958	0,985	-0,027	0,958	0,985	-0,027
12	0,978	0,954	0,024	0,977	0,954	0,023
13	0,987	0,996	-0,009	0,986	0,996	-0,010
14	0,987	0,989	-0,002	0,987	0,989	-0,002
15	0,992	0,979	0,013	0,992	0,979	0,013
16	0,981	0,993	-0,012	0,981	0,993	-0,012
17	0,996	0,979	0,017	0,995	0,979	0,016

Tabela B.45 – FE previsto x FE medido para o poço 45

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,977	0,978	-0,001	0,977	0,978	-0,001
2	0,977	0,973	0,004	0,978	0,973	0,005
3	0,972	0,975	-0,003	0,972	0,975	-0,003
4	0,975	0,981	-0,006	0,974	0,981	-0,007
5	0,967	0,959	0,008	0,966	0,959	0,007
6	0,976	0,977	-0,001	0,976	0,977	-0,001

Tabela B.46 – FE previsto x FE medido para o poço 46

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,967	0,965	0,002	0,966	0,965	0,001
2	0,970	0,954	0,016	0,970	0,954	0,016
3	0,960	0,938	0,022	0,960	0,938	0,022
4	0,958	0,944	0,014	0,958	0,944	0,014
5	0,959	0,953	0,006	0,959	0,953	0,006
6	0,968	0,981	-0,013	0,967	0,981	-0,014
7	0,966	0,987	-0,021	0,965	0,987	-0,022
8	0,949	0,973	-0,024	0,953	0,973	-0,020
9	0,960	0,962	-0,002	0,959	0,962	-0,003
10	0,970	0,971	-0,001	0,969	0,971	-0,002

Tabela B.47 – FE previsto x FE medido para o poço 47

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,932	0,926	0,006	0,933	0,926	0,007
2	0,902	0,971	-0,069	0,901	0,971	-0,070
3	0,932	0,941	-0,009	0,932	0,941	-0,009
4	0,923	0,890	0,033	0,923	0,890	0,033
5	0,919	0,930	-0,011	0,919	0,930	-0,011
6	0,914	0,917	-0,003	0,913	0,917	-0,004
7	0,887	0,879	0,008	0,881	0,879	0,002
8	0,917	0,889	0,028	0,917	0,889	0,028
9	0,903	0,888	0,015	0,903	0,888	0,015
10	0,927	0,921	0,006	0,927	0,921	0,006

Tabela B.48 – FE previsto x FE medido para o poço 48

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,970	0,971	-0,001	0,973	0,971	0,002
2	0,987	0,988	-0,001	0,987	0,988	-0,001
3	0,975	0,986	-0,011	0,974	0,986	-0,012
4	0,977	0,980	-0,003	0,977	0,980	-0,003
5	0,976	0,989	-0,013	0,975	0,989	-0,014
6	0,972	0,986	-0,014	0,972	0,986	-0,014
7	0,973	0,958	0,015	0,972	0,958	0,014
8	0,978	0,942	0,036	0,977	0,942	0,035
9	0,972	0,980	-0,008	0,972	0,980	-0,008

Tabela B.49 – FE previsto x FE medido para o poço 49

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,956	0,956	0,000	0,956	0,956	0,000
2	0,953	0,966	-0,013	0,953	0,966	-0,013
3	0,943	0,913	0,030	0,943	0,913	0,030
4	0,941	0,943	-0,002	0,941	0,943	-0,002
5	0,943	0,958	-0,015	0,943	0,958	-0,015
6	0,933	0,945	-0,012	0,933	0,945	-0,012
7	0,959	0,946	0,013	0,958	0,946	0,012

Tabela B.50 – FE previsto x FE medido para o poço 50

Amostra	FE previsto pela equação linear	FE medido	Desvio absoluto	FE previsto pela equação potência	FE medido	Desvio absoluto
1	0,956	0,954	0,002	0,956	0,954	0,002
2	0,960	0,968	-0,008	0,960	0,968	-0,008
3	0,955	0,953	0,002	0,955	0,953	0,002
4	0,955	0,976	-0,021	0,955	0,976	-0,021
5	0,967	0,950	0,017	0,967	0,950	0,017
6	0,961	0,951	0,010	0,960	0,951	0,009
7	0,960	0,961	-0,001	0,960	0,961	-0,001

APÊNDICE C

Gráficos da variação da viscosidade em função da taxa de deformação para os poços estudados neste trabalho.

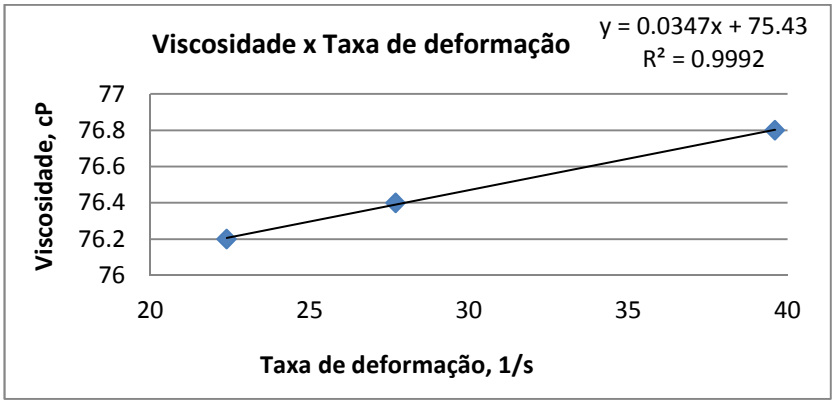


Figura C.1 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 1.

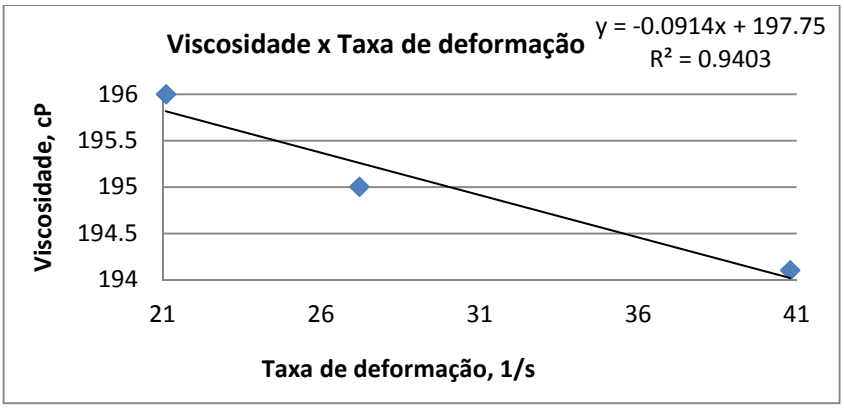


Figura C.2 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 2.

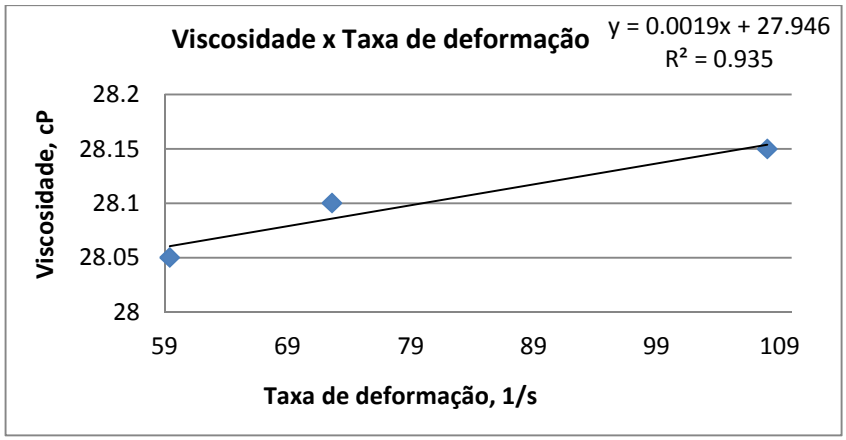


Figura C.3 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 3.

