

Monografia de Graduação

Desenvolvimento de produtos alternativos para solubilização de parafinas depositadas em poços de petróleo

Maria Bianca Medeiros de Mello

Natal, abril de 2004

Monografia de Graduação

Desenvolvimento de produtos alternativos para solubilização de parafinas depositadas em poços de petróleo

Maria Bianca Medeiros de Mello
Orientador: Prof. Eduardo Lins de Barros Neto

Natal, Abril de 2004

SUMÁRIO

1. Resumo	05
2. Introdução.....	05
3. Objetivos	05
3.1. Objetivos específicos	05
4. Aspectos teóricos e revisão da literatura.....	06
4.1. Parafinas	06
4.2. Depósitos parafínicos	06
4.3. Correlação de densidade e volume.....	07
4.4. Estudo experimental sobre o comportamento de óleos parafínicos.....	07
5. Materiais e métodos.....	08
5.1. Reagentes	08
5.2. Equipamentos	09
5.3. Aferição do picnômetro.....	09
5.4. Obtenção da amostra	09
5.5. Determinação da massa específica	09
6. Resultados e Discussão.....	10
7. Conclusões	14
8. Bibliografia.....	15
9. Relatório de Estágio Supervisionado	16

1. Resumo

Na maioria das operações de comercialização externa de petróleo e derivados realizadas pela Petrobras, as correlações de volume para 15 °C e 60 °F utilizadas nas apurações das quantidades a serem faturadas tem como base as tabelas ASTM D-1250/API 2540 editadas originalmente em 1980. As tabelas oficiais para uso no Brasil, referenciadas a 20 °C, foram publicadas pela resolução CNP 6-70 de 25/06/70 e estão fundamentadas nas tabelas ASTM D-1250/IP-200 editadas em 1952. Estas tabelas não atendem satisfatoriamente quando aplicadas a petróleos parafínicos, pois as mesmas não contemplam o comportamento real de encolhimento dos mesmos. Uma preocupação constante tem sido dirigida a esse problema uma vez que ele impossibilita o cotejo das quantidades faturadas pelos órgãos responsáveis pela entrega e recebimento destes petróleos. Apesar de inúmeros estudos, ainda não existe uma metodologia completa para a resolução deste problema, que contemple uma correlação específica para os petróleos parafínicos. Isto acontece, principalmente, devido à dificuldade em se determinar as densidades de petróleos parafínicos em temperaturas próximas às suas Temperaturas Iniciais de Aparecimento de Cristais (TIAC's), pois o método de ensaio do densímetro apresenta limitações para o trabalho com estes petróleos. O presente projeto se propõe a tentar desenvolver uma correlação de volume para petróleos parafínicos, assim como uma metodologia de determinação da densidade que permita a utilização destas correlações com precisão.

2. Introdução

O presente relatório tem por finalidade descrever as atividades desenvolvidas pela bolsista *Maria Bianca Medeiros de Mello*, integrante do curso de Graduação em Engenharia Química, referentes ao período de setembro de 2003 a fevereiro de 2004. As atividades desenvolvidas foram as seguintes: estágio supervisionado na Petrobras, produção científica, pesquisa bibliográfica e atividades experimentais. Neste item do Relatório Semestral do Bolsista podem ser visualizados aspectos teóricos referentes à pesquisa bibliográfica e atividades experimentais realizadas.

3. Objetivos

Encontrar uma correlação para correção de volume para petróleos parafínicos. Para tanto, primeiramente é necessário o desenvolvimento de uma equação que represente o comportamento da massa específica de amostras escolhidas para o estudo com a variação de temperatura.

3.1. Objetivos específicos

Como objetivos específicos têm-se as seguintes etapas intermediárias:

- Determinar a massa específica das amostras sintéticas com diferentes concentrações de parafina a diferentes temperaturas;
- Determinar a massa específica da parafina a diferentes temperaturas;
- Buscar uma equação que correlacione as variações de massa específica com as TIACs de cada amostra.

4. Aspectos teóricos e revisão da literatura

4.1. Parafinas

As ceras parafínicas são alcanos de elevado peso molecular com cadeia carbônica variando de 15 a 70 átomos de carbono ($C_{15}-C_{17}$). São exemplos de estruturas de parafinas: alcano de cadeia normal ou n-parafina (acíclico), alcano de cadeia ramificada ou iso-parafina (com carbonos terciários e quaternários) e alcano com cadeia cíclica ou cicloparafina (nafteno). Estes compostos possuem baixa solubilidade em água, mas são solúveis em alcanos mais leves e compostos aromáticos normalmente presentes no petróleo bruto. Entretanto, grande parte desses alcanos mais leves são perdidos por volatilização durante o processo de extração do petróleo.

A solubilização da parafina é altamente dependente da temperatura. À medida que a mistura líquida é resfriada, cada componente parafínico torna-se menos solúvel no meio, até que se atinge o momento em que as parafinas de maior peso molecular começam a precipitar. Esta temperatura é chamada de “ponto de turbidez” ou “temperatura de aparecimento da cera” (WAT, do inglês “wax appearance temperature”).

4.2. Depósitos parafínicos

Em muitos óleos brutos ocorre a deposição de materiais cerosos que são insolúveis e não se dispersam no óleo sob condições em que ocorre a deposição.

Estes depósitos variam em consistência desde um petróleo gelatinoso a uma cera rígida, são usualmente pretos, mas se observam, às vezes, depósitos de cores claras. Estudos mostram que o ponto de fusão destes depósitos é um pouco maior do que o de parafinas comerciais, e que são menos solúveis em solventes que dissolvem parafinas comerciais (Uren, 1953). A recuperação do óleo é impedida pela acumulação destes resíduos de cera que tendem a entupir os poros da racha reservatório e as tubulações em que o óleo flui.

Quando um óleo é resfriado, pode vir a atingir uma temperatura na qual os cristais começam a precipitar, chamada de ponto de turbidez. Se o óleo é muito escuro, é impossível visualizar a formação destes cristais, mas um súbito aumento na viscosidade indica a sua formação e, conseqüentemente, o ponto de turbidez. Se o óleo continua a ser resfriado, pequenos cristais de cera formam uma cadeia interconectada que sustentam os constituintes líquidos, até que finalmente se atinge uma temperatura em que o óleo deixa de fluir. Esta temperatura é chamada de ponto de fluidez (Misra, 1995).

Os problemas de acumulação de parafinas na produção em campo podem ser agrupados em cinco classes:

- Parafinas nas tubulações pelas quais o óleo flui do poço;
- Parafinas em tubulações de bombeamento de poços;
- Parafinas em linhas de fluxo;
- Parafinas em tanques de estocagem;
- Parafinas nas faces arenosas da zona de produção ou nos liners.

A ocorrência de depósitos parafínicos nas tubulações pelas quais o óleo flui, produz um declínio anormal na produção, dificuldade no funcionamento de equipamentos subterrâneos e até, num caso mais pronunciado, a completa parada do poço.

Quando o acúmulo de parafinas atinge uma extensão em que se observa a redução da produção, vários métodos podem ser empregados na remoção e restauração da produtividade do poço. Estes métodos são agrupados em quatro categorias principais: mecânicos, térmicos (usualmente envolvem fluidos quentes, embora, às vezes, a manutenção de uma alta pressão nas linhas de fluxo e/ou o uso de uma camada isolante nos dutos para manter a sua

temperatura acima do ponto de turbidez seja benéfica), químicos (incluindo o uso de solventes, modificadores de cristais, tensoativos e dispersantes parafínicos) e microbiológicos.

4.3. Correlação de densidade e volume – Tabelas API 2540 e ASTM D-1250 de 1980

As tabelas originais para conversão de densidade e volume para petróleo e derivado foram desenvolvidas no final da década de 40 com base em dados publicados por Beace e Peffer em 1916. Estas tabelas foram divulgadas em 1952 nas Normas ASTM D-1250/IP-200.

Em 1972, Downer e Inkley apresentaram um trabalho onde concluíram que as tabelas em vigor (1952) não atendiam satisfatoriamente quando aplicadas a muitos dos petróleos de corrente importância econômica.

Patrocinado pelo American Petroleum Institute – API, foi iniciado em 1974 um trabalho conjunto com o Nacional Bureau of Standards – NBS, tendo como meta a geração de dados básicos, com base científica, para o desenvolvimento de novas tabelas com maior grau de exatidão média.

Usando os dados gerados pelo NBS e publicações técnicas sobre o assunto, uma junta API-ASTM produziu em 1980 as novas tabelas API Std 2540/ASTM D-1250.

A Equação 01 apresenta o fator de correção volumétrico utilizado nestas novas tabelas:

$$VCF = \frac{V_T}{V} = \frac{\rho}{\rho_T} = e^{-\alpha_T \Delta t + 0,8 \alpha_T^2 \Delta t^2} \quad \text{Equação 01}$$

onde: VCF = Fator de Correção Volumétrico; V_T = volume na temperatura base; V = volume na temperatura T ; ρ = densidade na temperatura T ; ρ_T = densidade na temperatura base; α_T = coeficiente de expansão térmica; Δt = diferença entre a temperatura T e a temperatura base.

4.4. Estudo Experimental sobre o Comportamento de Óleos Parafínicos

Método da densidade para determinação da TIAC

A otimização da exploração de reservatórios de óleos parafínicos passa, inevitavelmente, pela obtenção de um modelo matemático que represente o comportamento desses óleos. O desenvolvimento do modelo requer o conhecimento do comportamento do fluido em algumas das condições em que o fenômeno real ocorre no reservatório ou na tubulação. Após ajustado esse comportamento, o modelo pode ser utilizado para realizar simulações e prever o comportamento do fluido em qualquer condição. O ponto de névoa do óleo em diferentes composições, a influência da pressão na TIAC e um estudo da reversibilidade do processo são as informações experimentais mínimas necessárias para modelagem de um óleo parafínico.

Um dos métodos mais utilizados na determinação do ponto de névoa de fluido parafínicos baseia-se na alteração das propriedades reológicas do fluido, que ocorre com o início da cristalização das parafinas.

As moléculas da parafina de alto peso molecular, em determinadas condições de pressão, temperatura e composição do óleo, saem da solução e se alinham paralelas ao seu eixo principal, formando cristais. Esse fenômeno de cristalização deve influenciar, praticamente, todas as propriedades físico-químicas do fluido e não apenas a viscosidade. O método apresentado baseia-se na influência da cristalização das parafinas na massa específica do fluido. O ponto de névoa é identificado por uma inflexão na curva massa específica versus temperatura. Acima do ponto de névoa, existe uma relação linear entre a massa específica e a temperatura. No ponto de névoa, ocorre uma inflexão da curva, e a relação deixa de ser linear. Esse comportamento pode ser explicado pelo fenômeno de cristalização das parafinas. Acima do ponto de névoa, o aumento da massa específica com a redução da temperatura

se dá devido à redução do volume, causado pela diminuição da energia de todas as moléculas que constituem o óleo. Abaixo do ponto de névoa, além dessa redução do volume, ocorre, também, a aproximação das moléculas de parafinas para formação dos cristais, acelerando o aumento da massa específica.

Influência da composição e da pressão

O fenômeno de cristalização das parafinas pode ser representado por um equilíbrio termodinâmico de duas fases: uma líquida, constituída pelos componentes do óleo que não cristalizam e pelas parafinas que ainda permanecem em solução, e uma sólida, constituída pelas parafinas que cristalizaram. Com a redução da temperatura a partir do aparecimento dos cristais, a fase sólida atinge um volume máximo, o que, na fase líquida, ocorre quando não houver mais parafinas que possam cristalizar. Um determinado componente parafina sairá da solução do óleo para formar um cristal, enquanto o potencial químico desse componente na fase óleo for maior que o da fase sólida. O potencial químico de um componente em uma fase depende da pressão, temperatura e composição da fase.

A temperatura de início de aparecimento dos cristais (TIAC) de parafinas diminui com o aumento do volume de gás dissolvido no óleo, e esse efeito é tanto maior quanto mais rico for o gás. A adição de CO₂ ao óleo parece desestabilizar as moléculas de parafinas, antecipando a precipitação.

Com um acréscimo de pressão, aumenta a solubilidade das parafinas no óleo, reduzindo o ponto de névoa.

Em misturas realizadas com os óleos refinados, o ponto de névoa das misturas fica bastante próximo dos valores calculados por uma média ponderada dos pontos de névoa dos fluidos originais, indicando que a temperatura de cristalização pode ser uma propriedade aditiva.

Reversibilidade

O fenômeno de cristalização das parafinas é reversível, mas a trajetória do processo não é a mesma, existe uma histerese durante a solubilização das parafinas. As parafinas que cristalizam a uma determinada temperatura não se solubilizam a essa mesma temperatura.

5. Materiais e métodos

5.1. Reagentes:

- Parafina;
- Água Destilada.

5.2. Equipamentos:

- Picnômetro;
- Balança analítica digital com precisão de 0,0001 grama;
- Banho Termostatizado (MICROQUÍMICA – MQBTCA-100);
- Vidrarias em geral.

5.3. Aferição do picnômetro

O picnômetro é utilizado para fazer medições precisas de volume, sendo possível após determinação da massa, determinar a massa específica. Primeiramente é necessário determinar o seu volume real a diferentes temperaturas.

Para a aferição do picnômetro escolheu-se a água, pois é conhecida a sua massa específica a diferentes temperaturas. Fez-se uso de uma balança analítica digital e de um banho termostatizado. A balança analítica digital foi usada para a determinação da massa de água na faixa de temperatura de 20°C a 70°C, o que possibilita a determinação dos respectivos volumes. O banho temostatizado foi usado para o ajuste temperatura. Para calcular a massa do picnômetro vazio fez-se a diferença entre a massa encontrada e a massa de ar contida no picnômetro, a qual foi encontrada através da massa específica do ar e do volume do picnômetro.

5.4. Obtenção da amostra

A parafina pura é a amostra a ser estudada. Para tanto, foi feita uma mistura da parafina sólida com a água para se obter o volume completo do picnômetro e assim obter a massa específica da parafina.

5.5. Determinação da massa específica

A massa específica foi a característica obtida e estudada da parafina pura.

A massa específica foi obtida com a utilização do picnômetro aferido. Fez-se uso de uma balança analítica digital e de um banho termostatizado. A balança analítica digital foi usada para a determinação da massa da mistura parafina_água na faixa de temperatura de 20°C a 60°C, o que possibilita a determinação dos respectivos volumes. O banho temostatizado foi usado para o ajuste temperatura. Todas as massas específicas foram obtidas através do aumento gradativa da temperatura.

A obtenção da massa específica da parafina pura a diferentes temperaturas foi calculada a partir da diferença de volume entre o volume total do picnômetro e o volume de água a cada temperatura. Com o volume encontrado e a massa de parafina presente no picnômetro, obtida através da pesagem inicial, foram obtidos valores de massa específica da parafina a diferentes temperaturas.

6. Resultados e discussão

6.1. Caracterização da amostra

6.1.1. Massa Específica

O comportamento da massa específica para a parafina sólida com a variação da temperatura está ilustrado na Figura 01. A figura mostra a linha de tendência escolhida para representar o comportamento observado experimentalmente. A escolha por um modelo linear foi feita com base na literatura e em experimentos anteriormente realizados.

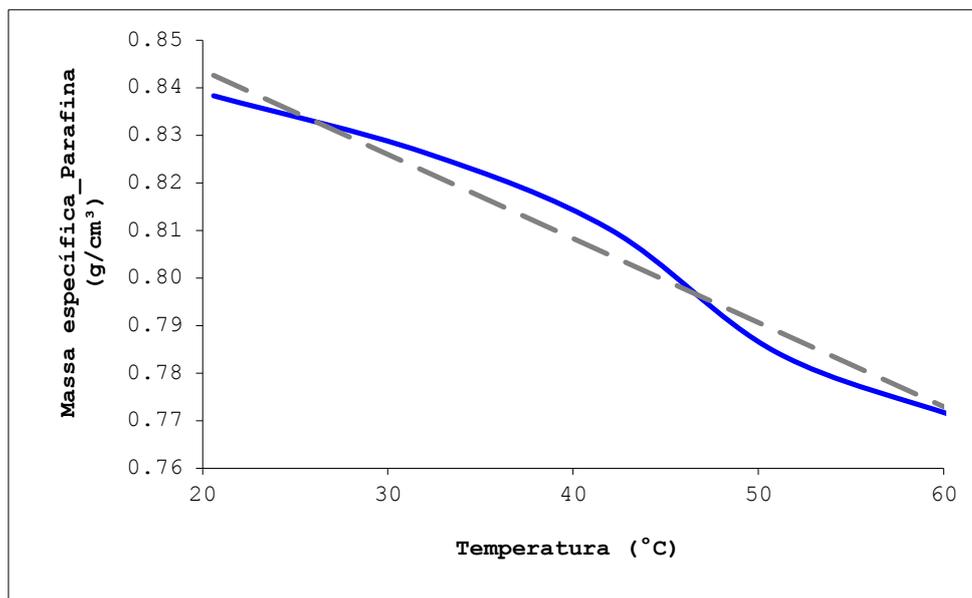


Figura 01 – Massa específica da parafina em função da temperatura.