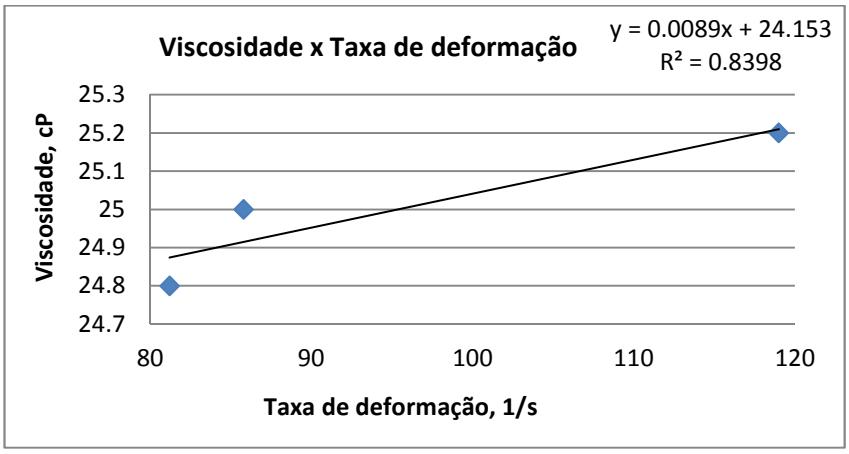


Figura C.4 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 7.

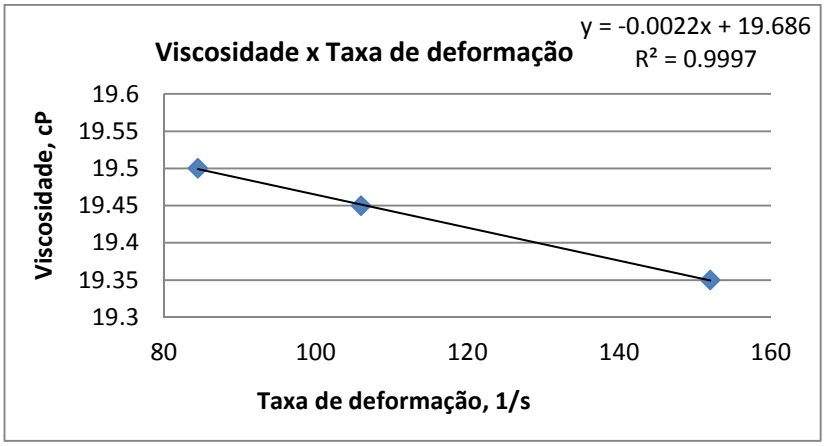


Figura C.5 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 8.

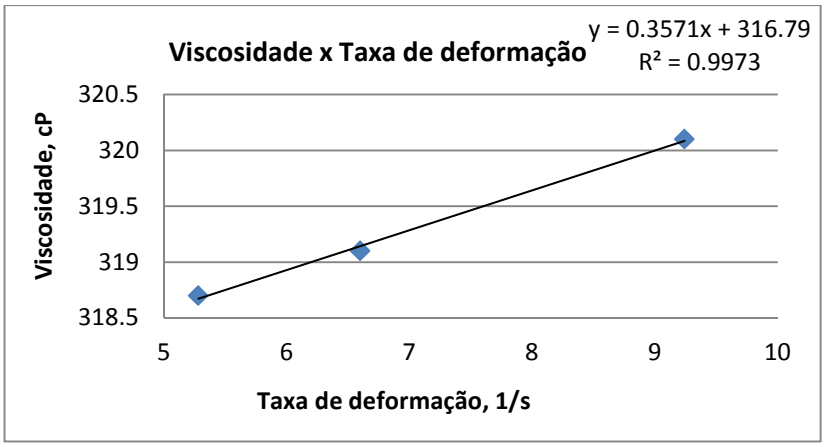


Figura C.6 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 9.

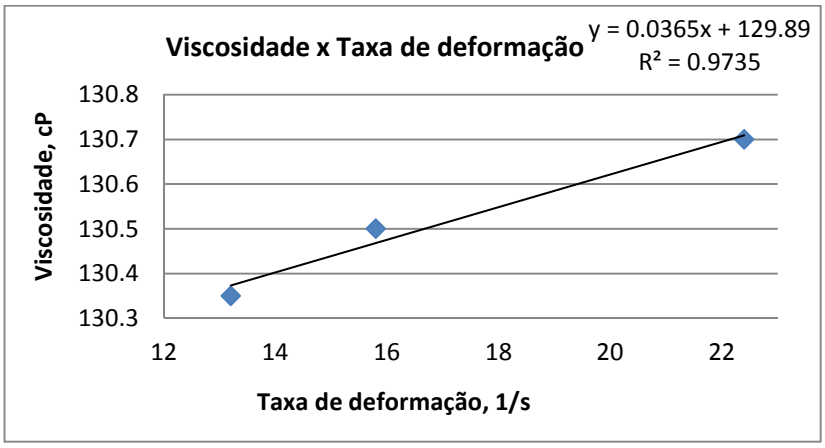


Figura C.7 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 10.

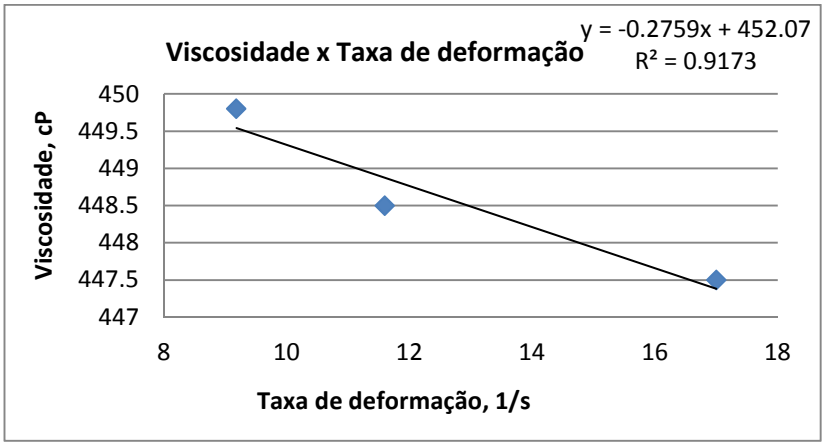


Figura C.8 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 12.

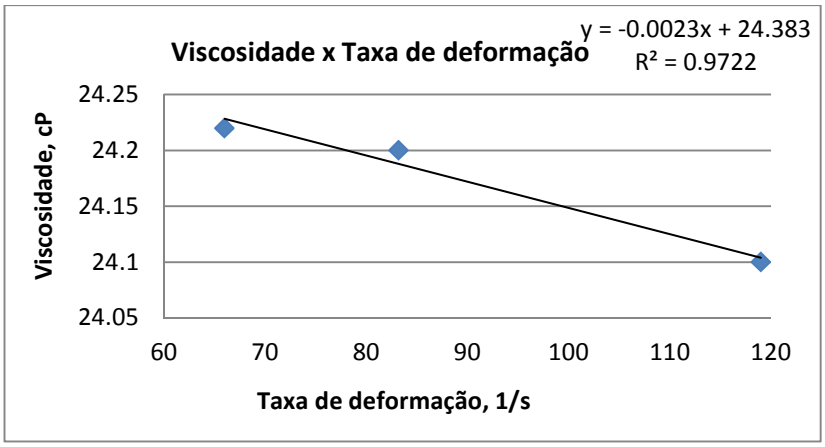


Figura C.9 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 13.

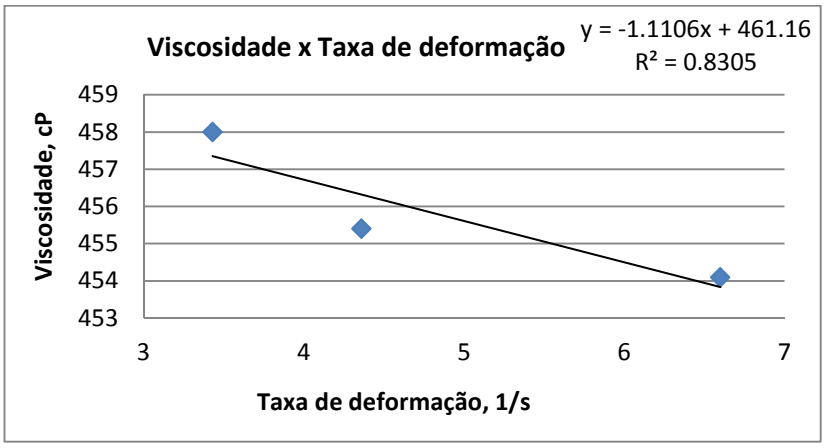


Figura C.10 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 14.

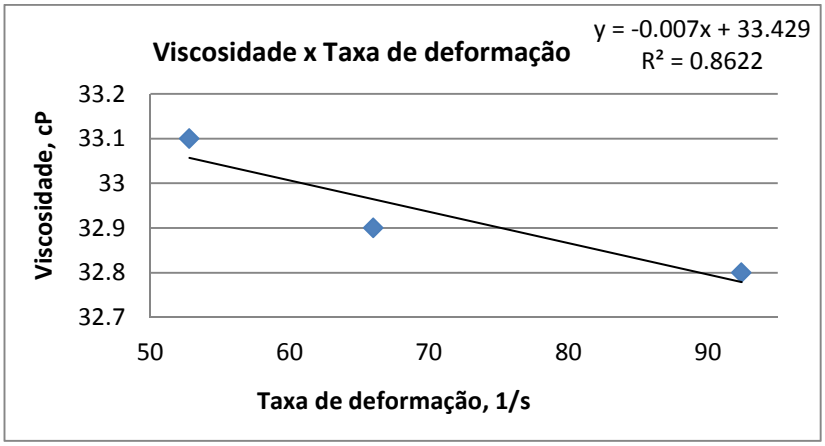


Figura C.11 – Gráfico viscosidade dinâmica X taxa de deformação para o poço 42.

APÊNDICE D

Gráficos da variação da viscosidade em função da temperatura para os poços estudados neste trabalho.

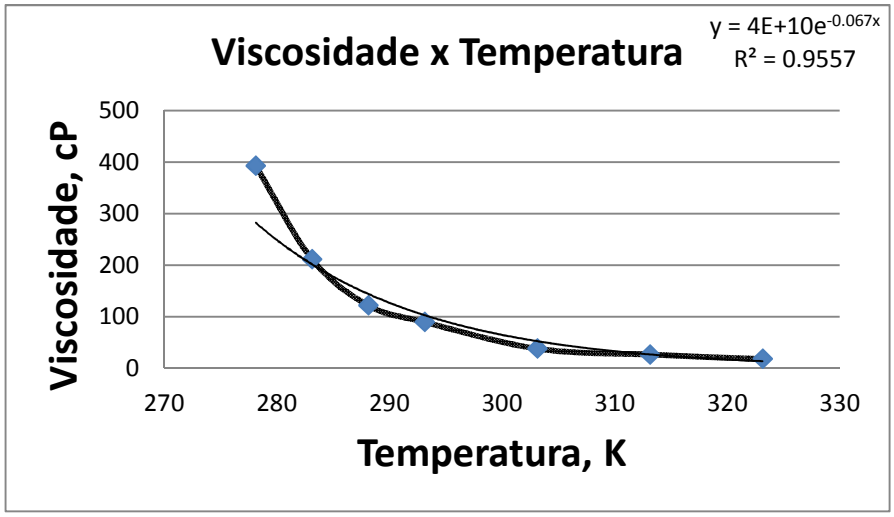


Figura D.1 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 1.

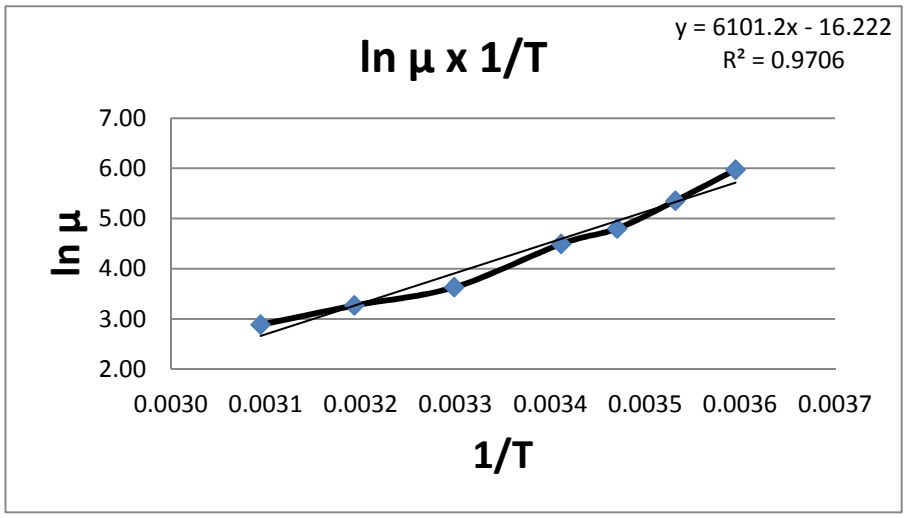


Figura D.2 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 1.

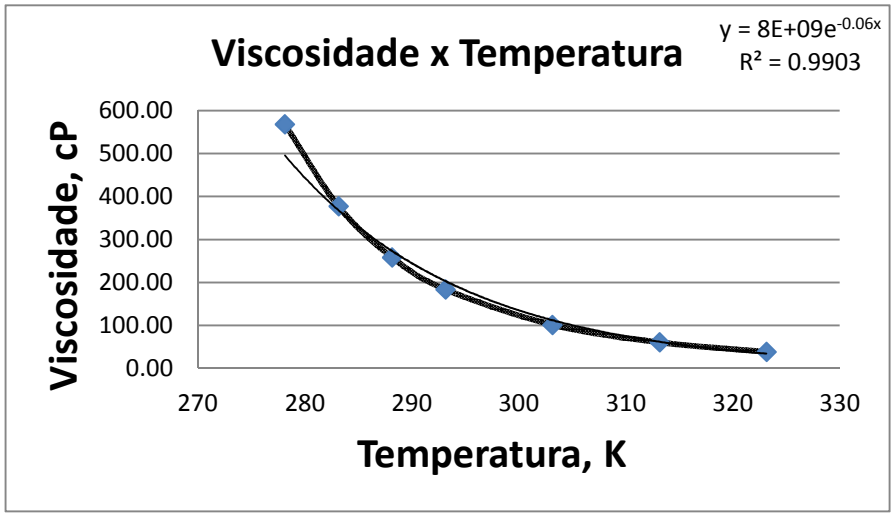


Figura D.3 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 2.

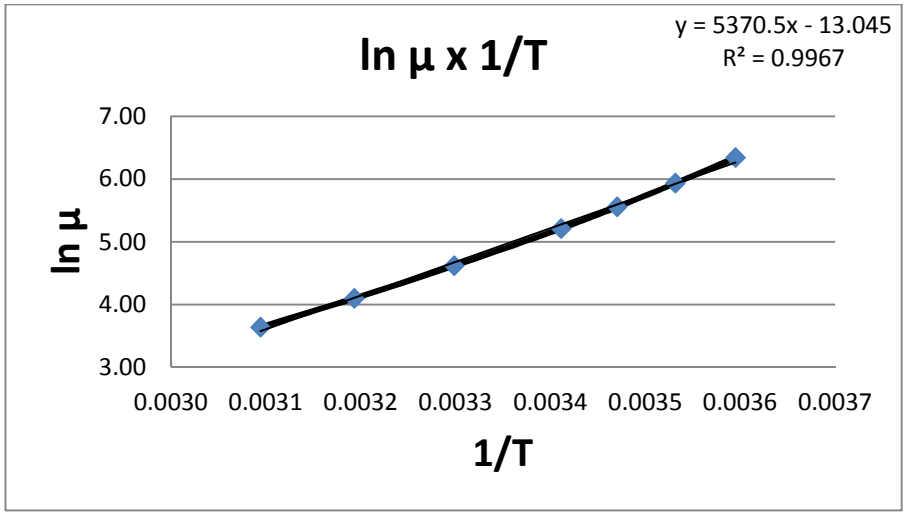


Figura D.4 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 2.