Visto que o objetivo da obtenção da massa específica da parafina sólida é o desenvolvimento de uma equação que correlacione as variações de massa específica de amostras sintéticas com as respectivas TIAC's, é necessário apresentar os valores de massa específica em função da variação da fração mássica da parafina em soluções sintéticas obtidas da mistura parafina/querosene. Os métodos experimentais utilizados para a obtenção deste comportamento não foram apresentados neste relatório, pois já foram citados em relatórios anteriores. Porém, os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 02 para facilitar o entendimento das seções posteriores.

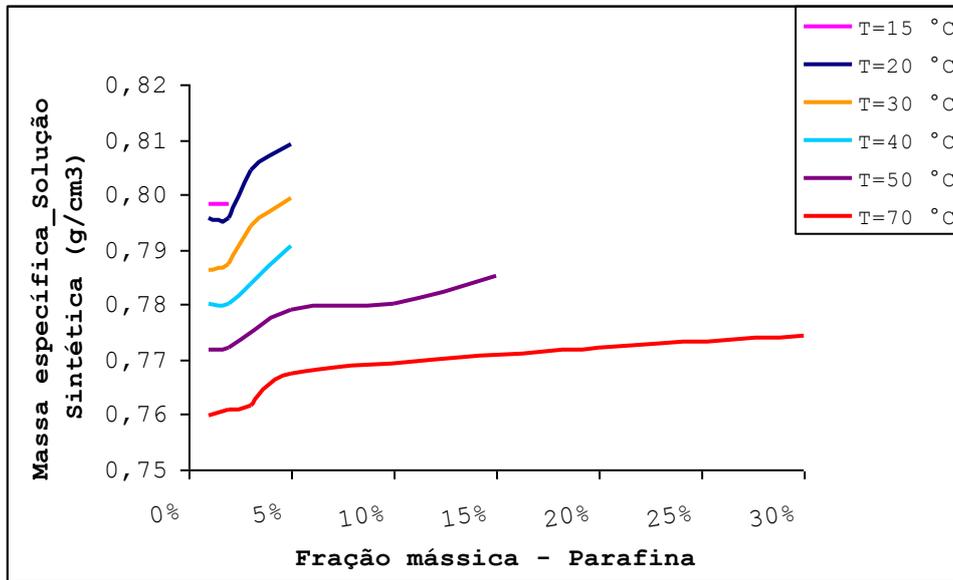


Figura 02 – Massa específica de soluções parafina/querosene em função da temperatura.

6.2. Equação para a determinação da massa específica

A equação geral, proposta para a determinação da massa específica de uma solução parafina/querosene em temperaturas abaixo de suas respectivas TIAC's, considera a influência da solução parafina/querosene e da parafina sólida (precipitada) no valor da massa específica total. Portanto, a equação geral pode ser considerada como a "soma" da equação que determina a massa específica de soluções líquidas com a equação que determina a massa específica da parafina precipitada. As duas equações citadas estão apresentadas abaixo, assim como a equação geral que correlaciona as mesmas.

6.2.1. Equação para a determinação da massa específica de soluções parafina/querosene

A Equação 02 foi desenvolvida para prever o valor da massa específica de soluções parafina/querosene. Esta equação pode ser utilizada para soluções em temperaturas acima das respectivas TIAC's. Esta limitação ocorre devido ao aparecimento de um comportamento diferenciado do volume em temperatura abaixo da TIAC. Este comportamento pode ser explicado pelo fato de que abaixo da TIAC além da redução do volume, ocorre, também, a aproximação das moléculas de parafinas para formação dos cristais, acelerando o aumento da massa específica.

$$\rho_L = 0,813 - 0,001 T + 0,066 x_L \quad \text{Equação 02}$$

onde: ρ_L = massa específica de uma solução parafina/querosene; T = temperatura em que se encontra a solução; x_L = fração mássica da parafina na solução.

Esta equação foi obtida com base nos dados apresentados na Figura 02 e com o auxílio do Software Estatística, que correlaciona os dados obtidos experimentalmente e elabora uma equação que melhor se ajuste ao comportamento observado. A equação encontrada apresenta a massa específica em função da temperatura e da fração mássica da solução sintética parafina/querosene. O comportamento da equação está ilustrado na Figura 03,

que apresenta um gráfico em três dimensões, sendo os eixos as variáveis da Equação 02. A Figura 04 representa as curvas de massa específica em função da fração mássica e temperatura.

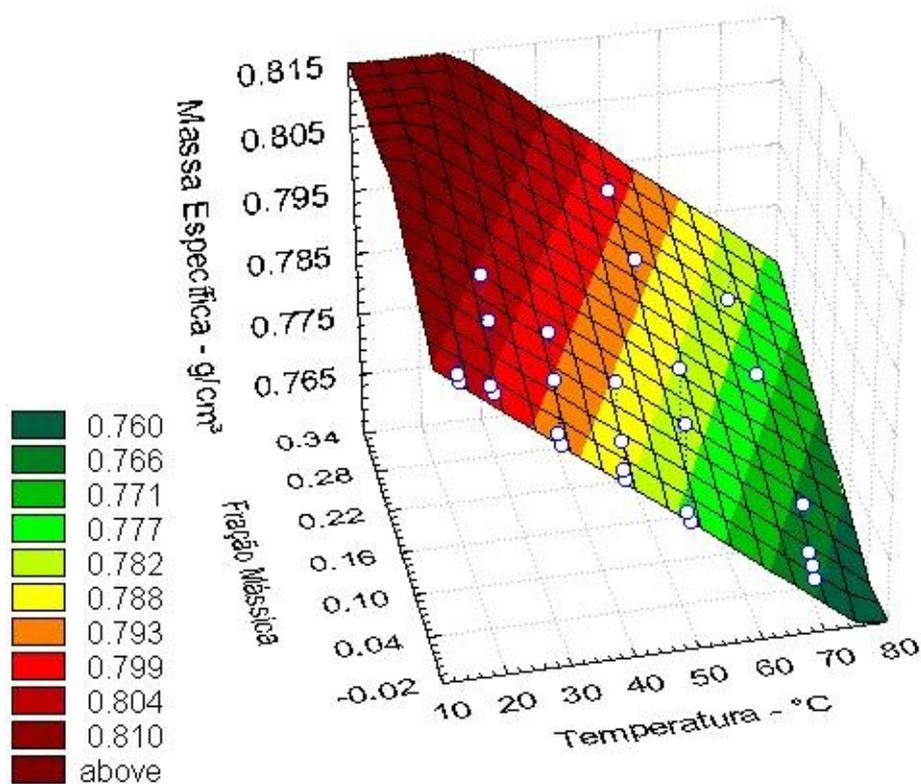


Figura 03 – Gráfico de superfície da massa específica em função da fração mássica e da temperatura.

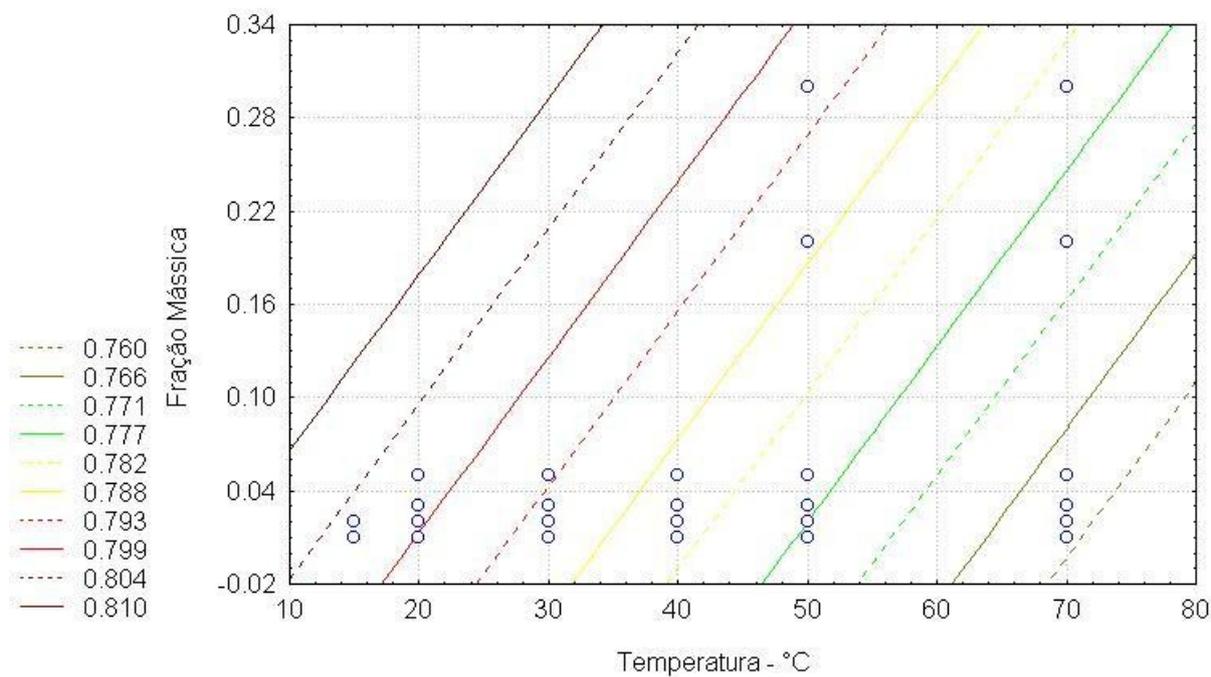


Figura 04 – Curvas de massa específica em função da fração mássica e da temperatura.

Os erros relativos aos valores de massa específica encontrados experimentalmente e calculados com a utilização da fórmula proposta encontram-se ilustrados na Figura 05. Pode-se observar que não ocorrem erros significativos, ou seja, maiores que 2% para a maioria das soluções. Portanto, como o comportamento geral descrito pela equação é bastante aproximado do obtido experimentalmente, podemos utilizar a equação proposta para obter valores bastante precisos de massa específica em soluções que se encontrem dentro da faixa estudada.

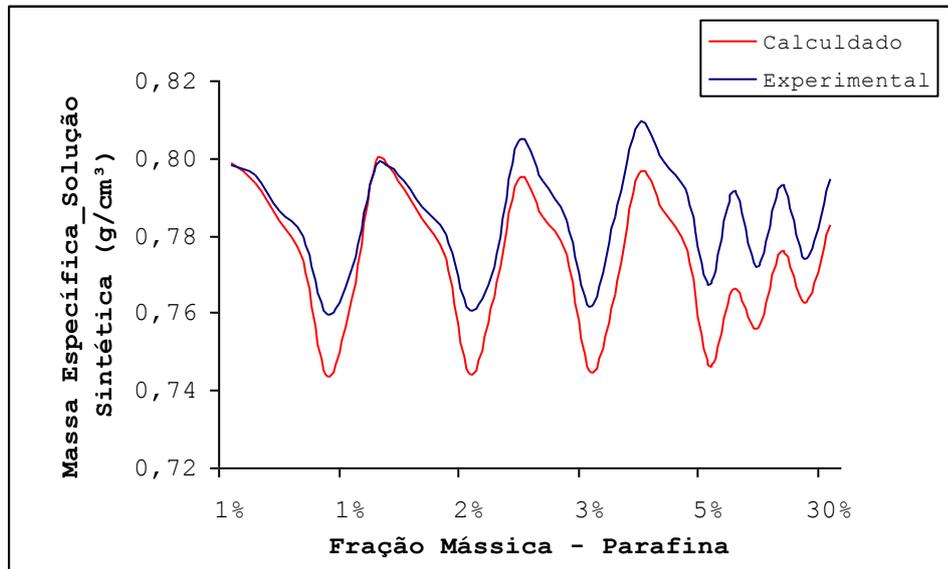


Figura 05 – Curvas de massa específica em função da fração mássica e da temperatura.

6.2.2. Equação para a determinação da massa específica da parafina pura

Com base na Figura 01, vista anteriormente, foi desenvolvida a Equação 03 para prever o valor da massa específica da parafina precipitada. Esta equação pode ser utilizada para parafinas em estado sólido, ou seja, em temperaturas abaixo da temperatura de fusão.

$$\rho_p = -0,0018 T + 0,879 \quad \text{Equação 03}$$

onde: ρ_p = massa específica da parafina precipitada; T = temperatura em que se encontra a parafina.

6.2.3. Equação Geral

A equação abaixo (Equação 04) foi desenvolvida para prever a massa específica de soluções parafina/querosene abaixo de suas respectivas TIAC's. Como foi visto anteriormente, a mesma equivale a "soma" das duas equações descritas acima.

$$M\rho = L\rho_L + P\rho_p$$

$$\rho = \frac{L(0,813 - 0,001 T + 0,066 x_L) + P(-0,0018 T + 0,879)}{M} \quad \text{Equação 04}$$

onde: ρ = massa específica total; ρ_L = massa específica da solução parafina/querosene; ρ_p = massa específica da parafina precipitada; L = massa da solução parafina/querosene; P = massa da parafina precipitada; x_L = fração mássica de parafina na solução.

As massas de parafina precipitada e da solução parafina/querosene devem ser calculadas com o auxílio do diagrama de fases referente à solução. A Figura 06 mostra um diagrama de fases ilustrativo, com base no equilíbrio sólido-líquido. Através deste diagrama verificamos que a massa específica de uma solução com temperatura abaixo da sua TIAC (ou seja, com parafina precipitada) pode ser encontrada se conhecida a curva da TIAC. As equações utilizadas para encontrar as massas de parafina precipitada e da solução parafina/querosene encontram-se abaixo do diagrama de fases.

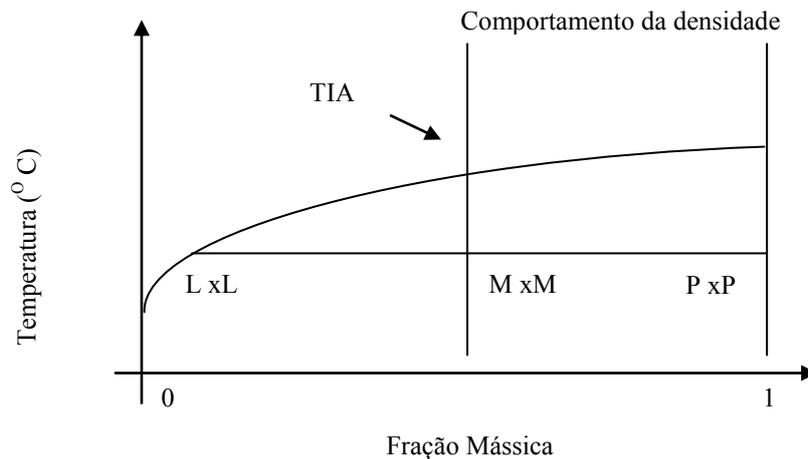


Figura 06 – Diagrama de Fases.

Balço de Massa:

$$M = L + P$$

Regra da Alavanca:

$$L(x_M - x_L) = P(x_P - x_M)$$

onde: M = massa da mistura; L = massa da soluo parafina/querosene; P = massa de parafina precipitada; x_M = frao mássica da parafina na mistura; x_L = frao mássica da parafina solubilizada no líquido - encontrada no diagrama; x_P = frao mássica da parafina precipitada - igual a 1, como mostra o diagrama.

7. Conclusões

Referente aos dados de massa específica de parafina precipitada obtidos experimentalmente, pode-se concluir que o método de obtenção da densidade que utiliza o picnômetro oferece dados coerentes a temperaturas abaixo do ponto de fusão da parafina. Nesta faixa não foi encontrada nenhuma dificuldade experimental e os gráficos mostraram um comportamento linear da massa específica em função da temperatura, como era esperado.

A equação linear proposta para a previsão de massa específica de soluo parafina/querosene com temperaturas acima da TIAC apresentou erros menores que 2% para a maioria das soluo estudadas.

Com base nos dados obtidos experimentalmente foi proposta uma equação para a previsão da massa específica da parafina precipitada. Foi escolhido um modelo de equação linear, pois o mesmo se ajustou aos dados experimentais encontrados.

Como o comportamento do volume está diretamente ligado ao comportamento da massa específica, as equações propostas neste trabalho apresentam grande importância no estudo do comportamento do volume de petróleos parafínicos, pois a metodologia desenvolvida para as soluo sintéticas estudadas pode ser estendida para estes petróleos.

8. Bibliografia

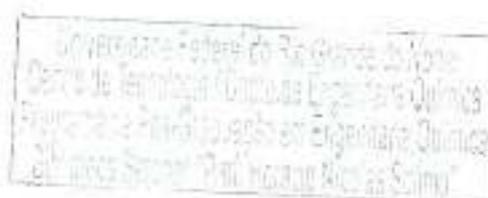
- SILVA, H. J.; COSTA, S. F. C.. *Relatório sobre a correlação de volumes para o petróleo baiano*, Petrobras, Bahia, 1997.
- MACIEL, F. M.. *Correlação de densidade e volume - Tabelas API 2540 e ASTM D-1250 de 1980*, Petrobrás, Rio de Janeiro, 2000.
- CAMPAGNOLO, A. E.; SANTOS, W. R.; BRANCO, M. A. V.. *Estudo Experimental sobre o comportamento de óleos parafínicos*, Cenpes, 1993.
- CARVALHO, M. H. C.; OLIVEIRA, G. C. R.; MARQUES, C. C. L.. *Método viscosimétrico para determinação de temperatura inicial de aparecimento de cristais de parafinas – descrição e desenvolvimento da técnica*, Petrobras.
- LA SALLES, W. F.. *Sistemas microemulsionados para solubilização de depósitos parafínicos*. Dissertação de Mestrado, UFRN. Natal: DEQ/PPGEQ, 2000.
- RIBEIRO, F. S.; SOUZA MENDES, P.R. and BRAGA, S. L.. *Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils*. Int. J. Heat Mass Transfer. Vol. 40, No. 18, pp. 4319-4328, 1997.

9. Relatório de Estágio Supervisionado

Caixa 13



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – PRH/ANP-14
PETROBRAS – PETRÓLEO DO BRASIL S.A.



RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO
**ESTUDO DO ESCOAMENTO
EM TUBULAÇÕES**

Aluno/Estagiário

Maria Bianca M. de Mello

Professor Orientador

Tarcílio Viana Dutra Júnior

Supervisor

Cícero Sena Moreira Gomes

665.6
M527e
RELAT

Natal/RN
Março de 2004

Caixa 13

MARIA BIANCA MEDEIROS DE MELLO

ESTUDO DO ESCOAMENTO EM TUBULAÇÕES

Relatório apresentado ao Departamento de Engenharia Química da UFRN como pré-requisito para obtenção do conceito na disciplina DEQ0330-Estágio Supervisionado, visando a conclusão do curso de graduação em Engenharia Química.

NATAL/RN
MARÇO DE 2004

Maria Bianca Medeiros de Mello - Relatório de Estágio Supervisionado, UFRN, Departamento de Engenharia Química, PETROBRAS, PRH/ANP-14, Natal - RN.

Professor Orientador: Tarcílio Viana Dutra Júnior.

Supervisor: Cícero Sena Moreira Gomes.

Resumo: O presente relatório tem por finalidade descrever as atividades desenvolvidas pela aluna do curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Maria Bianca Medeiros de Mello, durante o estágio supervisionado realizado na Empresa Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no setor de Suporte Técnico da Engenharia de Instalações, Processamento e Automação (ST-EIPA) da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE). Realizado no período de 19/08/03 a 27/02/04, com uma carga horária total de 770 horas, o estágio tem por objetivo proporcionar uma integração entre graduando - empresa - universidade, possibilitando aos alunos o uso das ferramentas adquiridas durante as aulas teóricas e colocando-os em contato com problemas reais da vida profissional. Para tanto foram realizadas atividades de desenvolvimento e análise de projetos de processos e resolução de problemas operacionais que ocorrem eventualmente nos campos de produção. O estágio, portanto, apresentou-se como uma excelente fonte de complemento acadêmico, proporcionando uma visão prática dos conhecimentos obtidos em aulas teóricas.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia / Depto. de Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Biblioteca Setorial "Prof. Horácio Nicolas Solino"

Agradecimentos

A Deus por me guiar e me conceder forças nos momentos de dificuldade.

Aos meus pais Jorge Mello e Inácia Mello que sempre estiveram ao meu lado e me ajudaram infinitamente na criação do meu filho.

Ao meu irmão Leonardo Mello por seu carinho e amor.

Ao meu filho Victor Luiz, pessoa que mais amo nesta vida.

Ao meu namorado, Helmut, pelo companheirismo e dedicação que foram muito importantes nesta fase de minha vida.

Aos amigos de curso, Marina Rabelo e Paulo Henrique, pela amizade sincera construída ao longo destes cinco anos na UFRN. Às amigas Michele Rossana, Marina Áurea e Lívia Carolina pelos divertidos momentos que passamos.

Ao supervisor de estágio Cícero Sena pelos ensinamentos e paciência dispensados durante o período de estágio na Petrobras.

Ao companheiro de estágio José Carlos, pelo apoio e carinho cedidos durante o estágio.

Aos amigos da Petrobras pelo companheirismo e colaboração em todos os momentos. Em especial a Márcia, Salvador, Valnaide, Robson, Gabriel e Jonas que tornaram ainda mais especiais os momentos vividos durante o estágio.

Aos amigos dos Laboratórios de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação (Operações Unitárias) da UFRN pelos momentos de aprendizado em conjunto que tivemos.

Ao professor Eduardo Lins, pelos ensinamentos, orientação, amizade e apoio presentes em todos os momentos. Ao professor Romualdo Vidal, pela sabedoria, paciência e dedicação constante ao PRH-14 da ANP. Ao professor Afonso Avelino, pelo apoio dado através da excelente coordenação do PRH-14 da ANP. Ao professor Tarcílio Viana, pela orientação durante o período de estágio. E a todos os professores do DEQ/UFRN que, de forma direta ou indireta, contribuíram para minha formação.

A ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pelo suporte financeiro que me foi concedido para o desenvolvimento do meu projeto de pesquisa e por ter sido uma excelente fonte de complemento acadêmico através dos cursos ministrados, da infraestrutura e do apoio de toda a comissão gestora.

A todos acima citados e a outros que não aparecem na lista de forma explícita, mas que sempre serão reconhecidos. *Muito obrigado!*

Maria Bianca M. de Mello

Sumário

Agradecimentos	iii
Lista de Figuras.....	v
Lista de Tabelas	vi
Nomenclatura.....	vii
1. Introdução	1
2. A Empresa	2
2.1. HISTÓRICO	2
2.2. ATIVIDADES DA PETROBRAS NA BACIA POTIGUAR	4
3. Aspectos Teóricos.....	7
3.1. PETRÓLEO	7
3.2. GÁS NATURAL	9
3.3. PROPRIEDADES FÍSICAS DE SISTEMAS DE HIDROCARBONETOS	10
3.4. ESCOAMENTO DE FLUIDOS	15
3.5. SIMULADORES	17
4. Atividades Realizadas.....	19
4.1. ATIVIDADES PROPOSTAS	19
4.2. ATIVIDADES REALIZADAS	19
5. Descrição das Atividades	20
6. Visitas Realizadas.....	43
6.1. EM TERRA.....	43
6.2. EM MAR	43
7. Conclusões	44
8. Referências Bibliográficas	45

Lista de Figuras

Figura 01: Modelo de estrutura organizacional da Petrobras.	3
Figura 02: Vista da Bacia Potiguar.	4
Figura 03: Organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.	5
Figura 04: Esquema de reservatórios contendo gás (a) associado e (b) não-associado.	10
Figura 05: Placas planas contendo entre si um fluido.	12
Figura 06: Tubulação isolada, revestida, enterrada e com injeção de vapor.	20
Figura 07: Mapa do Campo de Produção.	23
Figura 08: Etapas para a elaboração de projetos na Petrobras.	24
Figura 09: Direcionamento em forma de espinha de peixe.	25
Figura 10: Esquema de metodologia de trabalho adotada.	27
Figura 11: Mapa digital do Campo de Produção estudado.	28
Figura 12: Malha de escoamento Poços — ETO.	30
Figura 13: Esquema ilustrativo da malha de escoamento.	33
Figura 14: Seqüência seguida para obtenção das pressões dos poços.	34
Figura 15: Gasoduto.	35
Figura 16: Seqüência seguida para obtenção das pressões de saída do Gasoduto.	38
Figura 17: Pressões na entrada e diâmetros internos usados nas simulações.	39
Figura 18: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm ²	40
Figura 19: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm ²	41
Figura 20: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm ²	41

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia / Depto. de Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Biblioteca Setorial "Prof. Horácio Vitorias Souto"

Lista de Tabelas

Tabela 01: Composição química de um petróleo típico.	7
Tabela 02: Componentes do gás natural – % em mól.	9
Tabela 03: Número de Reynolds para cada tipo de fluxo.	16
Tabela 04: Propriedades do óleo do Campo de Produção estudado.	29
Tabela 05: Vazão de gás no Gasoduto.	36
Tabela 06: Composição do gás estudado.	36
Tabela 07: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm ²	39
Tabela 08: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm ²	39
Tabela 09: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm ²	40

Lista de Figuras

Figura 01: Modelo de estrutura organizacional da Petrobras.	3
Figura 02: Vista da Bacia Potiguar.....	4
Figura 03: Organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.....	5
Figura 04: Esquema de reservatórios contendo gás (a) associado e (b) não-associado..	10
Figura 05: Placas planas contendo entre si um fluido.....	12
Figura 06: Tubulação isolada, revestida, enterrada e com injeção de vapor.....	20
Figura 07: Mapa do Campo de Produção.....	23
Figura 08: Etapas para a elaboração de projetos na Petrobras.....	24
Figura 09: Direcionamento em forma de espinha de peixe.....	25
Figura 10: Esquema de metodologia de trabalho adotada.....	26
Figura 11: Mapa digital do Campo de Produção estudado.....	27
Figura 12: Malha de escoamento Poços — ETO.....	29
Figura 13: Esquema ilustrativo da malha de escoamento.....	32
Figura 14: Seqüência seguida para obtenção das pressões dos poços.....	33
Figura 15: Gasoduto.....	34
Figura 16: Seqüência seguida para obtenção das pressões de saída do Gasoduto.....	37
Figura 17: Pressões na entrada e diâmetros internos usados nas simulações.....	38
Figura 18: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm ²	39
Figura 19: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm ²	40
Figura 20: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm ²	40

Lista de Tabelas

Tabela 01: Composição química de um petróleo típico.	7
Tabela 02: Componentes do gás natural - % em mol.	9
Tabela 03: Número de Reynolds para cada tipo de fluxo.	16
Tabela 04: Propriedades do óleo do Campo de Produção estudado.	28
Tabela 05: Vazão de gás no Gasoduto.	35
Tabela 06: Composição do gás estudado.	35
Tabela 07: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm ²	38
Tabela 08: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm ²	38
Tabela 09: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm ²	39

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia e Departamento de Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Instituto de Física "Prof. Horácio Nóbias Sobrinho"

Nomenclatura

SÍMBOLOS

SÍMBOLO	DISCRIMINAÇÃO
V_a	Volume da água
V_o	Volume do óleo
ρ	Massa específica
M	Massa
V	Volume
d	Densidade
ρ_L	Massa específica do líquido
ρ_a	Massa específica da água pura ($1g/cm^3$)
P	Pressão
MM	Massa molar
Z	Fator de compressibilidade
N	Número de moles
R	Constante universal dos gases ($8,314 J.mol/K$)
T	Temperatura (K)
T_r	Temperatura reduzida
T_c	Temperatura no ponto crítico
P_r	Pressão reduzida
P_c	Pressão no ponto crítico
T_c'	Temperatura pseudocrítica
P_c'	Pressão pseudocrítica
Y_i	Fração molar de cada componente na mistura gasosa
T_{ci}	Temperatura no ponto crítico de cada componente na mistura gasosa
P_{ci}	Pressão no ponto crítico de cada componente na mistura gasosa
F	Força
A	Área
μ	Viscosidade absoluta ou dinâmica
v	Velocidade do fluido
ν	Viscosidade cinemática
c	Altura de uma protuberância
D	Diâmetro da seção transversal
Re	Número de Reynolds
ΔP	Perda de carga distribuída
ΔP_L	Perda de carga localizada

f	Fator de atrito
L	Comprimento do tubo
\bar{v}	Velocidade média do fluido
g	Aceleração da gravidade
r	Coefficiente de resistência
L_e	Comprimento equivalente
Q'	Taxa de calor por unidade de comprimento de tubo
k_w	Condutividade térmica efetiva
T_i	Temperatura interna
T_u	Temperatura externa
D_i	Diâmetro interno
D_u	Diâmetro externo
V_c	Velocidade erosional
A'	Fator de conversão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Campus de Tecnologia / Depto. de Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Biblioteca Setorial "Prof. Horácio Nicolas Souza"

1. Introdução

A disciplina de estágio supervisionado busca proporcionar uma integração entre graduando - empresa - universidade, possibilitando aos alunos o uso das ferramentas adquiridas durante as aulas teóricas e colocando-os em contato com problemas reais da vida profissional.

Através da conciliação das necessidades da Empresa e dos pontos que devem ser abordados no estágio supervisionado, o referido trabalho tem os seguintes objetivos:

- Expor a realidade de uma empresa petrolífera;
- Conhecer a filosofia da empresa;
- Adquirir conhecimentos na área de Engenharia de Processamento;
- Participar de pareceres técnicos em processos específicos;
- Acompanhar e otimizar processos produtivos;
- Possibilitar maior interação empresa/universidade.

As atividades foram realizadas no âmbito de desenvolver e analisar projetos de processos e escoamento e de resolver problemas operacionais que ocorrem eventualmente no campo.

O presente relatório será apresentado da seguinte forma:

No Item 2 será feita uma rápida apresentação da empresa, mostrando seus objetivos e estrutura e o modelo organizacional da mesma.

No Item 3 será apresentada a fundamentação teórica, enfocando os temas petróleo, gás natural, propriedades físicas dos sistemas de hidrocarbonetos e escoamento de fluidos, sem a qual não será possível a compreensão dos resultados que serão obtidos. Ainda neste item, são apresentados os simuladores usados para a realização de algumas atividades.

No Item 4 são apresentadas as atividades realizadas no período do estágio. O Item 5 foi destinado à descrição destas atividades, bem como os resultados alcançados.

Nos Itens 6 e 7 serão apresentadas, respectivamente, as conclusões obtidas durante a realização deste trabalho e a bibliografia que foi usada como suporte para o desenvolvimento do mesmo.

2. A Empresa

2.1. Histórico

Através da Lei 2.004, de outubro de 1953, a Petrobras foi criada para executar as atividades do setor petróleo no Brasil em nome da União.

A Petrobras iniciou suas atividades assumindo a administração do acervo de bens e serviços recebido do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP) constando de:

- Campos de petróleo no Recôncavo Baiano com capacidade para produzir 2.700 barris por dia (bpd);
- Bens da Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso responsável pela construção da Usina Piloto de Xisto Betuminoso;
- Refinaria de Mataripe (BA), processando 5.000 bpd;
- Refinaria em fase de montagem, em Cubatão (SP);
- A FRONAPE, com vinte petroleiros com capacidade para transportar 221.295 toneladas;
- Reservas recuperáveis de 15 milhões de barris de petróleo;
- A produção de 137.000 bpd de derivados;
- Fábrica de fertilizantes em construção (Cubatão - SP).

Ao longo de quatro décadas, a Petrobras tornou-se líder em distribuição de derivados no país, colocando-se entre as vinte maiores empresas petrolíferas na avaliação internacional. Detentora da tecnologia mais avançada do mundo para a produção de petróleo em águas profundas, a Companhia foi premiada em 1992 e 2001 pela Offshore Technology Conference (OTC).

Em 1997, o Brasil ingressou no seleto grupo dos 16 países que produzem mais de 1 milhão de barris de óleo por dia. E nesse mesmo ano foi criada a Lei N° 9.478, que abre as atividades da indústria petrolífera à iniciativa privada.

Com a lei, foram criados a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor, e o Conselho Nacional de Política Energética, um órgão formulador da política pública de energia.

Hoje, passados 50 anos, a Petrobras transformou-se na maior empresa Brasileira e na 14ª empresa de petróleo do mundo, segundo os critérios da publicação Petroleum Intelligence Weekly - PIW.

Com sede localizada na cidade do Rio de Janeiro, a Petrobras possui escritórios e gerências de administração em importantes cidades brasileiras como Brasília, Salvador e São Paulo. Além de estar presente em diversas localidades, nas quais existem representações das suas subsidiárias, a Petróleo Brasileiro S/A. possui ainda escritórios em Londres, Nova Iorque e Japão.

Pelo modelo de estrutura organizacional atual (ver Figura 01), a Companhia passa a funcionar com quatro áreas de negócios - E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional -, duas de apoio - Financeira e Serviços - e as unidades corporativas ligadas diretamente ao presidente.

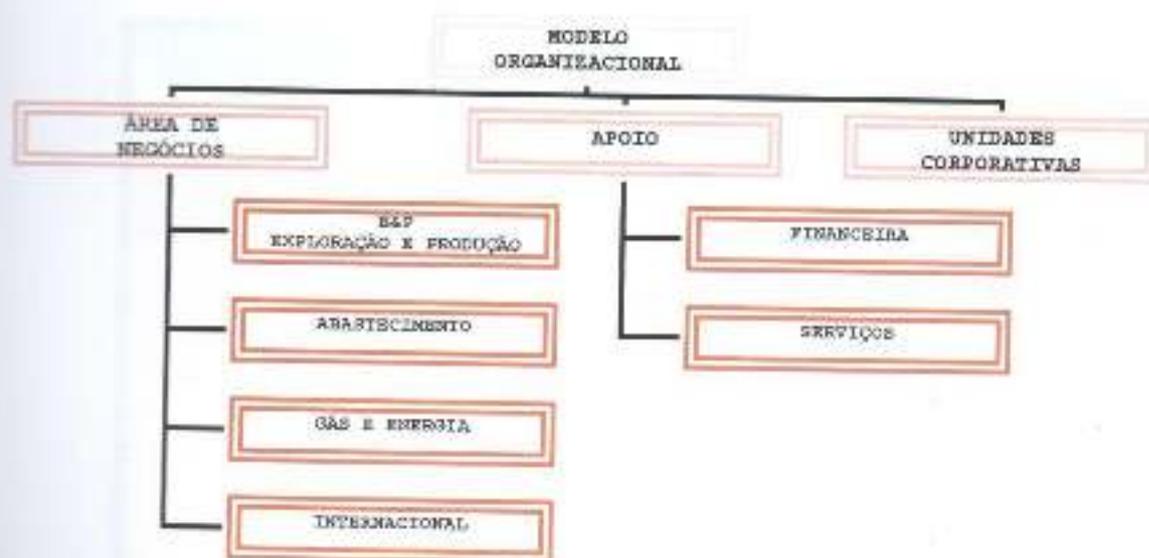


Figura 01: Modelo de estrutura organizacional da Petrobras.