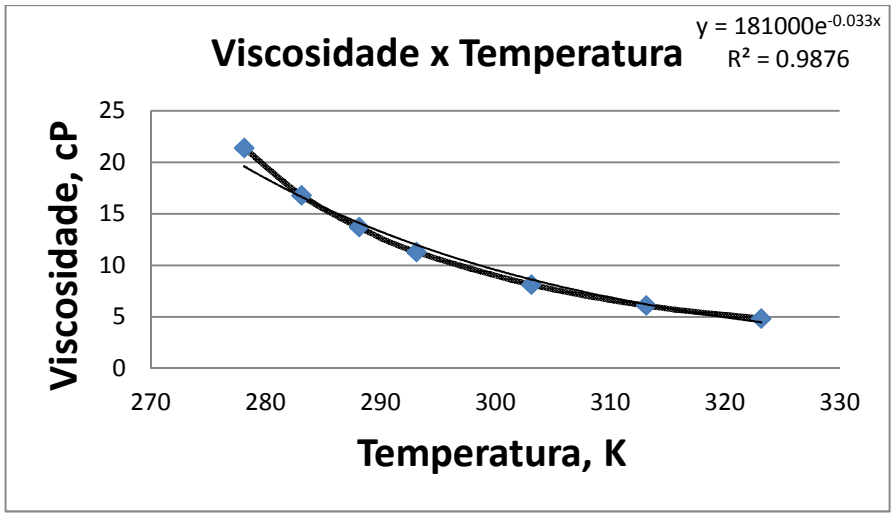


Figura D.5 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 3.

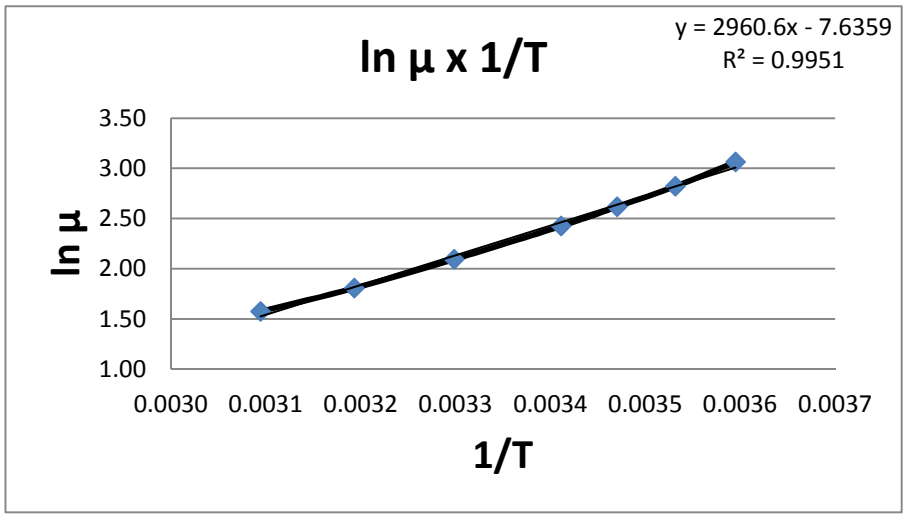


Figura D.6 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 3.

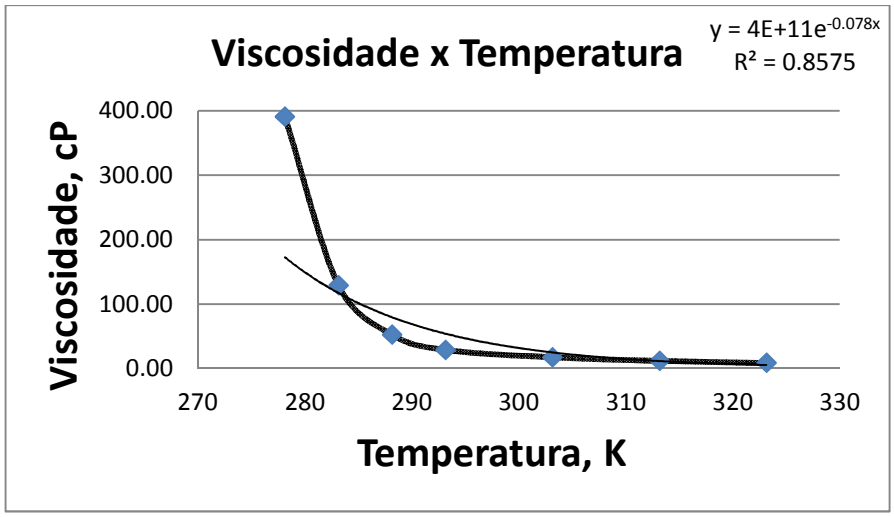


Figura D.7 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 7.

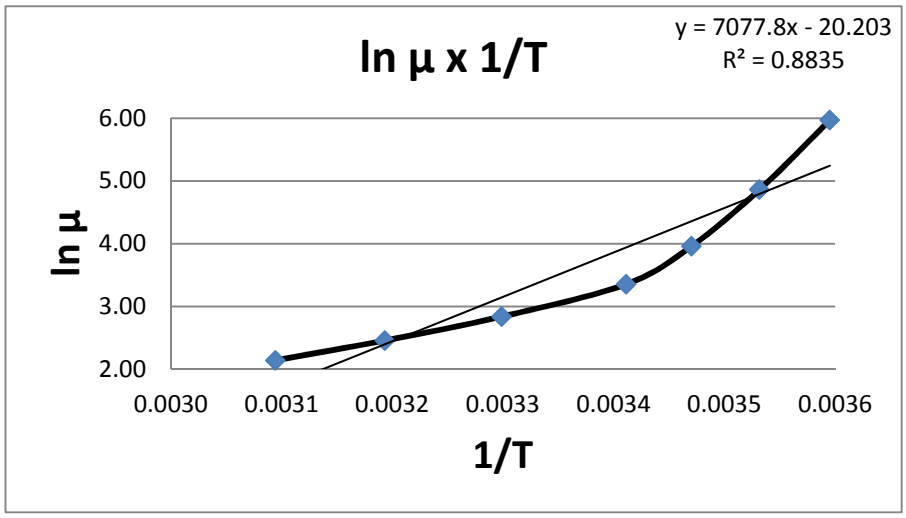


Figura D.8 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 7.

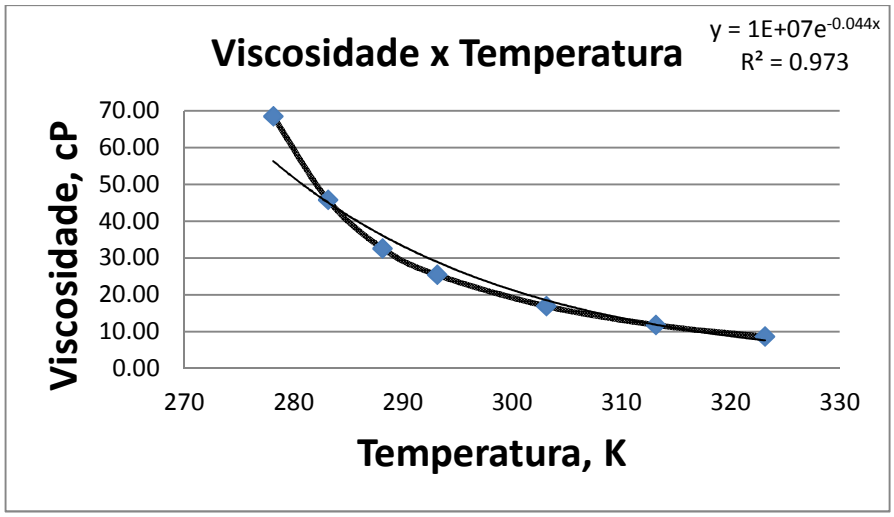


Figura D.9 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 8.