Além de melhorar todo aspecto operacional e os resultados da empresa, a nova estrutura abre espaço para que os empregados desenvolvam seu potencial e se beneficiem do valor agregado ao negócio. Além das atividades da holding, o Sistema Petrobras inclui cinco subsidiárias - empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede. São elas:

- Petrobras Gás S.A - Gaspetro, subsidiária responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado;
- Petrobras Química S.A (Petroquisa), que atua na indústria petroquímica;
- Petrobras Distribuidora S.A. - BR, na distribuição de derivados de petróleo;
- Petrobras Internacional S.A. - Braspetro, que atua nas atividades de exploração e produção e na prestação de serviços técnicos e administrativos no exterior;
- Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, criada para executar as atividades de transporte da Companhia.

Além disso, existe o CENPES, o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras, que possui uma das mais avançadas tecnologias do mundo e é reconhecido internacionalmente pela sua grande competência no setor de petróleo.

Com a abertura do mercado brasileiro a outras empresas, a Petrobras está vivenciando novos desafios e oportunidades de crescimento, agora atuando sob o regime

de competição. Neste contexto, a Petrobras passa a buscar o crescimento, no Brasil e no exterior, com o maior retorno possível aos seus acionistas, atuando como uma empresa internacional de energia.

Atividades da Petrobras na Bacia Potiguar



Figura 02: Vista da Bacia Potiguar.

A Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE) é uma das nove unidades do Segmento de Exploração e Produção da PETROBRAS, sendo responsável, em terra e no mar, pela exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas concessões situadas nas bacias sedimentares dos estados do Rio Grande do Norte e do Ceará. Incluindo, também, tratamento e processamento de hidrocarbonetos, sendo seus principais produtos o Petróleo (Óleo), o Gás Natural, o Gás Liquefeito de Petróleo (Gás de Cozinha) e o Óleo Diesel.

Com Sede em Natal, conta hoje com uma produção diária em torno de 90 mil barris de Óleo, 4 mil barris de Óleo Diesel e 4 milhões de metros cúbicos de Gás Natural, processando 511 toneladas de GLP por dia (39.308 botijões).

Associados a UN-RNCE estão os ativos de produção:

- Ativo de Produção de Mossoró – ATP-MO
- Ativo de Produção do Alto do Rodrigues – ATP-ARG
- Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos –UTPF
- Ativo de Produção Mar – ATP-MAR

A área de atuação deste estágio foi no Setor de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação lotado na Gerência de Suporte Técnico, Marketing,

Coordenação e Controle da Produção da Unidade de Negócios do RNCE. Na Figura 02 é mostrado um organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.

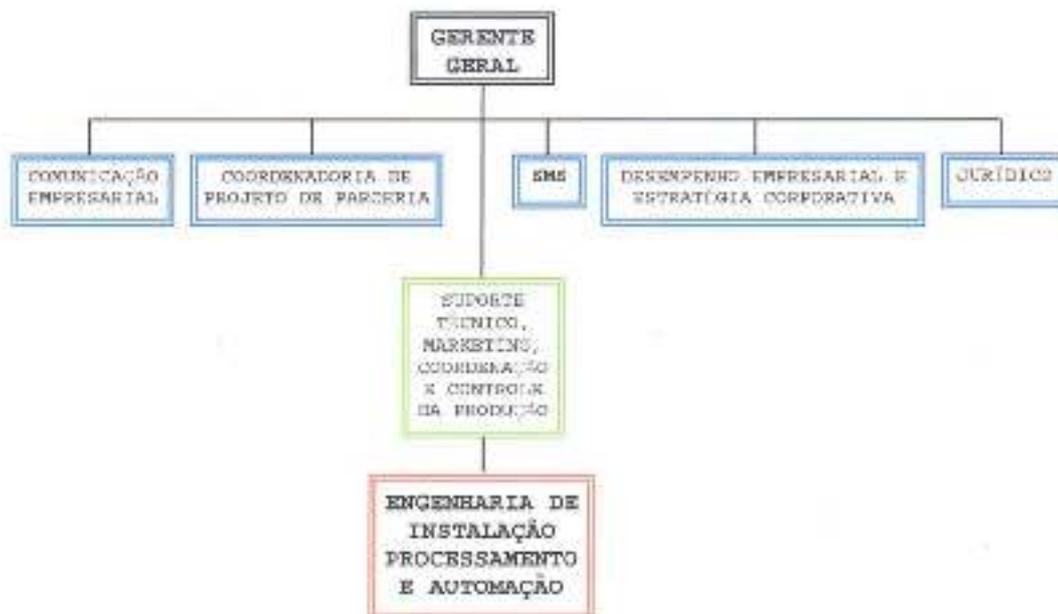


Figura 03: Organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.

A Gerência de Suporte Técnico, MKT, Coordenação e Controle da Produção tem como missão elaborar estudos e projetos conceituais, básicos e executivos para as instalações de sistemas de transporte, processamento, armazenamento, tratamento do petróleo e do gás natural, inclusive em projetos de automação desses sistemas. Além disso, faz acompanhamento e análise da performance dos sistemas de produção e assistência técnica aos ativos da UN-RNCE. Os principais órgãos desta Gerência são:

- Gerência de Caracterização e Estudos Especiais de Reservatórios;
- Gerência de Engenharia de Poços;
- Gerência de Engenharia de Manutenção e Inspeção;
- Gerência de Elevação;
- Gerência de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação;
- Gerência de Marketing, Coordenação e Controle da Produção;
- Gerência de Desenvolvimento da Produção e Reservas;

A Gerência de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação tem a função de elaborar projetos conceituais básicos e executivos para automação industrial dos processos produtivos da UN-RNCE. Os principais objetivos dessa gerência são:

- Emitir pareceres técnicos de processos de aquisição de equipamentos;
- Elaborar Relatório Técnico-Econômico;
- Prover assistência técnica-operacional aos demais órgãos;

- Integrar todos os projetos de automação industrial no âmbito da UN-RNCE, proporcionando a programação integrada da produção;
- Prestar assistência à pré-operação de empreendimentos de automação;
- Planejar e controlar as atividades da função engenharia de projetos;
- Elaborar os memoriais descritivos;
- Garantir a atualização tecnológica;
- Gerir plano diretor de automação industrial, sugerindo políticas, diretrizes, comentando a identificação de novas oportunidades e analisando o impacto na organização e na força de trabalho.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia e Design Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Biblioteca Semanal "Prof. Honorário Nicolas Saenger"

3. Aspectos Teóricos

3.4. Petróleo

3.1.1. Origem e Composição

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada, sendo basicamente originada da decomposição de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton, causada pela pouca oxigenação e pela ação de bactérias.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria orgânica ao sedimento, dá-se o aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando, então, a se delinear o processo de geração de petróleo.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

No petróleo são encontradas parafinas normais e ramificadas, que vão do metano até 45 átomos de carbono. As parafinas normais usualmente representam cerca de 15 a 20% do petróleo, variando, no entanto, entre limites bastante amplos (3 a 35%).

A Tabela 01 apresenta a composição química de um petróleo típico:

Tabela 01: Composição química de um petróleo típico.

Componente	% mol
Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Parafinas cíclicas (naftênicas)	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

3.1.2. Fluidos Produzidos nos Reservatórios

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de óleo é que ele produza óleo, gás natural e água. Assim, um reservatório típico apresenta uma vazão de produção de óleo, uma vazão de produção de gás e uma vazão de produção de água.

As vazões são sempre expressas nas condições de superfície, como, por exemplo, metro cúbico standard por dia (m^3 std/dia) ou barril standard por dia (stb/dia). As

condições de superfície também são chamadas de "condições padrão" ou "condições standard", e correspondem à pressão de 1 atm e temperatura de 20°C.

Produção de Óleo

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para superfície. Quando se diz que um poço está produzindo com uma vazão de 100 m³ std/dia de óleo, está se dizendo que da mistura líquida que está saindo diariamente do reservatório através daquele poço, 100 m³ permanece no estado líquido na superfície.

Produção de Gás

O gás produzido é o resultado da composição de três partes. Uma parte é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e que tem o nome de gás livre. A segunda parte é o gás que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para as condições de superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água nas condições do reservatório.

Produção de Água

Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água nos reservatórios. A quantidade de água produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso.

Apesar da água estar sempre presente nos reservatórios, nem sempre a sua quantidade, expressa pela sua saturação, é suficiente para que ela se desloque. Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo, e conseqüentemente não haverá produção de água dessa rocha.

· RGO, RAO e BSW

Existem algumas relações dentro da engenharia de petróleo que são utilizadas como indicadores, tanto de características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a razão gás-óleo, RGO, a razão água-óleo, RAO, e o BSW (do inglês basic sediments and water).

A razão gás-óleo é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de que o reservatório está bastante depredado, ou que, por exemplo, a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada. Uma razão água-óleo igual a zero significa que, na época da medição, a saturação de água na zona de onde está saindo a mistura de hidrocarbonetos é igual ou menor que o valor irreduzível. O BSW é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos e sedimentos.

Em um teste de medição da produção podemos calcular o BSW como sendo o volume de água dividido pelos volumes de água e óleo e multiplicado por 100%. O BSW pode também ser obtido por análise de laboratório de uma ou várias amostras dos fluidos produzidos pelo poço-coluna. A relação matemática é representada pela Equação 01.

$$\text{BSW} = \frac{V_a}{(V_a + V_o)} \times 100 \quad (01)$$

3.5. Gás Natural

O gás natural (GN) é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos cuja composição abrange do metano (CH_4) ao hexano (C_6H_{14}), sendo o metano seu principal componente, conforme apresentado na Tabela 02. Apresenta, também, pequenas quantidades de componentes diluentes, como nitrogênio e o vapor d'água, e contaminantes (gás sulfídrico, e dióxido de carbono). É considerado rico quando a soma das percentagens de todos os componentes mais pesados que o propano (C_3), inclusive, é menor que 7%.

Tabela 02: Componentes do gás natural - % em mol.

Componente	Campos de gás natural	Gás natural liberado do óleo
Nitrogênio	traços - 15%	traços - 10%
DIÓXIDO DE CARBONO	traços - 5%	traços - 4%
Gás sulfídrico	traços - 3%	traços - 6%
Hélio	traços - 5%	-
Metano	70 - 90%	45 - 92%
Etano	1 - 10%	4 - 21%
Propano	traços - 5%	1 - 15%
Butanos	traços - 2%	0,5 - 2%
Pentanos	traços - 1%	traços - 3%
Hexanos	traços - 0,5%	traços - 2%
Heptanos +	traços - 0,5%	traços - 1,5%

O gás natural é extraído de jazidas naturais subterrâneas formadas por rochas sedimentares porosas e permeáveis e cobertas por estratos impermeáveis que impedem a sua saída para o exterior. O gás, assim como o petróleo, formou-se nessas jazidas subterrâneas como resultado da decomposição de sedimentos naturais ao longo de muitos milhares de anos. O gás natural pode estar acompanhado por petróleo – gás associado (Figura 03.a) – ou é encontrado constituindo um reservatório de gás – gás não-associado (Figura 03.b).

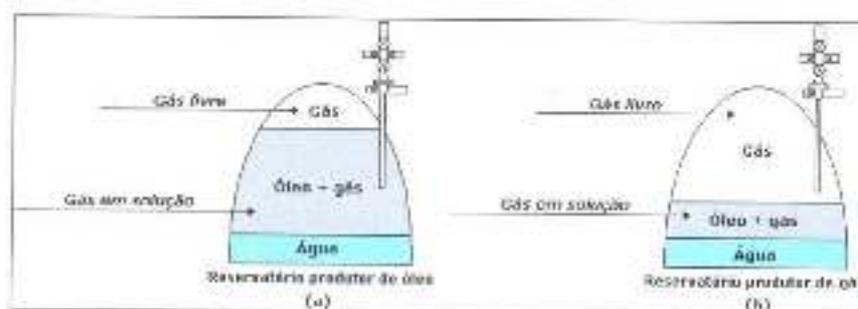


Figura 04: Esquema de reservatórios contendo gás (a) associado e (b) não-associado.

Em virtude de seu estado gasoso e suas características físico-químicas, qualquer operação sobre o gás natural, seja compressão, expansão, evaporação, variação de temperatura, liquefação ou transporte exigirá um tratamento termodinâmico como qualquer outro gás.

3.6. Propriedades Físicas de Sistemas de Hidrocarbonetos

3.3.1. Massa Específica

É a propriedade que exprime a quantidade de massa do fluido que ocupa determinada unidade de volume. Para cada fluido haverá um valor de massa específica que é função da temperatura e pressão. Esta dependência é mais acentuada para os gases.

Por definição a massa específica é dada pela Equação 02.

$$\rho = \left(\frac{m}{V} \right) \quad (02)$$

As massas específicas de petróleos são algumas vezes mostradas em °API. Este termo é definido pela Equação 03.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (03)$$

A densidade, d , é a massa específica de um líquido dividido pela massa específica da água pura, como mostra a Equação 04. No padrão SI, o termo densidade foi substituído por densidade relativa. A 15°C a massa específica da água é $1,00095 \text{ g/cm}^3$; para os cálculos da engenharia considera-se 1 g/cm^3 a temperatura ambiente.

$$d = \frac{\rho_L}{\rho_A} \quad (04)$$

Gases

A Equação de Estado mais simplificada dos gases reais apresenta o fator de compressibilidade Z e pode ser escrita na forma mostrada na Equação 05, quando a intenção é calcular a massa específica do gás a uma P e T .

$$\rho = \frac{P \times MM}{Z \times R \times T} \quad (05)$$

As unidades usadas para V e R dependem das unidades de ρ . O fator de compressibilidade Z é igual a 1 para os gases ideais.

Para encontrarmos o valor do fator de compressibilidade Z de um determinado gás, é necessário sabermos os valores de temperatura reduzida e pressão reduzida. Estas quantidades são definidas, respectivamente, pelas Equações 06 e 07:

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (06)$$

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (07)$$

Onde T_c e P_c são, respectivamente, temperatura e pressão do gás no ponto crítico.

Para o cálculo de propriedades de misturas é necessária a introdução de regras capazes de calcular valores do fator de compressibilidade Z , pois não se pode ler uma T_c e uma P_c de misturas por uma tabela. Qualquer equação, ou série de equações, usadas para a obtenção de valores críticos, são chamados de regra de combinação. Este cálculo

é baseado na condição básica de que as propriedades de uma mistura de qualquer tipo são iguais à soma das propriedades das moléculas que compreendem tal mistura.

Os valores críticos encontrados por uma regra de combinação não são necessariamente valores verdadeiros, portanto, eles são chamados de pseudocríticos.

Um método simples para encontrar Z é o uso da regra de Kay e da correlação preparada por Katz. A regra de Kay é usada para o cálculo dos valores de pressão e temperatura pseudocríticos através, respectivamente, das Equações 08 e 09.

$$T_c' = \sum \gamma_i \times T_{ci} \quad (08)$$

$$P_c' = \sum \gamma_i \times P_{ci} \quad (09)$$

Dividindo os valores das pressões e temperaturas absolutas pelos respectivos valores pseudocríticos, obtêm-se os valores pseudoreduzidos. O fator de compressibilidade Z pode ser encontrado através de correlações preparadas por Katz que mostram o fator de compressibilidade em função dos valores pseudoreduzidos.

3.3.2. Viscosidade Absoluta ou Dinâmica

É a propriedade que exprime a resistência oposta pelas camadas do fluido ao escoamento relativo entre si ou às paredes sólidas, quando submetido à ação de uma força cisalhante externa.

Consideremos a Figura 04, onde duas placas planas e paralelas, de área A , distando entre si dy , contêm neste espaço um fluido.

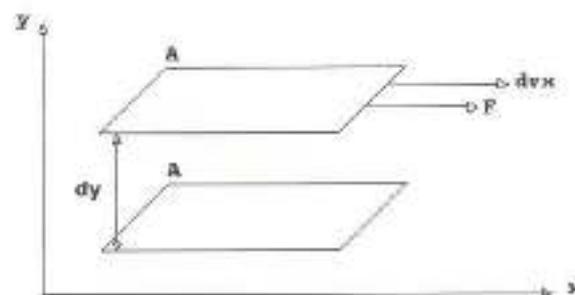


Figura 05: Placas planas contendo entre si um fluido.

Assim, a viscosidade dinâmica ou absoluta (μ) é definida como a força por unidade de área necessária para manter no fluido uma variação de velocidade no espaço considerado, como mostra a Equação 10.

$$\left(\frac{F}{A}\right) = \mu \times \left(\frac{dv}{dx}\right) \quad (10)$$

Um fluido é chamado de Newtoniano se sua viscosidade for independente da tensão de cisalhamento (τ), e da velocidade de formação (dv / dx) a que é submetido. Os fluidos newtonianos podem ser citados tais como gases, hidrocarbonetos líquidos e óleos lubrificantes minerais, nos quais a viscosidade é função apenas de temperatura e pressão.

As unidades usuais de viscosidade na indústria do petróleo são o poise (P), igual a 10^b poiseuille, e seu submúltiplo, o centipoise (cP).

3.3.3. Viscosidade Cinemática

Pela utilização da viscosidade absoluta e da massa específica chega-se a outra propriedade muito importante para o estudo do escoamento.

Esta propriedade é definida como a relação entre a viscosidade absoluta e a massa específica referidas à mesma temperatura e pressão, como mostra a Equação 11.

$$\nu = \left(\frac{\mu}{\rho}\right) \quad (11)$$

Podemos definir a viscosidade cinemática como sendo o tempo necessário para que um dado volume do fluido percorra um comprimento L.

A unidade mais usual é o stokes e seu submúltiplo o centistokes.

3.3.4. Rugosidade Absoluta

A maioria dos tubos utilizados em engenharia não podem ser considerados hidráulicamente lisos, pelo menos para números de Reynolds elevados. A resistência ao escoamento oferecida por paredes rugosas é maior que a das paredes lisas. Conseqüentemente, as leis da fricção em tubos rugosos apresentam grande importância prática. O desejo de explorar sistematicamente as leis de fricção em tubos rugosos é frustrado pela dificuldade fundamental de que o número de parâmetros que descrevem a rugosidade é extraordinariamente grande devido à grande diversidade de formas geométricas. Se considerarmos uma parede com protuberâncias idênticas, devemos concluir que o seu arraste depende da densidade de distribuição de tais rugosidades, isto é, do número de tais protuberâncias por unidade de área, bem como das suas forma e altura e finalmente, da maneira como estão distribuídas sobre a superfície. L. Hopf fez uma ampla revisão dos resultados experimentais e encontrou dois tipos de rugosidade

em relação à equação de resistência em tubos rugosos e canais abertos. O primeiro tipo de rugosidade provoca uma resistência que é proporcional ao quadrado da velocidade; isto significa que o fator de atrito é independente do número de Reynolds e corresponde a elementos rugosos grandes e próximos uns dos outros tais como grãos de areia colados à superfície, cimento ou ferro fundido áspero. Em tais casos a natureza da rugosidade pode ser expressa com o auxílio de um único parâmetro de rugosidade ε/D , a bem conhecida *rugosidade relativa*, onde ε é a altura de uma protuberância e D representa o diâmetro ou o diâmetro hidráulico da seção transversal. A partir das considerações de similaridade podemos concluir que neste caso o fator de atrito depende somente da rugosidade relativa. A relação verdadeira pode ser determinada experimentalmente pela realização de medidas em tubos ou canais de raios hidráulicos diferentes, mas de mesma rugosidade relativa.

O segundo tipo de equação de resistência ocorre quando as protuberâncias são mais suaves ou quando um pequeno número delas está distribuído sobre uma área relativamente grande, tais como aquelas da madeira ou dos tubos de aço comercial. Nestes casos o fator de atrito depende do número de Reynolds e da rugosidade relativa.

Do ponto de vista físico deve-se concluir que a razão entre a altura das protuberâncias e a espessura da camada limite deve ser o fator determinante. Em particular, se espera que o fenômeno dependa da espessura da sub-camada laminar δ_1 , de maneira que ε/δ_1 deve ser considerado um número adimensional importante o qual é característico do tipo de rugosidade. É claro que a rugosidade não causará aumento na resistência nos casos em que as protuberâncias são tão pequenas (ou a camada limite tão espessa) que elas estejam todas contidas dentro da sub-camada limite, isto é, se $\varepsilon < \delta_1$. Nestas condições a parede pode ser hidraulicamente lisa. Isto é, similar à ausência de influência da rugosidade e da resistência do escoamento laminar.

3.3.5. Emulsão

Sempre que óleo e água são produzidos juntos, existe a possibilidade de geração de emulsão. Esta é um fluido complexo, geralmente composto de uma mistura simples de água e óleo, com propriedades físicas (especialmente a viscosidade) diferentes das partes que a constituem.

Não existe um modelo satisfatório para as emulsões, se existisse ele poderia resolver o problema do sistema de produção, um programa experimental poderia ser responsável pela caracterização das emulsões e determinar as propriedades físicas-chaves.

Existem três condições necessárias para que ocorra a formação da emulsão, são elas:

- Dois líquidos imiscíveis;

- Um processo de emulsificação (agitação);
- Um agente emulsificante (superfície ativa ou surfactantes).

Uma emulsão é uma mistura heterogênea, com um líquido disperso em gotículas dentro do outro líquido. Evidentemente, óleo cru e água e especialmente a mistura óleo pesado e água satisfazem a primeira condição. Existem muitas fontes de agitação na produção do sistema. O fluxo converge para dentro da formação, a ação de equipamentos de bombeio (bombas), ou a presença de restrições, curvas etc, na linha de superfície pode causar agitação da mistura do fluido.

Superfícies ativas, ou surfactantes são geralmente compostos de hidrocarbonetos que têm ao final de suas estruturas moleculares um conjunto de grupos químicos que preferem se ligar a moléculas de água. Outras ao final de suas estruturas moleculares preferem se ligar a outros tipos de hidrocarbonetos.

Muitos surfactantes são tidos como asfalto *in natura*. Estes componentes constituem uma fração significativa de um óleo pesado são usualmente pouco solúveis em hidrocarboneto líquido, mas tem um grupo polar no qual são atraídos pela água. Então a mistura pesada de óleo-água tem uma tendência para dispersar gotículas de água no óleo.

Assim poderemos relacionar dois tipos de emulsões possíveis:

1. Água no óleo (referente a "Emulsão normal").
2. Óleo na água (referente a "Emulsão inversa").

A formação de cada um desses tipos de emulsão esta relacionada com a quantidade de água presente na mistura.

3.4. escoamento de Fluidos

3.4.1. Regimes de escoamento

Na teoria clássica do escoamento de fluidos são conhecidos dois regimes: o permanente e o transiente ou transitório. No regime permanente, também conhecido como estacionário, o escoamento é perfeitamente estável e a velocidade do fluido em um dado ponto não varia com o tempo. O outro regime, transiente ou transitório, apresenta uma velocidade pontual variável com o tempo. A passagem de um estado estacionário para outro, também estacionário, é intermediado por um regime transiente, que pode ser caracterizado pelo tempo de resposta às modificações do escoamento em diferentes estados estacionários.

Os diversos ramos de engenharia, que estuda o escoamento de fluidos, se referem a dois tipos de fluxo: laminar e turbulento. A existência destes foi demonstrada experimentalmente por Reynolds, que mostrou que um fluido escoando em um tubo circular de diâmetro pequeno ou com baixa velocidade o faz em escoamento laminar,

também chamado de escoamento viscoso. Em altas velocidades ou através de tubos de grande diâmetro, o escoamento se torna turbulento.

A relação adimensional, independente do sistema de unidades, que define o regime de fluxo, é conhecida como número de Reynolds como mostra a Equação 12.

$$Re = \frac{\rho \times v \times D}{\mu} \quad (12)$$

Tabela 03 apresenta os limites do número de Reynolds para cada tipo de fluxo.

Tabela 03: Número de Reynolds para cada tipo de fluxo.

Número de Reynolds	Tipo de Fluxo
$Re \leq 2000$	Laminar
$2000 < Re \leq 4000$	Transitório
$Re > 4000$	Turbulento

3.4.2. Perda de Carga em Tubulações

A perda de carga em tubulações é uma perda de energia ou de pressão entre dois pontos de uma tubulação, que ocorre devido ao atrito entre as partículas fluidas e ao atrito entre as mesmas e as paredes do tubo.

Existem dois tipos de perda de carga: perda de carga distribuída e perda de carga localizada. Estas perdas de carga podem ser calculadas através de fórmulas empíricas, conhecendo-se as dimensões da tubulação, propriedades do fluido, conexões, etc.

Perda de Carga Distribuída

São aquelas que ocorrem em trechos retos de tubulações. A Equação de Darcy-Weisback (Equação 13) é uma das equações mais utilizadas no cálculo da perda de carga distribuída em tubulações.

$$\Delta P = \frac{f \times L \times \bar{v}^2}{D \times 2 \times g} \quad (13)$$

O fator de atrito f é um coeficiente adimensional, função do número de Reynolds e a rugosidade relativa. O fator de atrito da Equação 13 pode ser determinado com a utilização do Diagrama de Moody-Rouse ou através de equações.

Perda de Carga Localizada

São perdas de carga que ocorrem no escoamento quando o fluido passa por acidentes (válvulas, curvas etc).

Existem diversos métodos para determinação dessas perdas adicionais tais como, método do coeficiente de resistência e método do comprimento equivalente.

Método do Coeficiente de Resistência K

Neste método a perda de carga localizada é determinada através da Equação 14, que expressa a perda de carga localizada como um múltiplo da carga da velocidade que o acidente produz.

$$\Delta P_L = \frac{r \times \bar{v}^2}{2 \times g} \quad (14)$$

O coeficiente de resistência r é determinado experimentalmente, em função da geometria do acidente, considerando-se o regime plenamente turbulento.

Método do Comprimento Equivalente L_e

Este método consiste em determinar o comprimento de tubo reto, de diâmetro idêntico ao acidente considerado, que produz a mesma perda de carga para o mesmo regime de escoamento. Utilizando a Equação de Darcy-Weisback, tem-se a Equação 15.

$$\Delta P_L = \frac{f \times L_e \times \bar{v}^2}{D \times 2 \times g} \quad (15)$$

Os valores de comprimento equivalente são encontrados em literaturas diversas da área.

3.5. Simuladores

3.5.1. Simulador PIPESIM 2000

O Simulador PIPESIM 2000 (Baker jardine versão 1.35.604) é um software de engenharia de petróleo, que utiliza modelos de sistemas de gás e óleo integrados com uma boa análise de desempenho dos dados de entrada e saída nos dutos, podendo ser usado na produção de gás, óleo, água, separadamente ou em conjunto.

3.5.2. Simuladores HYSYS e HYSIM

São simuladores da Hyprotech (Hyprotech's Integrate System of Engineering Software) com interface Windows (HYSYS) e interface MS-DOS (HYSIM). Ambos são utilizados no processamento do gás, petróleo, óleo refinado, petroquímica, química e combustível sintético industrial.

Oferecem como os demais simuladores vários pacotes de equação de estado para cálculo das propriedades termodinâmicas.

Muito parecidos ambos apresentam praticamente as mesmas rotinas de cálculo e os mesmos pacotes de equações sendo para estes casos os modelos de Peng - Robinson e o SRK os mais utilizados.

Para ambos os simuladores após a escolha do modelo a ser utilizado podemos também caracterizar o fluido de trabalho podendo este ser um fluido real ou hipotético.

4. Atividades Realizadas

4.1. Atividades Propostas

- » Elaboração de uma planilha para a determinação da perda de calor em tubos isolados e revestidos - EXCEL;
- » Modelagem e simulação do escoamento de óleo em um Campo de Produção - Simulador PIPESIM;
- » Modelagem e simulação de um Gasoduto - Simulador PIPESIM.

4.2. Atividades Realizadas

- » Elaboração de uma planilha para a determinação da perda de calor em tubos isolados e revestidos - EXCEL;
- » Modelagem e simulação do escoamento de óleo em um Campo de Produção - Simulador PIPESIM;
- » Modelagem e simulação de um Gasoduto - Simulador PIPESIM.

A principal atividade realizada foi a modelagem e simulação do escoamento de óleo em um Campo de Produção, com visita ao campo, levantamento e atualizações de dados, e ajustes da malha de escoamento.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia e Design de Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Biblioteca Setorial "Prof. Horácio Nogueira Salvo"

5. Descrição das Atividades

5.1. Elaboração de uma planilha para a determinação da perda de calor em tubos isolados e revestidos – EXCEL

Esta foi a atividade inicial do estágio e teve como objetivo a determinação da perda de calor em uma tubulação.

5.1.1. Tubulação

A tubulação estudada apresenta-se isolada, revestida, enterrada e com injeção de vapor no seu interior, como mostra a Figura 05. O isolamento é feito com uma camada de silicato de cálcio e outra de ar e o revestimento com uma camada de concreto.

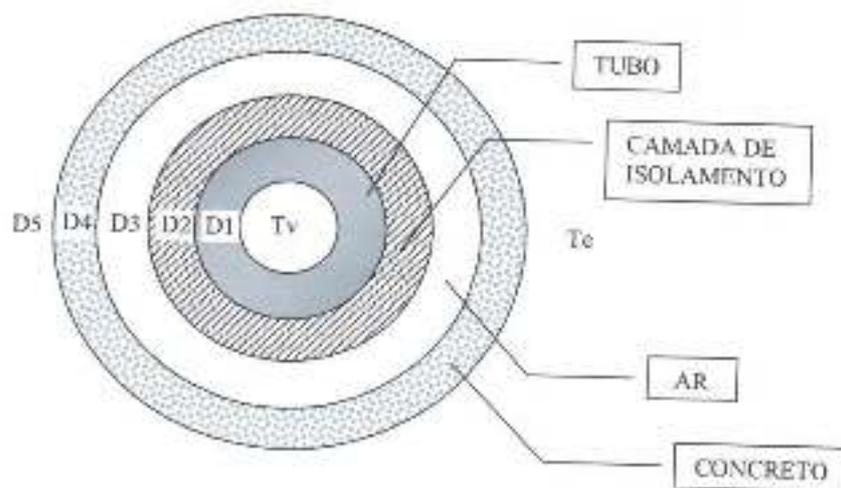


Figura 06: Tubulação isolada, revestida, enterrada e com injeção de vapor.

5.1.2. Objetivo da Atividade

Esta atividade teve como objetivo a determinação da perda de calor na tubulação estudada, pois o revestimento da mesma estava apresentando rachaduras que poderiam ser causadas pelo excesso de calor existente devido à falhas nas camadas de isolamento.

5.1.3. Metodologia de Trabalho

Para a realização deste trabalho usou-se o EXCEL.

As etapas realizadas neste trabalho foram:

- 1º. ETAPA: Determinação da equação para o cálculo da perda de calor;
- 2º. ETAPA: Obtenção dos parâmetros das equações;
- 3º. ETAPA: Elaboração da planilha no EXCEL.

5.1.4. Descrição das Etapas do Trabalho

1º. ETAPA: Determinação da equação para o cálculo da perda de calor

Nesta etapa fez-se um estudo das equações que poderiam ser utilizadas no cálculo da perda de calor existente na tubulação.

A equação escolhida para representar a perda de calor nesta tubulação foi a equação de taxa de transferência de calor por convecção livre entre cilindros coaxiais, Equação 16. Esta taxa representa a perda de calor por unidade de comprimento do tubo.

$$Q' = \frac{2 \times \pi \times k_{ef} \times (T_i - T_o)}{2,3 \times \text{LOG} \left(\frac{D_o}{D_i} \right)} \quad (16)$$

A condutividade térmica efetiva K_{ef} é a condutividade térmica que um fluido estacionário deveria ter para transferir a mesma quantidade de calor que o fluido móvel. Para a atividade estudada considerou-se a condutividade térmica efetiva igual à condutividade térmica, pois as camadas presentes na tubulação estudada não apresentam movimento (exceto a camada de ar).

A Equação 16 foi ajustada para o modelo estudado, somando-se as taxas de transferência de calor de cada camada axial da tubulação. O resultado está apresentado na Equação 17.

$$Q' = \frac{T_v - T_e}{\frac{2,3 \text{LOG} \left(\frac{D_3}{D_2} \right)}{2\pi k_1} + \frac{2,3 \text{LOG} \left(\frac{D_4}{D_3} \right)}{2\pi k_a} + \frac{2,3 \text{LOG} \left(\frac{D_5}{D_4} \right)}{2\pi k_c} + \frac{2,3 \text{LOG} \left(\frac{D_6}{D_5} \right)}{2\pi k_s}} \quad (17)$$

Onde: T_v = temperatura do vapor (315 °C); T_e = temperatura do solo (50°C); D_1 = diâmetro interno da tubulação; D_2 = diâmetro interno da camada de isolamento; D_3 = diâmetro interno da camada de ar; D_4 = diâmetro interno da camada de concreto; D_5 = diâmetro externo da camada de concreto; D_6 = diâmetro externo da camada de solo; k_1 = condutividade térmica da camada de isolamento de silicato de cálcio; k_a = condutividade térmica do ar; k_c = condutividade térmica do concreto; k_s = condutividade térmica do solo.

2º. ETAPA: Obtenção dos parâmetros das equações

As condutividades térmicas apresentados na Equação 17, referentes a cada camada axial da tubulação, foram encontradas nesta etapa através de pesquisa bibliográfica. Estas condutividades foram encontradas considerando-se a temperatura ambiente em toda tubulação.

O diâmetro externo da camada de solo foi estimado em 2,5 metros. Os outros diâmetros eram conhecidos.

3º. ETAPA: Elaboração da planilha no EXCEL

Como o modelo estudado representa um exemplo comum de tubulação usada em poços com injeção de vapor, fez-se uma planilha no EXCEL que possibilita a determinação da perda de calor nestas tubulações, através da entrada de dados específicos das mesmas.