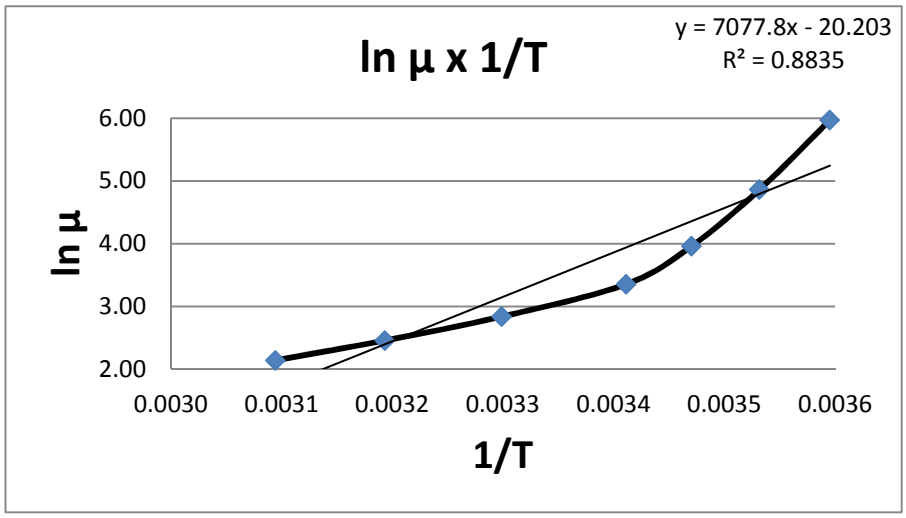


Figura D.10 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 8.

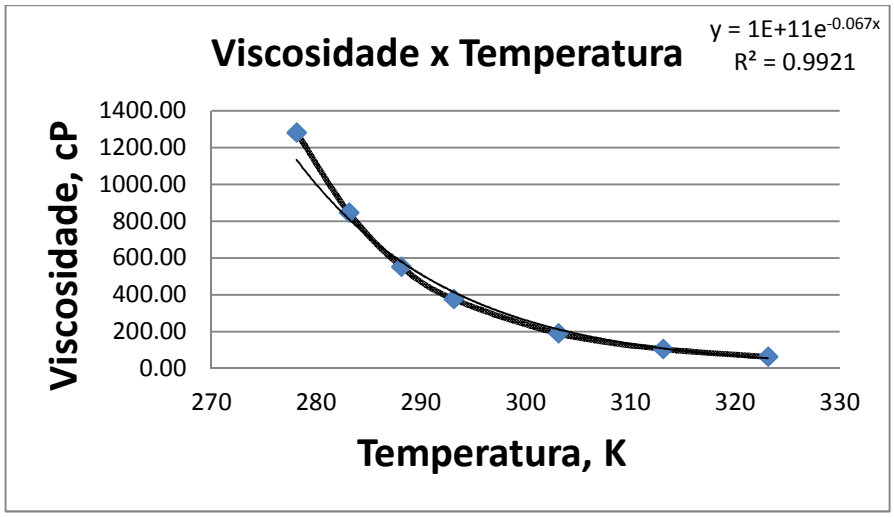


Figura D.11 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 9.

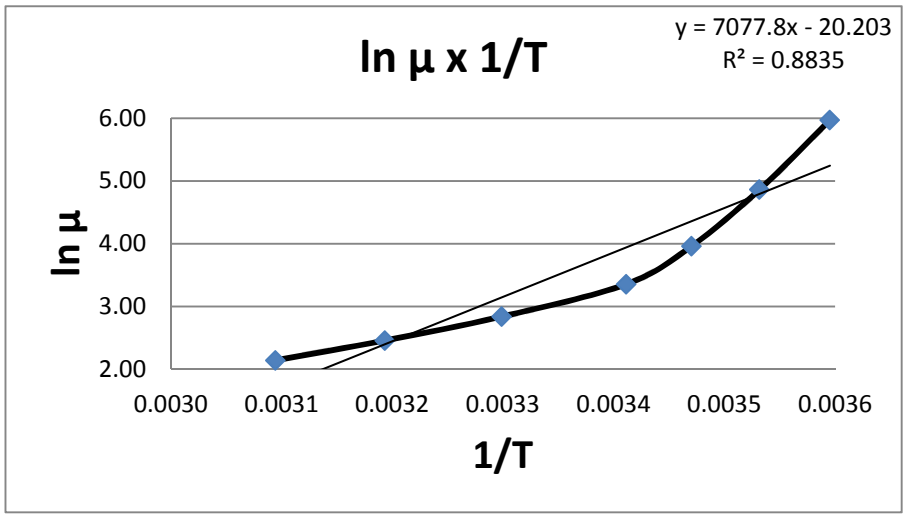


Figura D.12 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 9.

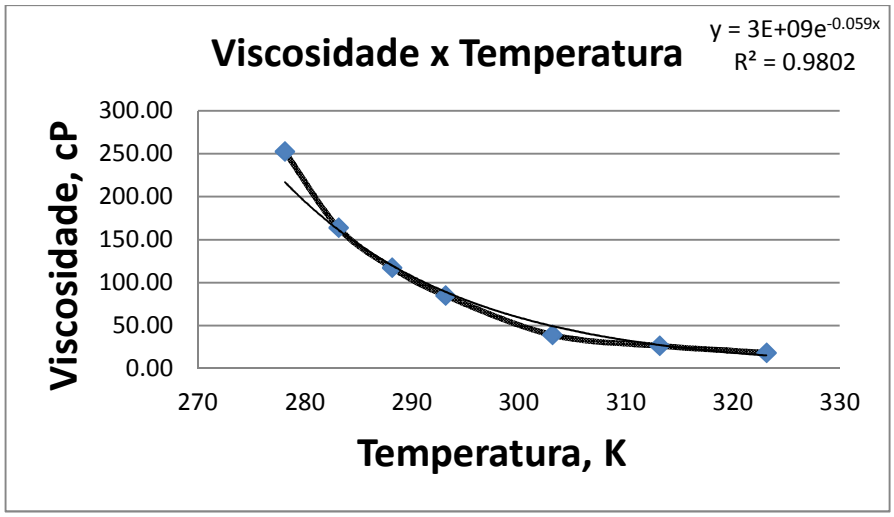


Figura D.13 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 10.

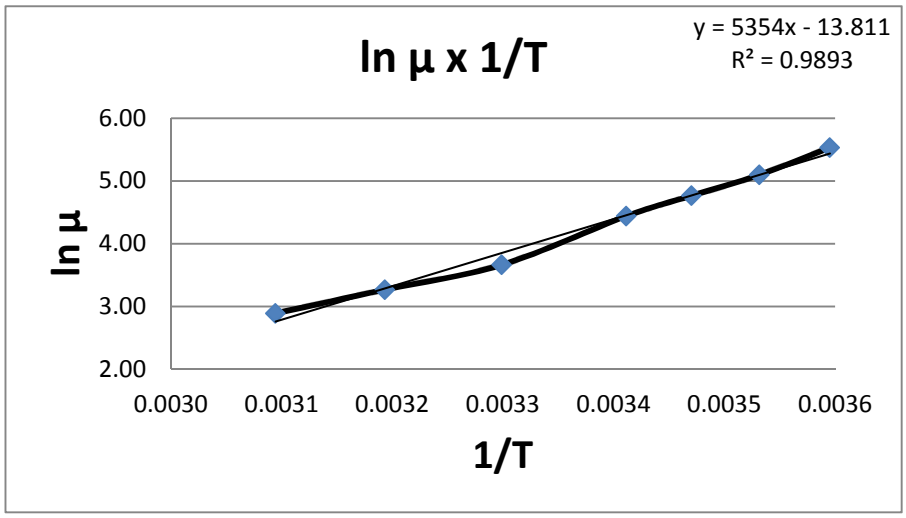


Figura D.14 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 10.