A planilha elaborada permite o cálculo da perda de calor com a alimentação dos diâmetros em milímetros ou polegadas e da temperatura do vapor em °C e °F. As temperaturas utilizadas na Equação 17 (usada na planilha) estão em Kelvin. As conversões necessárias são feitas pela planilha.

Esta atividade foi concluída, porém alguns ajustes devem ser feitos na planilha elaborada para a utilização da mesma em casos que exijam valores mais precisos de perda de calor, pois várias considerações foram feitas neste caso estudado.

5.2. Modelagem e simulação do escoamento de óleo em um Campo de Produção – Simulador PIPESIM

5.2.1. O Campo de Produção

O Campo de Produção estudado localiza-se na área terrestre. A modelagem e simulação apresentadas neste trabalho referem-se às Áreas I e III deste Campo de Produção, como mostra a Figura 06.

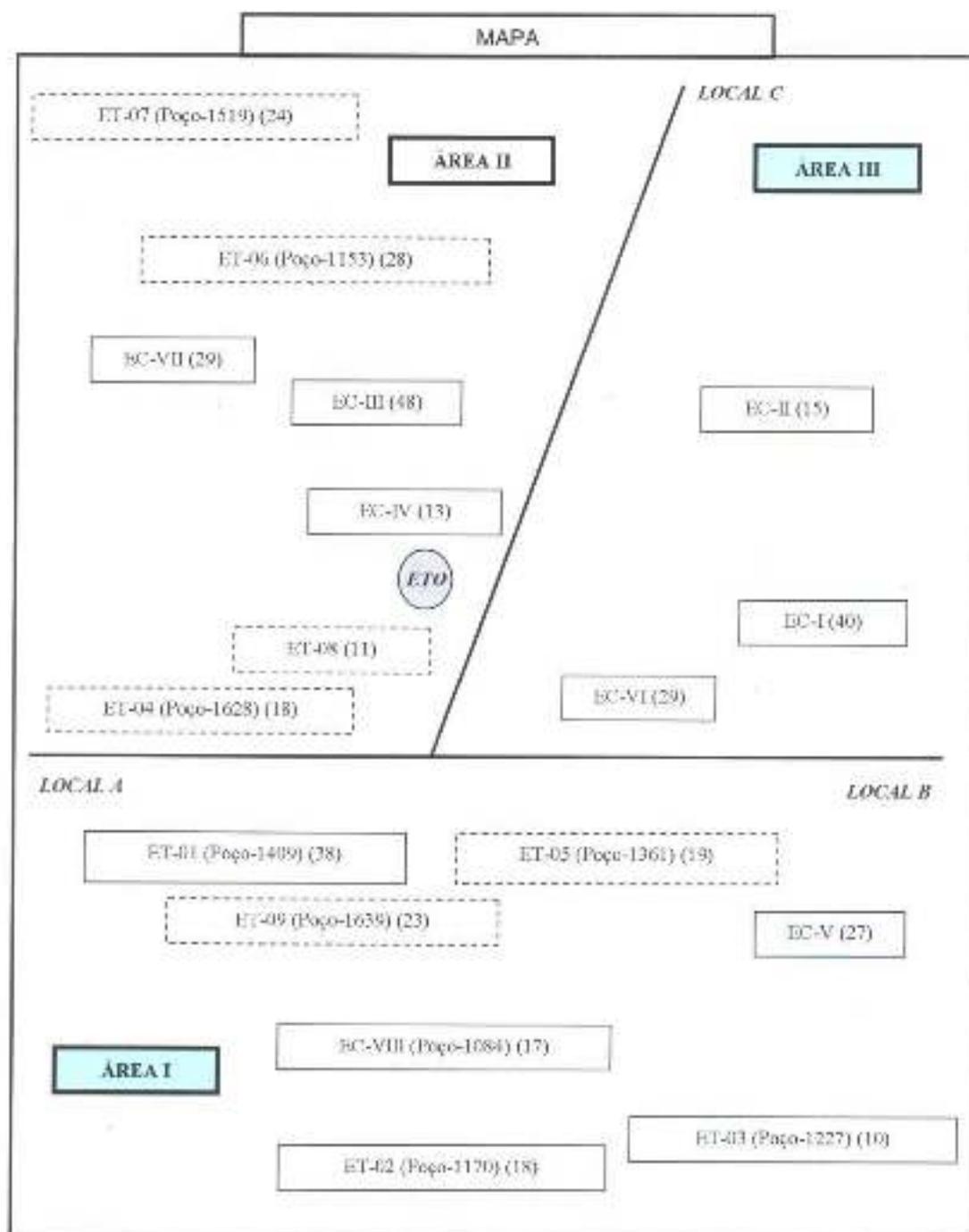


Figura 07: Mapa do Campo de Produção.

Com cerca de 470 poços ativos (dos 600 poços existentes), o Campo de Produção estudado produz atualmente através de linhas de surgência roscadas, enterradas ou aéreas. Algumas linhas estão direcionadas para um oleoduto aéreo em forma de espinha de peixe.

5.2.2. Objetivo da Atividade

Na UN-RNCE/ST, o processo de elaboração de projetos de instalações industriais segue um procedimento específico. As etapas deste procedimento estão resumidas na Figura 07.



Figura 08: Etapas para a elaboração de projetos na Petrobras.

Definições:

Elaboração da proposta de atendimento – nesta etapa é efetuada a análise crítica dos requisitos definidos na solicitação de projeto;

Elaboração do Projeto Conceitual – conjunto de documentos que reúne as informações básicas - descrições, desenhos, anteprojetos, dados, diretrizes e procedimentos - cujo conteúdo descreve conceitualmente um empreendimento, estabelecendo as bases para o Projeto Básico e/ou Projeto Executivo.

Elaboração do Projeto Básico – conjunto de documentos que contém informações cujo conteúdo define as características básicas de um empreendimento, a partir de um projeto conceitual, assim como as interligações e sistemas auxiliares necessários ao bom funcionamento.

Elaboração do Projeto Executivo – conjunto de documentos que envolvem uma ou mais disciplinas de engenharia necessárias à construção, montagem e instalação de um empreendimento. As informações contidas neste projeto devem apresentar detalhes que permitam a execução da obra.

A simulação do escoamento do Campo de Produção estudado teve como objetivo obter informações básicas para a elaboração de um Projeto Conceitual solicitado.

O motivo principal desta solicitação foi a condição de insegurança no Campo de Produção estudado, pois as linhas de surgência estão sendo submetidas a esforços originados por dilatação térmica em função da alta temperatura do óleo produzido.

Outro fator, também importante, que motivou a elaboração deste Projeto foi a existência do direcionamento das linhas de surgência para os oleodutos em forma de espinha de peixe. Esta forma de direcionamento (ver Figura 08) causa diversos problemas, tais como: maior perda de carga; dificuldade de automação; dificuldade de rastreamento de linhas e impossibilidade de efetuar testes em cada poço.

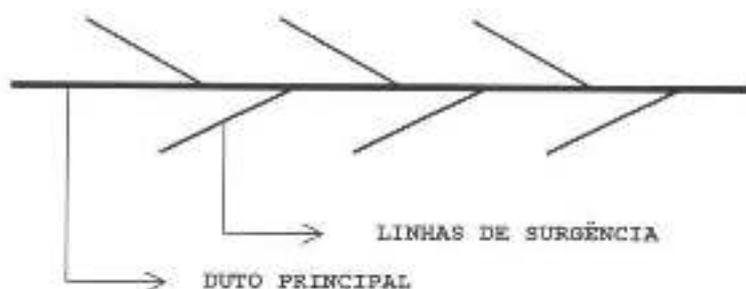


Figura 09: Direcionamento em forma de espinha de peixe.

Portanto, a modelagem e a simulação do Campo de Produção estudado têm a finalidade de fornecer subsídios para a melhoria da integridade das instalações e otimização do escoamento.

5.2.3. Metodologia de Trabalho

A Figura 09 apresenta a metodologia adotada para a realização da simulação do Campo de Produção estudado no Simulador PIPESIM 2000.

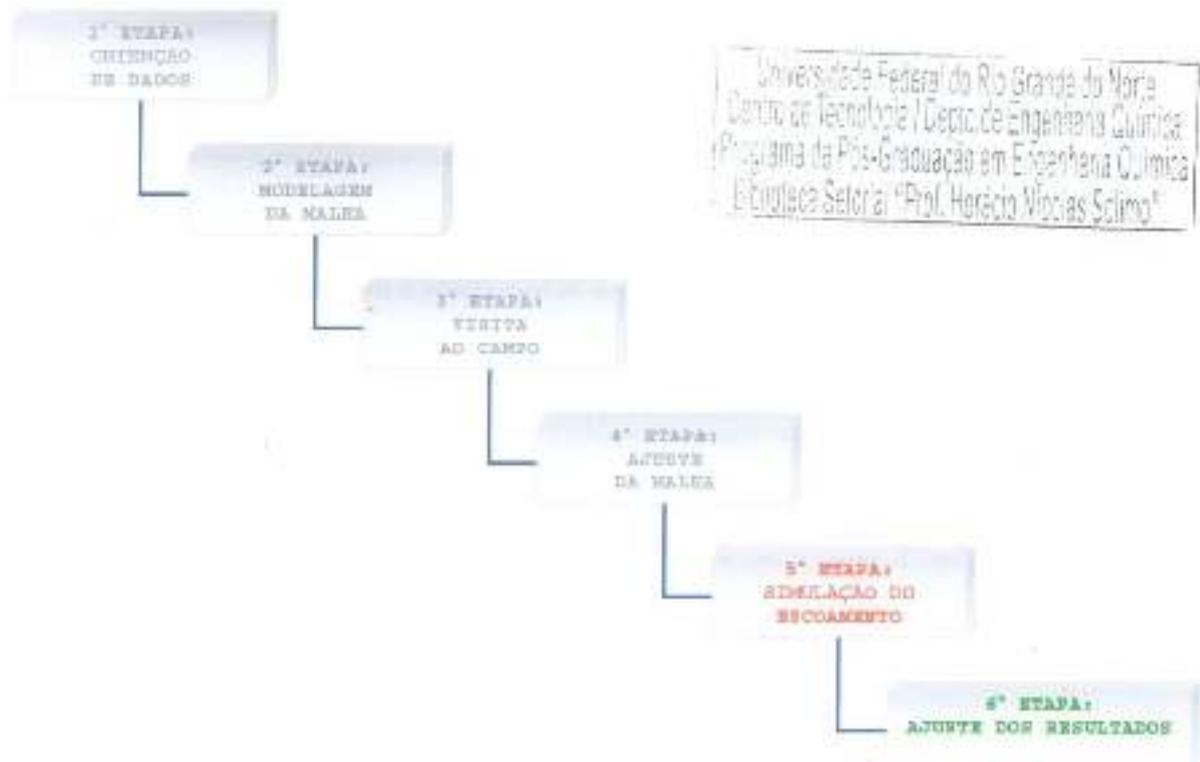


Figura 10: Esquema de metodologia de trabalho adotada.

5.2.4. Descrição das Etapas do Trabalho

1º. ETAPA: Obtenção de dados

Esta foi a primeira etapa realizada para a simulação do escoamento do Campo de Produção estudado e consiste na obtenção de dados através de pesquisa na documentação existente.

Os dados obtidos nesta etapa podem ser divididos em:

- Dados físicos da malha;
- Dados do fluido.

Dados físicos da malha

Os dados físicos da malha encontrados foram:

- Disposição das estações, poços e dutos;
- Características do duto.

A disposição das estações, poços e dutos foi visualizada com o auxílio de mapas do Campo.

As características dos dutos obtidas foram: diâmetro interno, comprimento, perfil de elevação. Os diâmetros dos dutos que saem das Estações Coletoras e seguem para a Estação de Tratamento de Óleo (ETO) foram obtidos através de documentações que continham a descrição destes dutos. Os comprimentos e os perfis de elevação dos dutos foram encontrados com o auxílio do Software Microstation, que possibilita a visualização de mapas em formato digital e das distâncias entre pontos distintos nos mesmos.

A Figura 10 representa o mapa digital do Campo de Produção estudado gerado no Software Microstation,

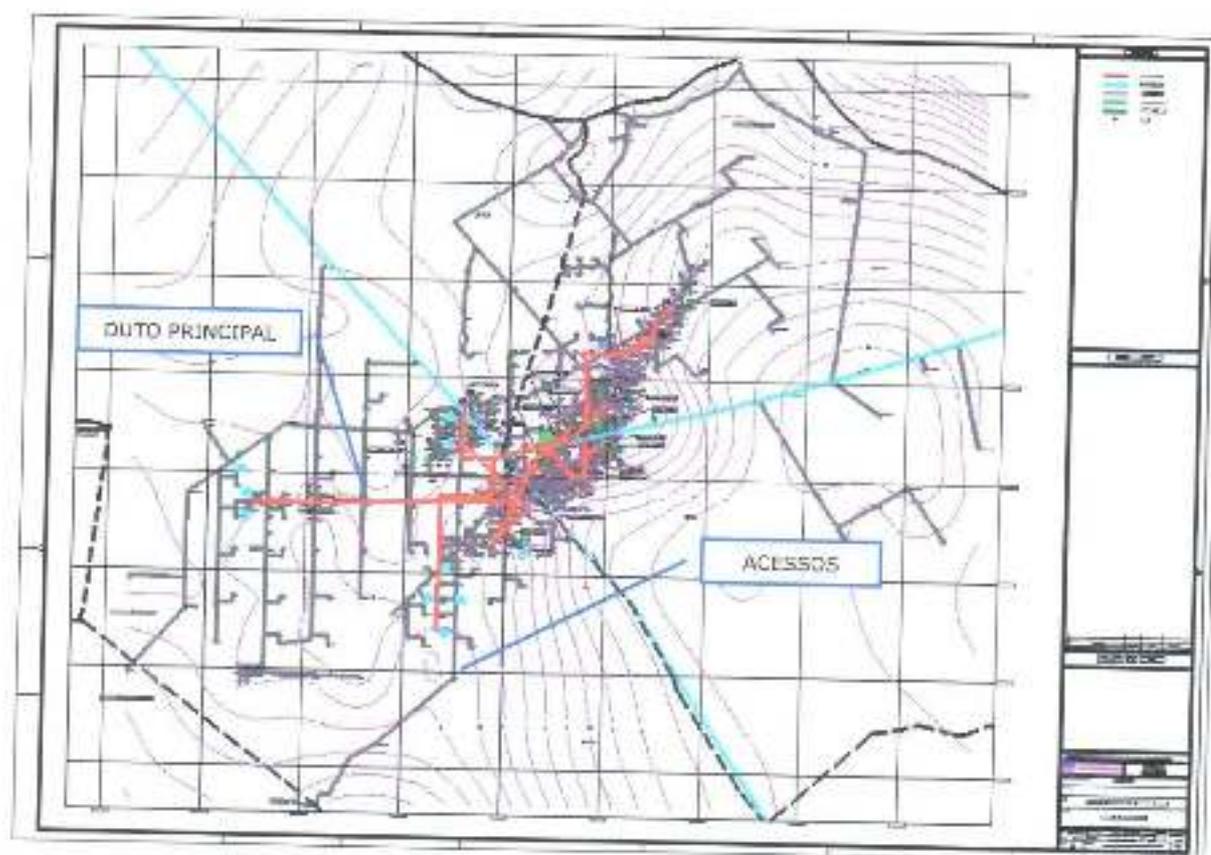


Figura 11: Mapa digital do Campo de Produção estudado.

Dados do fluido

Os dados do fluido obtidos foram:

- Vazão de óleo e água em cada poço;
- Propriedades do fluido.

As vazões foram coletadas no sistema on-line da empresa que fornece as vazões de cada poço em m^3/dia e foram organizadas de forma a facilitar a alimentação destes dados no simulador. Visto que há uma quantidade significativa de poços inativos (cerca

de 130 poços), foi necessária a localização dos mesmos para serem desconsiderados da simulação.

A Tabela 03 apresenta os valores médios das propriedades do óleo do Campo Produção estudado. Para um cálculo inicial, os dados de viscosidade e API foram considerados os mesmos para todo o campo. O BSW foi obtido para cada poço através das respectivas vazões de água e óleo.

Tabela 04: Propriedades do óleo do Campo de Produção estudado.

Propriedade		Valores		Unidade
		Inferior	Superior	
Viscosidade	30°C	20.200	22.000	cP
	50°C	16.700	18.600	
API		10,5	13,5	°API
water cut (BSW)		85	90,0	%

2º. ETAPA: Modelagem da malha de escoamento

Esta foi a primeira etapa realizada no Simulador PIPESIM 2000.

Para a elaboração da malha foi feita uma análise do Campo para a escolha do modelo de escoamento. Foram considerados fatores ambientais e econômicos nesta análise.

No modelo de escoamento proposto, as linhas de surgência seguem o percurso dos acessos dos poços até as estações coletoras sem o direcionamento em forma de "espinha de peixe", pois há uma linha de surgência para cada poço. Este percurso segue dois critérios: a menor distância entre o poço e uma estação coletora e o sentido Campo-ETO.

Em função da minimização das distâncias entre o poço e a estação coletora, em alguns casos, foi sugerida a abertura de um novo acesso.

Devido à existência de um elevado número de poços seguindo para apenas uma estação, foi sugerida a construção de duas Estações de Testes na Área I. Esta distribuição permite uma concentração de no máximo 40 poços por estação, ao contrário da situação atual que apresenta até 61.

Como o Campo de Produção estudado possui uma grande quantidade de poços ativos foi elaborada uma malha de escoamento para cada estação coletora com seus respectivos poços (Poços — Estações). Como estas malhas apenas representam o comportamento do escoamento dos poços até as estações, fez-se uma malha das estações até a ETO (Estações — ETO).

A Figura 11 mostra uma malha de escoamento com 29 poços escoando para uma estação coletora.

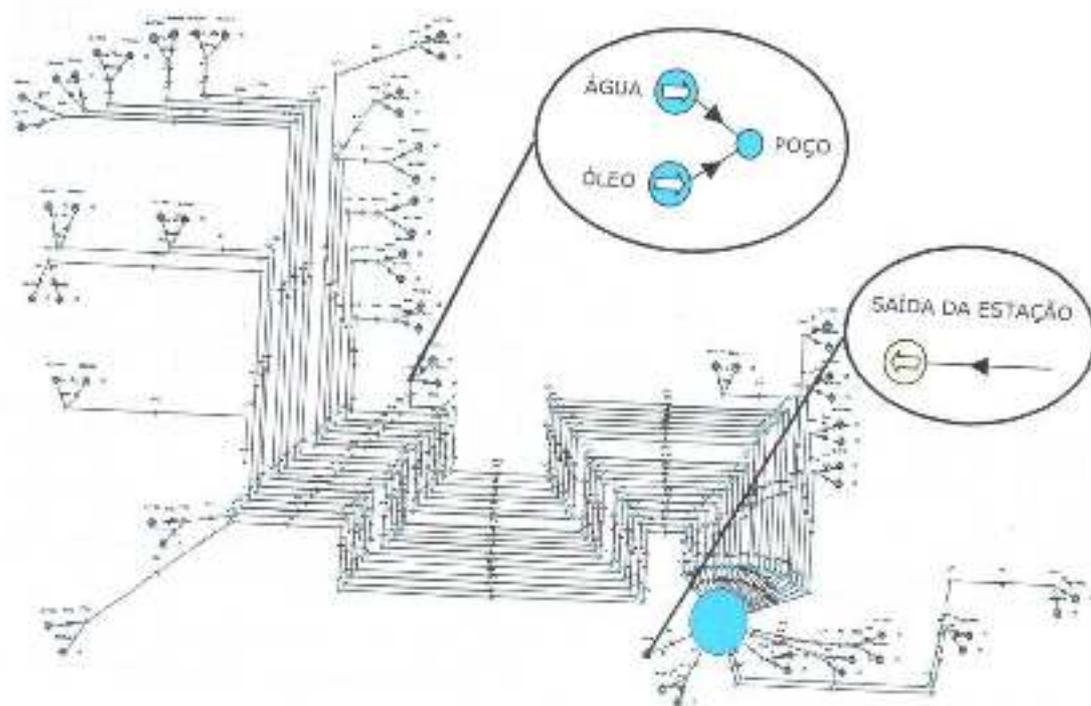


Figura 12: Malha de escoamento Poços — ETO.

3º. ETAPA: Visita ao Campo

Como a malha de escoamento proposta apresenta uma nova distribuição dos poços, bem como a forma de condução do escoamento até as estações, é necessária uma análise das pressões nos poços para que as mesmas não excedessem valores limites de aproximadamente 14 kgf/cm^2 . Para a obtenção destas é necessário o conhecimento das pressões nas Estações.

Com o objetivo de obter os valores das pressões nas Estações, realizou-se uma visita ao Campo de Produção. Além destes dados, também foi possível obter informações sobre algumas mudanças que estavam sendo efetuadas no Campo e que ainda não constava no mapa.

As principais informações adquiridas na visita foram:

- A existência de uma Estação de Teste na Área I (ET-02);
- A construção de um duto que liga a ET-01 (Área I) à ET-04 (Área II);
- A localização exata dos dutos;
- As pressões nas estações;
- Os valores aproximados da viscosidade do óleo no Campo.

4º. ETAPA: Ajuste da malha

Com base na visita realizada, algumas alterações foram feitas nas malhas de escoamento, tais como, inclusão da Estação de Teste ET-02 e do duto que liga a ET-01 à ET-04.

5º. ETAPA: Simulação do escoamento

Definição do Modelo para Correlações do Fluxo

Black Oil

O modelo Black Oil é utilizado quando não se conhece a composição do óleo e deseja-se prever o comportamento do mesmo através de correlações elaboradas pelo simulador. Estas correlações são desenvolvidas a partir das propriedades do óleo alimentadas.

Nesta etapa definem-se os parâmetros a serem consideradas no poço, tais como:

- Watercut – a porcentagem de água na fase líquida;
- Gás S.G – massa específica do gás;
- Water S.G – massa específica da água;
- API – Densidade do óleo $^{\circ}$ API;
- Viscosidade medidas a 30°C e 50°C;
- GOR/GLR – razão Gás/óleo ou razão Gás/líquido para sistemas de óleo e de gás.

Como as propriedades da água, tais como, viscosidade, temperatura e API são constantes em qualquer poço, definiu-se a água como sendo os dados de referência do "default" do programa, ou seja, os dados da biblioteca do programa, sendo necessário apenas mudar os dados do óleo em cada poço.

Alimentação de dados

Após a definição do modelo para correlações do fluxo, fez-se a alimentação das vazões, viscosidades e características dos dutos.

Vazões de Alimentação

As vazões de óleo e água obtidas foram alimentadas no simulador.

Viscosidade de Hidrocarbonetos Líquido

Para um cálculo inicial, o simulador foi alimentado com duas medidas de viscosidades em duas temperaturas (30°C e 50°C), permitindo assim estimar uma viscosidade em determinada temperatura, resolvendo o sistema formado pelas Equações 18, 19 e 20.

$$\log \log Z = A - B \log T \quad (18)$$

$$Z = \nu - 0,7 + \exp(-1,47 - 1,84\nu - 0,5\nu^2) \quad (19)$$

$$\nu = (Z - 0,7) \exp[0,7487 - 3,295(Z - 0,7) + 0,6119(Z - 0,7)^2 - 0,3193(Z - 0,7)^3] \quad (20)$$

Nota: quando $\nu > 2$ cSt, Z é aproximadamente igual a $\nu + 0,7$.

Dutos

Cada poço possui um duto de saída (linha de surgência) que segue para uma Estação, que por sua vez possui um duto de saída que segue para a ETO. Estes dutos são caracterizados com os seguintes parâmetros:

- Diâmetro interno (mm);
- Espessura nominal (mm);
- Comprimento do duto (m);
- Temperatura (°C);
- Elevação (m);
- Rugosidade (mm);
- Coeficiente de troca térmica ($W^2/m^2/K$).

O diâmetro interno, a espessura nominal e a elevação foram alimentados no simulador de acordo com os valores encontrados na primeira etapa do trabalho (Obtenção de dados).

Visto que as linhas de surgência deste Campo estão sendo submetidas a esforços causados pela dilatação térmica, foram adicionados loopings de 3 metros a cada 100 metros de comprimento de linha de surgência.

A temperatura foi considerada como a temperatura ambiente e os valores da rugosidade são referências do default do programa.

O coeficiente de troca térmica foi determinado após um estudo para encontrar o perfil de perda de calor das linhas de surgência. Com auxílio do simulador Hysis, foram feitas simulações para determinar o coeficiente de troca térmica nos seguintes casos: duto enterrado e revestido (solo seco e solo úmido); duto aéreo e isolado; duto aéreo e sem isolamento. O fluido escolhido para alimentar este escoamento foi a água, que apresenta uma dificuldade de perda de calor maior que o óleo, representando assim a

condição mais crítica. Verificou-se que a perda de calor ocorreu mais rapidamente no duto aéreo e sem isolamento e que o comprimento de 150 metros é suficiente para baixar a temperatura de 150°C (temperatura máxima existente nos poços) para 60°C (temperatura máxima permitida no duto).

Operações de Simulação

Verificação do Modelo (Check Model)

Este comando verifica se o modelo pode ser executado, ou seja, se há falta ou excesso de dados de entrada para simulação ser executada.

Rodar o Modelo (Run Model)

Este comando aciona o programa para que ele execute a simulação.

Análise do Sistema

Após executar a simulação o programa emite um relatório de saída, permitindo ao usuário avaliar o desempenho de um dado sistema de operação a partir das condições de pressão e temperatura.

A partir dos dados gerados pode-se plotar gráficos com duas variáveis sendo uma dependente e outra independente, esta possibilidade de combinar variável torna a operação de análise do sistema uma ferramenta muito flexível para traçar dados detalhados de toda a malha.

Resultados e Ajuste da Viscosidade

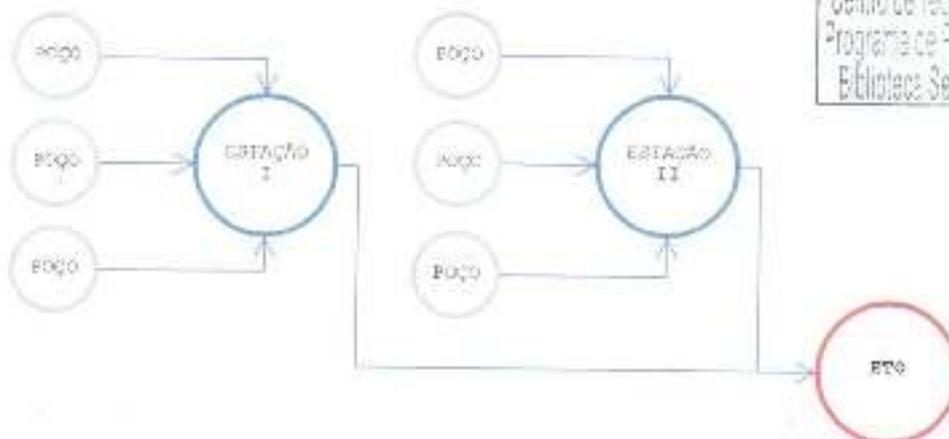


Figura 13: Esquema ilustrativo da malha de escoamento.

Com base na Figura 12, as pressões nos poços foram obtidas através da seqüência mostrada na Figura 13.

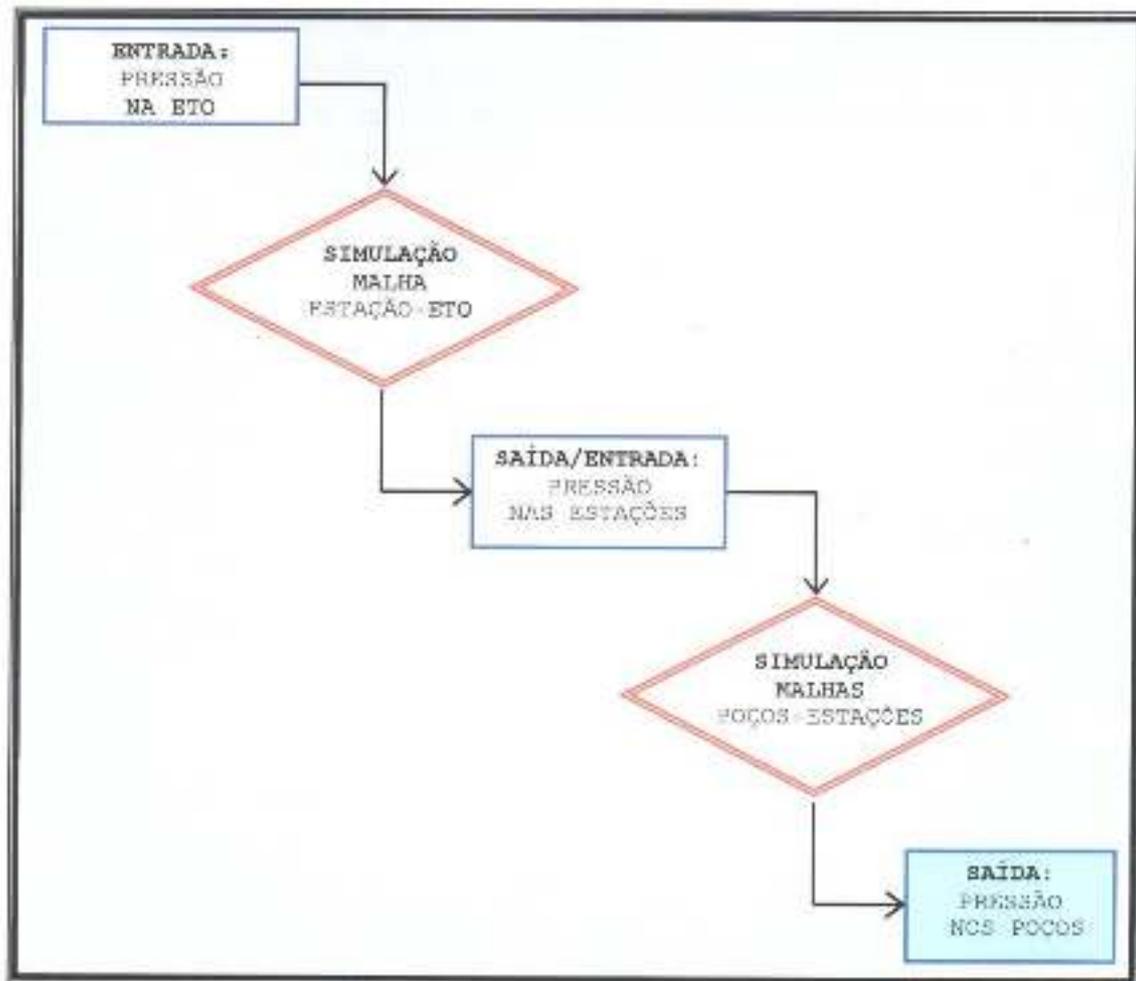


Figura 14: Seqüência seguida para obtenção das pressões dos poços.

Primeiramente fez-se uma simulação para verificar a convergência das malhas. Apenas uma malha não convergiu e os resultados encontrados apresentaram pressões muito elevadas em alguns poços, chegando até 100 kgf/cm^2 . Esta pressão não deve ultrapassar 14 kgf/cm^2 , pois é a pressão máxima existente nos poços.

Após verificar a convergência fez-se um ajuste da viscosidade, que inicialmente foi considerada a mesma para todo o Campo. Com base nos valores de viscosidade encontrados na visita ao Campo e nas pressões das Estações existentes, o ajuste foi feito na malha Estações - ETO para encontrar as pressões nas Estações novas (sugeridas).

Uma nova simulação foi realizada, onde foram obtidos os resultados finais que apresentaram novamente pressões muito elevadas em alguns poços.

2º. ETAPA: Elaboração da malha de escoamento;

3º. ETAPA: Simulação do escoamento;

4º. ETAPA: Análise dos resultados.

Para encontrar o diâmetro do Gasoduto fez-se um estudo do comportamento das pressões de saída em função de variações do diâmetro e da pressão de entrada do Gasoduto,

5.3.4. Descrição das Etapas do Trabalho

1º. ETAPA: Obtenção de dados

Esta foi a primeira etapa realizada para a simulação do escoamento do Gasoduto estudado e consiste na obtenção de dados através de pesquisa na documentação existente. Os dados obtidos nesta etapa foram;

- Vazão de gás na entrada e nas saídas do Gasoduto;
- Composição do gás;
- Pressões na entrada do Gasoduto.

As Tabelas 04 e 05 apresentam respectivamente as vazões e a composição do gás no Gasoduto.

Tabela 05: Vazão de gás no Gasoduto.

Local	Vazão (m ³ /d)
Cidade A	91000
Cidade B	100000
Cidade C	120000
Cidade D	120000
Cidade E	160000
Entrada do Gasoduto (Total)	591000

Tabela 06: Composição do gás estudado.

Componente	% mol
Metano	86
Etano	10
Propano	01
Dióxido de carbono	1,5
Nitrogênio	1,5

O gasoduto estudado pode apresentar as seguintes pressões na entrada: 100, 90 e 40 kgf/cm².

2º. ETAPA: Elaboração da malha de escoamento

A malha foi elaborada no PIPESIM 2000 e segue o modelo da Figura 14 mostrada anteriormente.

3º. ETAPA: Simulação do escoamento

Definição do modelo

Compositional

O modelo *Compositional* é utilizado quando se conhece a composição do fluido. O comportamento do fluido é representado pela equação de estado escolhida para o modelo.

Nesta etapa definem-se as propriedades a serem consideradas no poço, tais como:

- Composição do gás;
- Equação de estado.

Alimentação de dados

Vazão

As vazões de entrada e saídas de gás do Gasoduto foram alimentadas no simulador.

Duto

O Gasoduto estudado apresenta uma entrada e cinco saídas, referentes às Cidades de destino do gás. Este duto é caracterizado com os seguintes parâmetros:

- Diâmetro interno (mm);
- Espessura nominal (mm);
- Comprimento do duto (m);
- Temperatura (°C)
- Elevação (m);
- Rugosidade (mm);
- Coeficiente de troca térmica ($W^2/m^2/K$).