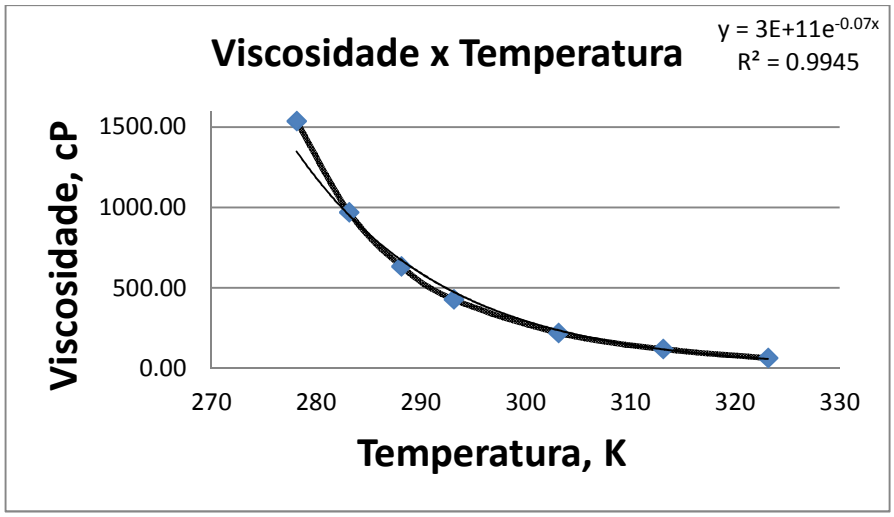


Figura D.15 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 12.

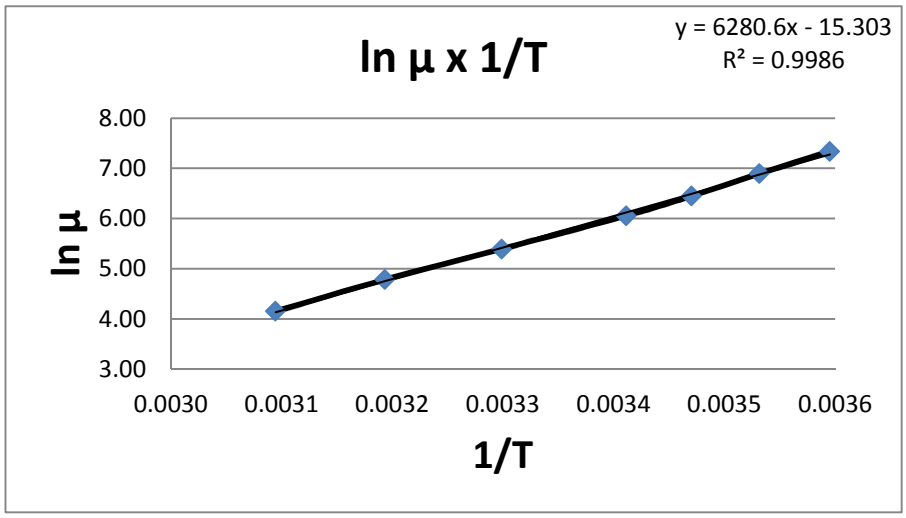


Figura D.16 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 12.

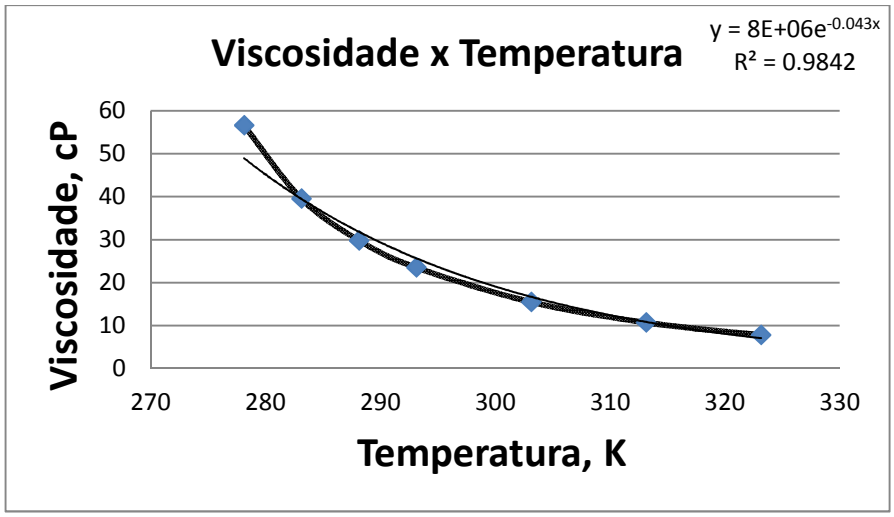


Figura D.17 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 13.

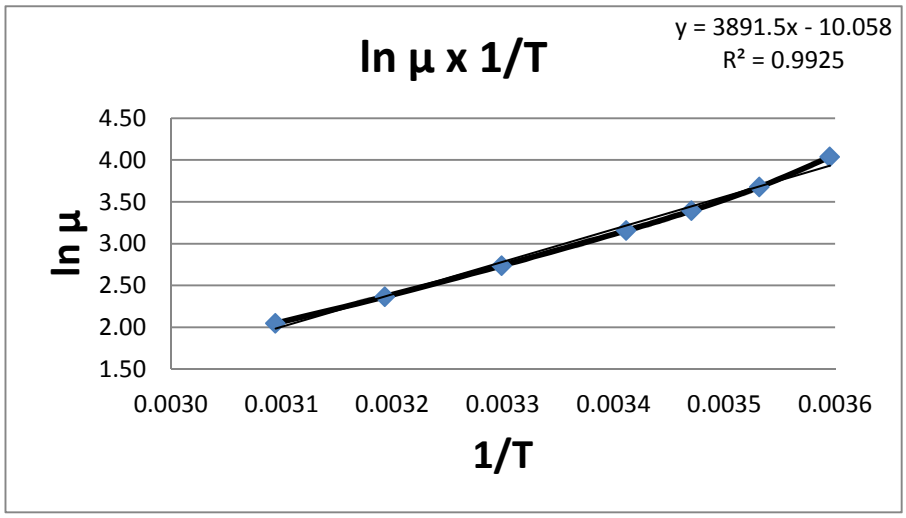


Figura D.18 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 13.

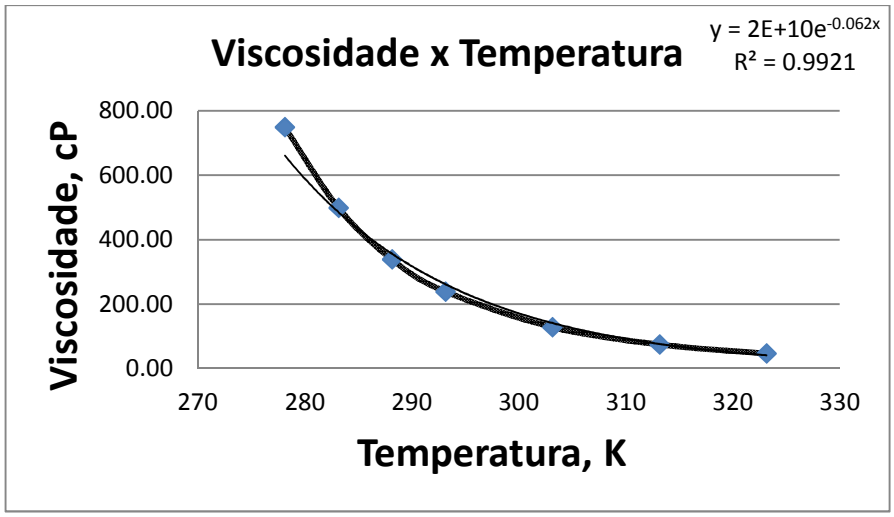


Figura D.19 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 14.

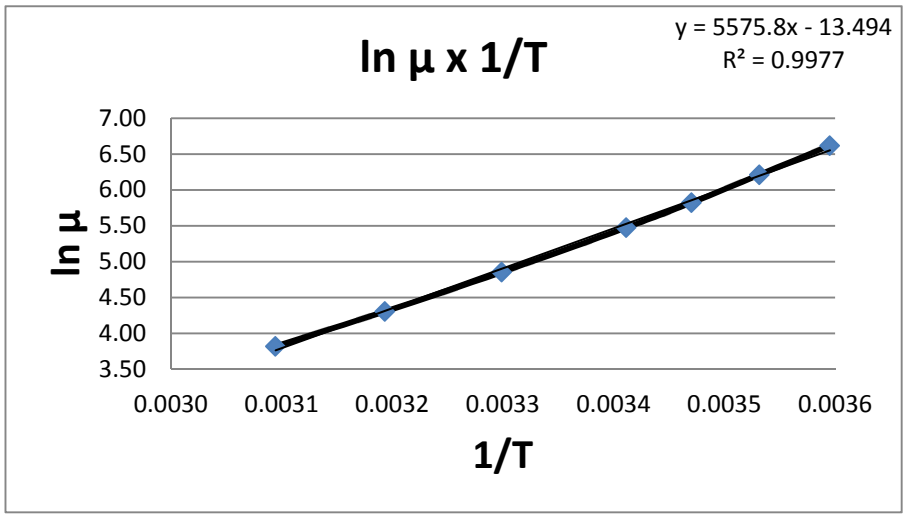


Figura D.20 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 14.