A espessura nominal foi mantida constante e o comprimento do duto foi alimentado de acordo com o trecho do Gasoduto. A temperatura utilizada foi a

temperatura ambiente. Não foi considerada elevação no Gasoduto, pois o gás a ser transportado é seco e não possui condensado, desta forma seu peso específico é baixo não influenciando significativamente na altura manométrica. Os valores da rugosidade e do coeficiente de troca térmica são referências do "default" do programa, sendo este último considerado como troca térmica em um tubo isolado.

Operações de simulação

As operações são as mesmas descritas na atividade anterior, pois o simulador utilizado foi o mesmo, PIPESIM 2000.

Resultados

As simulações foram feitas com base na seqüência apresentada na Figura 15.

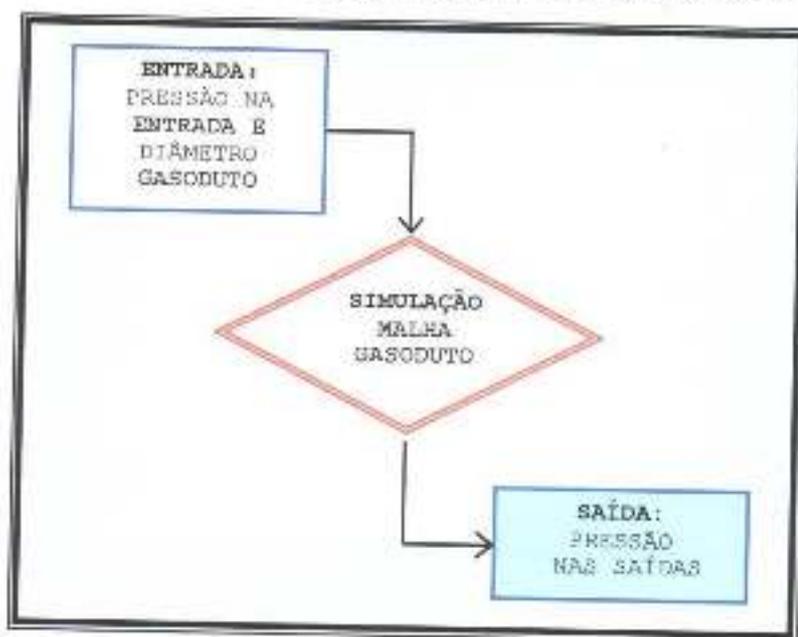


Figura 16: Seqüência seguida para obtenção das pressões de saída do Gasoduto.

Foram utilizadas na simulação as pressões de 100, 90 e 40 kgf/cm² encontradas na entrada do Gasoduto. Para cada pressão foram feitas quatro simulações referentes aos seguintes diâmetros internos do Gasoduto: 6, 8, 10 e 12 polegadas. A Figura 16 apresenta estes valores.



Figura 17: Pressões na entrada e diâmetros internos usados nas simulações.

Os resultados encontrados nas simulações com a pressão na entrada do gasoduto de 100, 90 e 40 kgf/cm² estão apresentados nas respectivas Tabelas 06, 07 e 08.

Tabela 07: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm².

P _{entrada} = 100kgf/cm ²				
P _{saída} (kgf/cm ²)				
Diâmetro Saída	6 in	8 in	10 in	12 in
Cidade A	78,59	94,82	97,33	98,39
Cidade B	42,55	89,55	94,95	97,45
Cidade C	39,42	89,23	94,43	97,25
Cidade D	7,65	87,36	93,09	96,72
Cidade E	23,51	87,99	93,82	97,00

Tabela 08: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm².

P _{entrada} = 90kgf/cm ²				
P _{saída} (kgf/cm ²)				
Diâmetro Saída	6 in	8 in	10 in	12 in
Cidade A	*	84,46	87,52	88,58
Cidade B	*	78,44	85,14	87,64
Cidade C	*	78,07	84,62	87,44
Cidade D	*	75,92	83,28	86,91
Cidade E	*	76,64	84,01	87,20

* Simulações que não convergiram.

Tabela 09: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm².

P _{entrada} = 40kgf/cm ²				
P _{saída} (kgf/cm ²)				
Diâmetro Saída	6 in	8 in	10 in	12 in
Cidade A	*	*	36,43	38,78
Cidade B	*	*	31,76	37,05
Cidade C	*	*	31,48	36,94
Cidade D	*	*	29,90	36,36
Cidade E	*	*	30,43	36,56

* Simulações que não convergiram.

Em alguns casos a pressão na entrada foi insuficiente para alimentar as vazões especificadas nas saídas do Gasoduto, justificando assim o fato de algumas malhas não terem convergido.

4º. ETAPA: Análise dos Resultados

Para facilitar a análise dos resultados foram elaborados os gráficos apresentados nas Figuras 17, 18 e 19 que representam respectivamente o comportamento das pressões nas saídas do Gasoduto em função das seguintes pressões na entrada: 100, 90 e 40 kgf/cm².

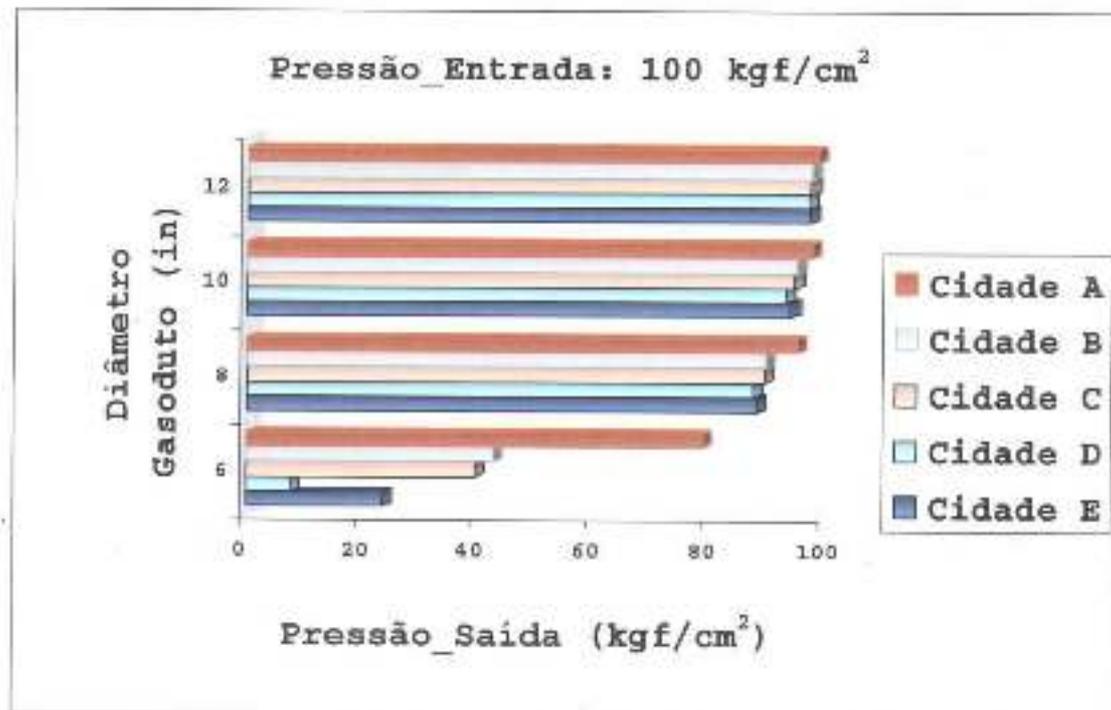


Figura 18: Resultados da simulação com pressão na entrada de 100 kgf/cm².

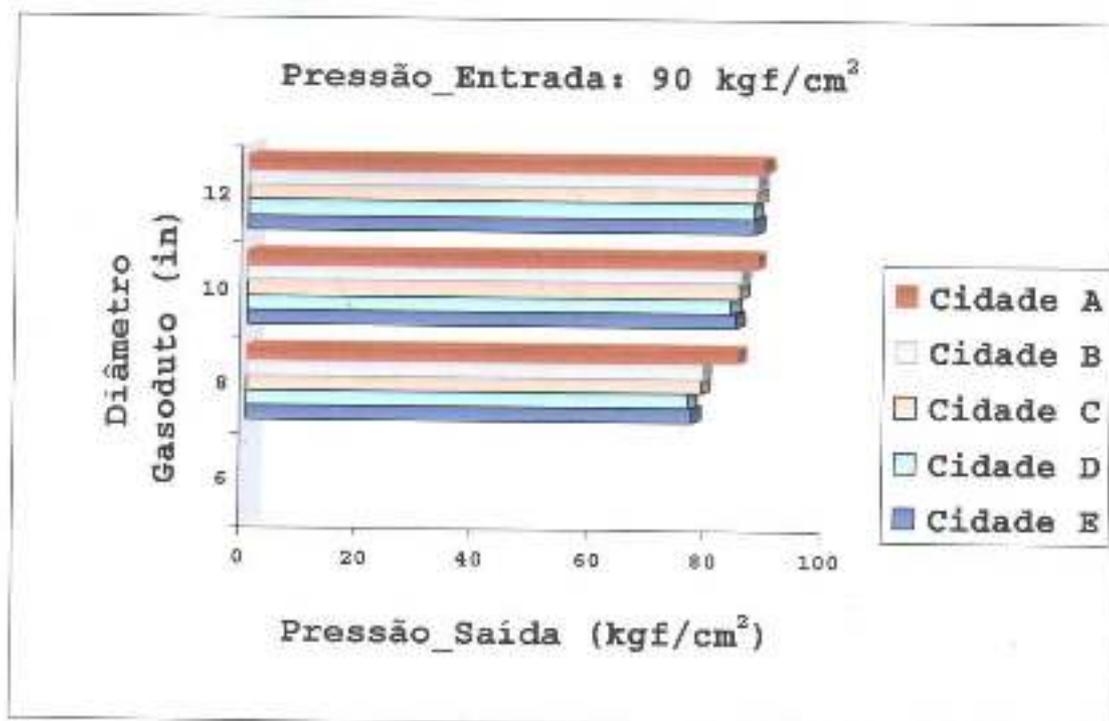


Figura 19: Resultados da simulação com pressão na entrada de 90 kgf/cm².

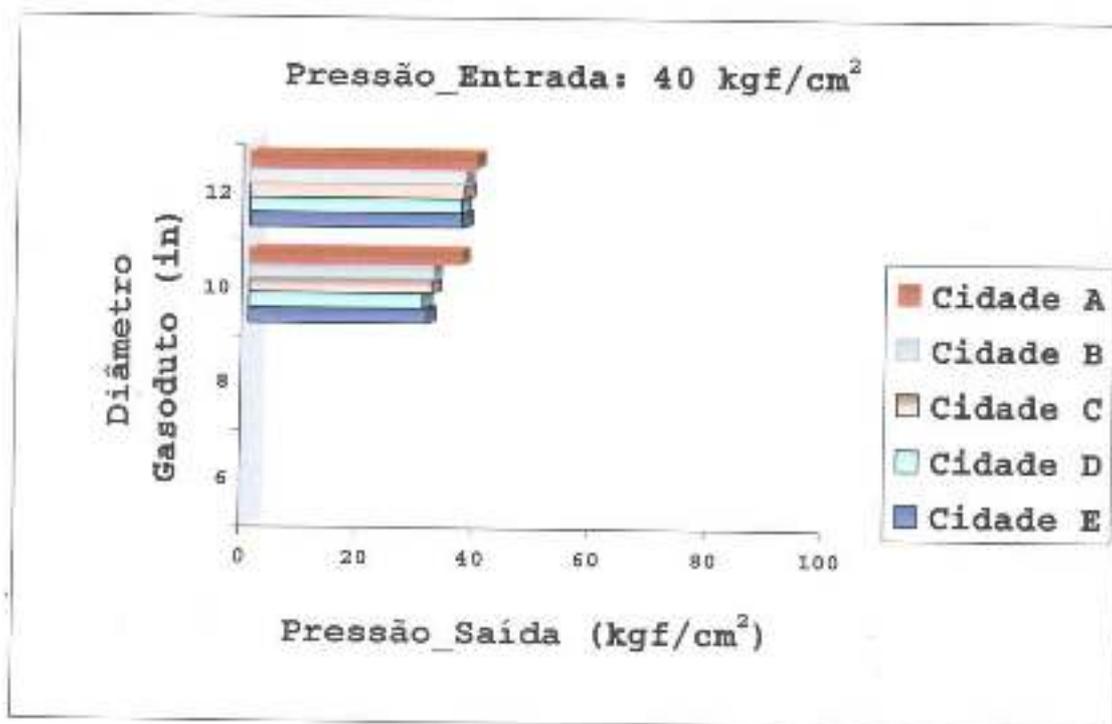


Figura 20: Resultados da simulação com pressão na entrada de 40 kgf/cm².

Com a análise dos gráficos concluiu-se que:

→ Como a pressão mínima requerida para alimentar um turbogerador é de 20 kgf/cm², o Gasoduto com 6 polegadas e uma pressão de entrada de 100 kgf/cm² não seria capaz de alimentar todas as Cidades, pois a pressão de saída na Cidade D foi de aproximadamente 7 kgf/cm²;

→ As malhas que não convergiram representam as situações em que a pressão de entrada é insuficiente para alimentar as vazões encontradas nas saídas do gasoduto, portanto foram eliminadas da análise.

→ O diâmetro de 10 polegadas foi o menor diâmetro capaz de satisfazer as condições do projeto (Pressão de saída > 20 kgf/cm²), portanto foi o escolhido para o Gasoduto estudado.

Um importante parâmetro analisado durante as simulações foi a velocidade do gás dentro do Gasoduto.

A máxima velocidade permissível em uma linha de gás, chamada de velocidade erosional, pode ser determinada pela Equação 21. A velocidade do projeto sempre deve ser menor do que esta velocidade, para que não ocorram erosões nos dutos.

$$v_e = \frac{A'}{\sqrt{\rho}} \quad (21)$$

Onde A' é um fator de conversão que apresenta o valor de 146 quando a massa específica está expressa em kg/m³ e a velocidade em m/s.

Nas simulações realizadas, a razão entre velocidade do gás e a velocidade erosional não ultrapassou o valor de 0,348 m/s, estando assim abaixo do limite permissível.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia | Depto. de Engenharia Química
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
B. Eliete S. Torres | Prof. Horácio Nicolas S. Lima

6. Visitas Realizadas

6.1. Em Terra

- » Ativo de Produção de Alto do Rodrigues;
- » Campo de Fazenda Belém;
- » Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos - UTPF (Pólo Industrial de Guamaré).

6.2. Em Mar

- » Plataforma de Pescada;
- » Plataforma de Ubarana 02 - PUB 02;
- » Plataforma de Ubarana 03 - PUB 03.

7. Conclusões

Do ponto de vista de qualificação acadêmica, o estágio foi de grande importância por proporcionar a utilização dos conhecimentos adquiridos em aulas teóricas em atividades na área de atuação de um Engenheiro Químico.

A falta de experiência e de conhecimento aprofundado dos processos da empresa se constituiu na principal dificuldade encontrada durante o desenvolvimento dos projetos. Com isso, a orientação do supervisor de estágio se revelou indispensável.

Em relação às atividades desenvolvidas, foram alcançados os objetivos estabelecidos para cada atividade. A planilha elaborada para a determinação da perda de calor em tubos deve ser ajustada para a obtenção de valores mais precisos, este ajuste consiste principalmente na obtenção das condutividades térmicas nas temperaturas em que se encontram as camadas axiais da tubulação estudada. As malhas de escoamento desenvolvidas, do Campo de Produção e do Gasoduto, podem ser usadas como suporte para projetos futuros.

8. Referências Bibliográficas

CAMPBELL, J. M.; *Gás Conditioning and Processing*, Vol. 1 – The Basic Principles, sixth edition, USA: Campbell Petroleum Series, 1990.

CAMPBELL, J. M.; *Gás Conditioning and Processing*, Vol. 2 – The Equipment Modules, sixth edition, USA: Campbell Petroleum Series, 1989.

CRANE. *Flow of Fluids*, Technical Paper No 410 – Through Valves, Fittings, and Pipe, USA, 1981.

ENGINEERING DATA BOOK; *Gás Processors Suppliers Association*, Ninth edition, Tulsa, Oklahoma: Gás Processors Association, 1972.

NEIVA, J. *Conheça o Petróleo*, 5ª ed., Rio de Janeiro: Ao Livro Técnico, 1986.

MARTINS, N. *Manual de Medição de Vazão*, Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1998.

PERRY, R. H., CHILTON, C. H.; *Chemical Engineers' Handbook*, Fifth edition, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd.

THOMAS, J., E., Organizador; *Fundamentos de engenharia de Petróleo*, Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2001.

Manual PIPESIM 2000, Baker Jardine.

ROTAVA, O. *Escoamento de fluidos*, Programa Trainee Petrobras 2003, Engenheiro de Processamento Junior, Rio de Janeiro, Março 2003.

INCROPERA, F. P., WITT, D. P.; *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*, LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A.: Rio de Janeiro, 1992.

SILVA, M. A.; *Manual de Treinamento – Seleção e Aplicação de Bombas Centrífugas*, 4ª ed., KSB Bombas Hidráulicas, 2001.

MACHADO, J. C.; *Reologia e Escoamento de Fluidos*, Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2002.