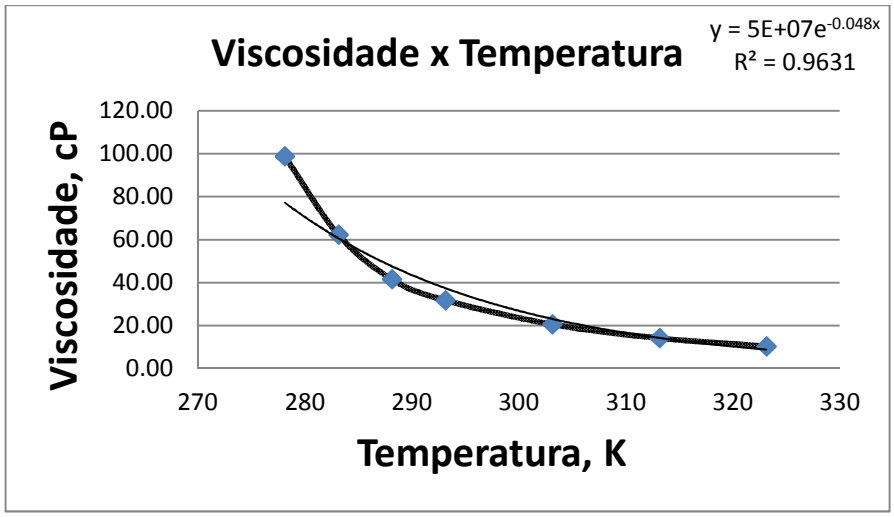


Figura D.21 – Gráfico viscosidade dinâmica X temperatura para o poço 42.

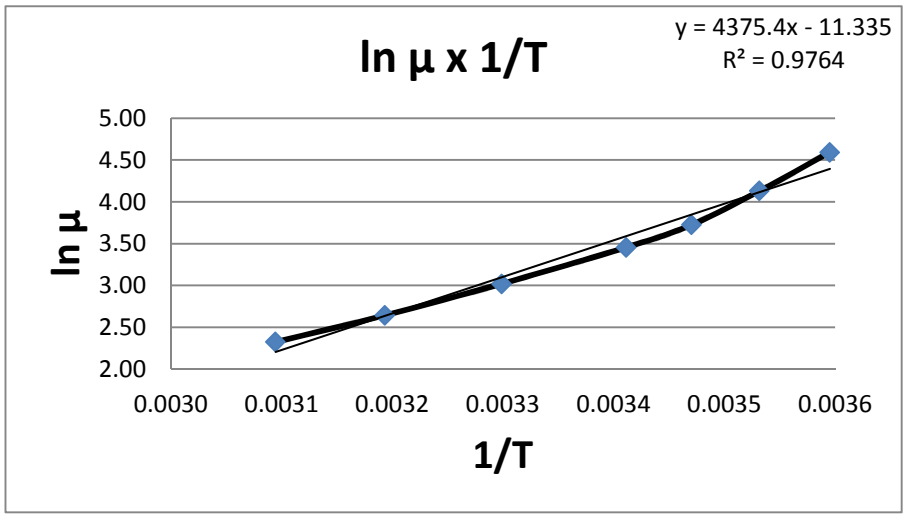


Figura D.22 – Gráfico lnμ x 1/T para o poço 42.

APÊNDICE E

Gráficos da variação da viscosidade em função da massa específica para os poços estudados neste trabalho.

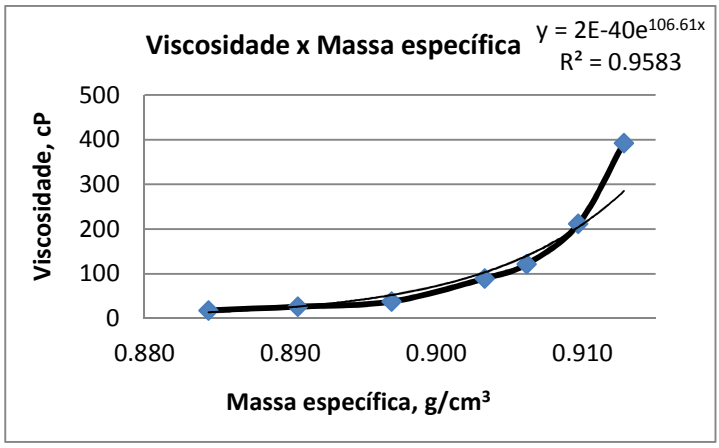


Figura E.1 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 1.

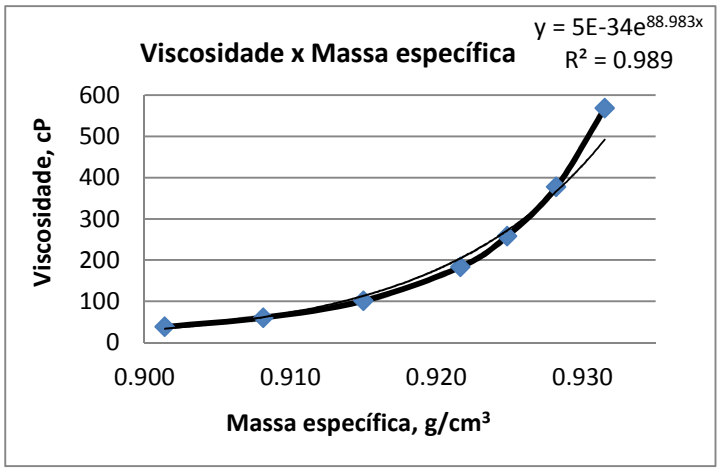


Figura E.2 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 2.

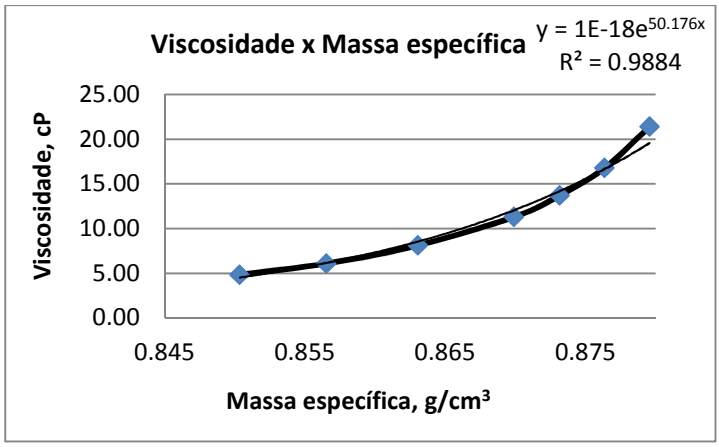


Figura E.3 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 3.

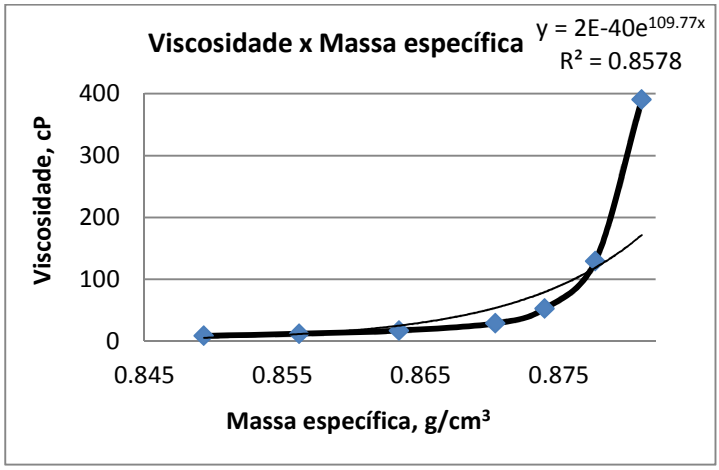


Figura E.4 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 7.

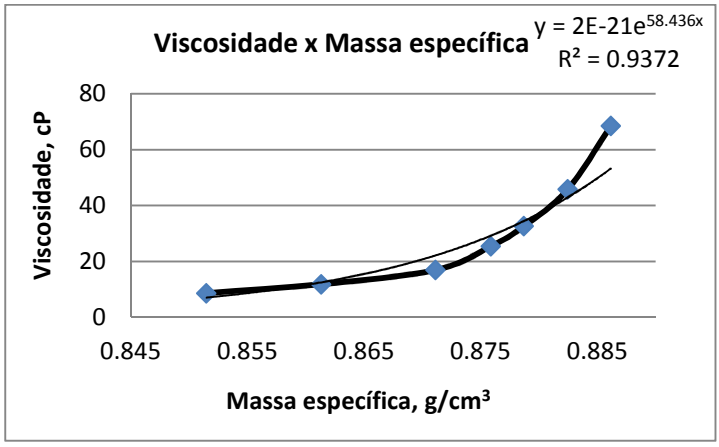


Figura E.5 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 8.

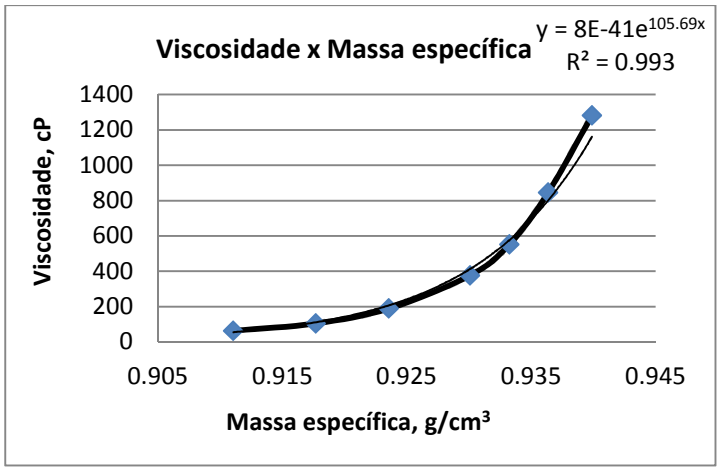


Figura E.6 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 9.

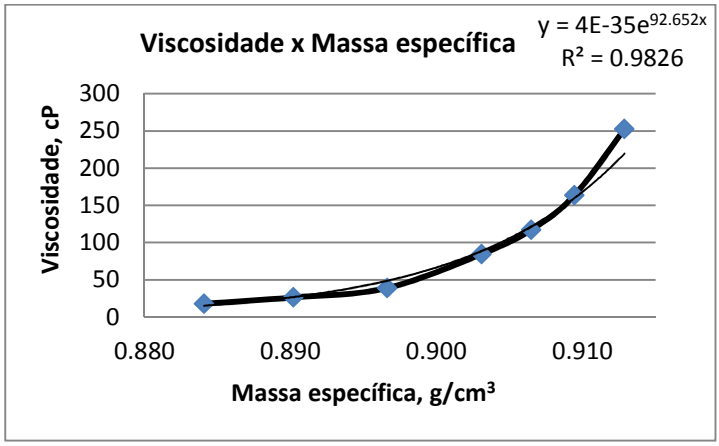


Figura E.7 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 10.

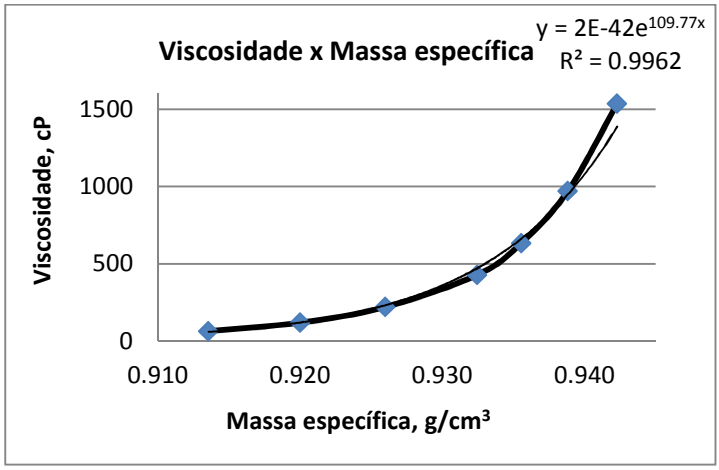


Figura E.8 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 12.

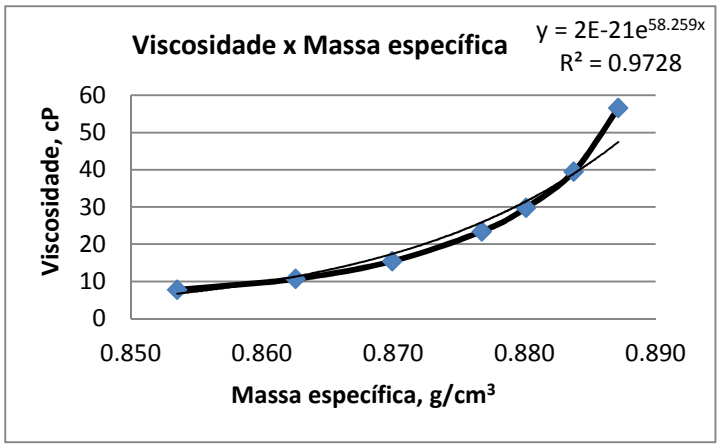


Figura E.9 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 13.

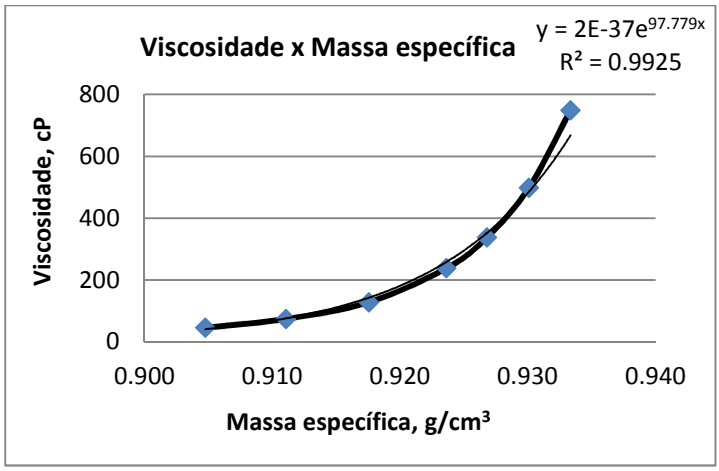


Figura E.10 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 14.

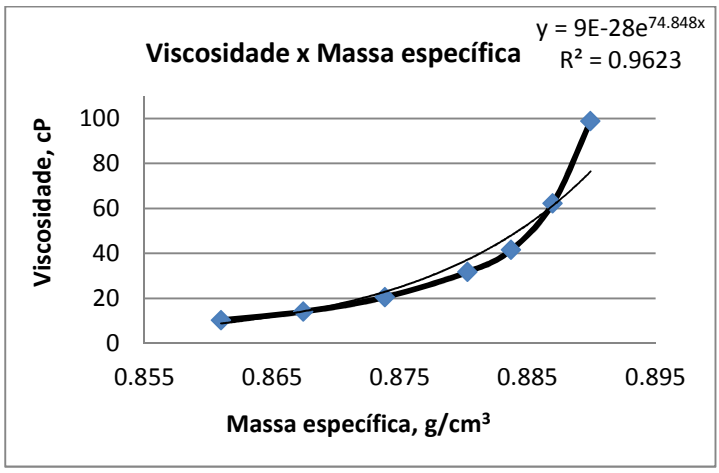


Figura E.11 – Gráfico viscosidade dinâmica X massa específica para o poço 42.