

Monografia de Graduação

Estudo de vias biotecnológicas aplicadas à tecnologia de petróleo

Manuelle Meike Silva de Araújo

Natal, outubro de 2002

SILVA DE ARAÚJO, Manuelle Meike – Estudo de Vias Biotecnológicas Aplicadas à Tecnologia de Petróleo. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo e Engenharia Bioquímica, Natal/RN, Brasil.

Orientadora: Prof^a. Dra. Gorete Ribeiro de Macedo.

RESUMO: A utilização de microrganismos e dos produtos de seu metabolismo para aumentar a recuperação do petróleo é conhecida por MEOR - Microbial Enhanced Oil Recovery. A técnica consiste na injeção de microrganismos e nutrientes ao poço e incubação por um determinado período. Se as condições do meio forem favoráveis, o crescimento microbiano e seus produtos poderão interferir de maneira considerável nas propriedades físico-químicas do petróleo (Lee et al., 1990). Dentre os mecanismos responsáveis pelo aumento de recuperação via MEOR destacam-se: redução da tensão superficial e da tensão interfacial entre óleo e água por biosurfactantes, aumento da permeabilidade do reservatório através da dissolução da rocha por ácidos orgânicos, desobstrução de poros por gases, dissolução de depósitos orgânicos por solventes e a obstrução seletiva de regiões de alta permeabilidade com biopolímeros (Momeni & Yen, 1990). Os biosurfactantes atuam reduzindo as forças capilares que impedem a mobilidade do óleo através dos poros da rocha e também podem auxiliar na emulsificação do óleo, ajudando no destacamento das películas de óleo das rochas. Destacam-se também em aplicações ambientais, podendo serem utilizados na bioremediação de solos e mananciais contaminados como também na limpeza de tanques e equipamentos. Reservatórios de óleo oferecem condições onde alguns microrganismos podem se desenvolver e estes, quando isolados e cultivados em laboratório, podem ser caracterizados quanto à produção de surfactantes. Neste trabalho, isolou-se microrganismos de poços de petróleo e selecionou-se, dentre os isolados, os produtores de biosurfactantes para formação de um banco de culturas com potencial aplicação na recuperação avançada de óleo e no tratamento de acidentes ambientais. Uma cepa deste banco foi cultivada em meio contendo hidrocarbonetos e sacarose, onde avaliaram-se a produção de biosurfactante pela medida da tensão superficial, a produção de biomassa do microrganismo por densidade óptica em espectrofotômetro e o consumo de substrato pelo método DNS.

Palavras Chaves:

- Microrganismo; biosurfactante e petróleo.

BANCA EXAMINADORA:

Presidente: Prof^a. Dra. Gorete Ribeiro de Macedo.

Membros:

Prof^a. Dra. Margarida Maria dos Anjos Magalhães

Prof. Dr. Tarcílio Viana Dutra Júnior

ABSTRACT

Study of Biotechnological Ways Applied to Petroleum Technology

The use of microorganisms and its metabolism products to increase petroleum recovery is known as MEOR - Microbial Enhanced Oil Recovery. This technique consists in microorganisms and nutrients injection into the well and its incubation during a predetermined time period. If the environment conditions are favorable, microbial growth and their products can interfere, in a considerable way, in petroleum physiochemical properties. Among the mechanisms that are responsible for petroleum recovery increase using MEOR can be cited: reduction of the superficial and interfacial tension between oil and water phases by biosurfactants, increase of reservoir permeability through rock dissolution using organic acids, pores unclog applying gases, organic deposits dissolution by solvents and the selective obstruction of high permeability areas with biopolymers (Momeni & Yen, 1990). Biosurfactants act reducing the capillary forces that prevent oil to move through rock pores and can also facilitate oil emulsification, allowing oil films detachment from reservoir rocks. These products have also been used in environmental applications, such as bioremediation of soils, treatment of contaminated water fountains and in cleaning process of tanks and equipments. Oil reservoirs present conditions where some microorganisms can grow. These microorganisms when isolated and cultivated at laboratory can be characterized with relation to surfactants production. In this work, microorganisms were isolated of oil wells and the biosurfactants producers were selected, among the isolated ones, to form a culture bank with potential application in advanced oil recovery and environmental pollution treatment. A microorganism stump of the developed bank was cultivated in sucrose and hydrocarbon medium and the biosurfactant production was evaluated by superficial tension measurement. The microorganism biomass production was evaluated by optical density using a spectrophotometer and the substratum consumption by DNS method.

Esta monografia é dedicada:

A Deus, por ter me proporcionado a oportunidade de realizar e concluir este trabalho.

Aos meus pais Manoel e Margarida e ao meu irmão Masterson, que estão sempre do meu lado em todos os momentos da minha vida.

E ao meu querido Gustavo pela compreensão, companheirismo e apoio.

AGRADECIMENTOS

À Professora Gorete Ribeiro de Macedo o meu agradecimento pela amizade, orientação e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

À Mestranda Ana Katerine de Carvalho Lima Lobato e a todos os bolsistas do Laboratório de Engenharia Bioquímica integrantes do projeto: Alex, Andréa, Márcio e Sanderson pela participação, apoio e solidariedade na divisão das análises.

À Professora Margarida Maria dos Anjos Magalhães, pesquisadora do Projeto e co-orientadora da mestranda Ana Katerine, pelo apoio.

Às professoras Ana Maria Souto Maior e Janete Magali de Araújo do Departamento de Antibióticos da Universidade Federal de Pernambuco pela parceria e colaboração.

Aos coordenadores do PRH-ANP 14: Afonso Avelino Dantas Neto, Osvaldo Chiavone Filho, Pagandai Pannir Selvan pela oportunidade concedida no programa e aos professores Romualdo Dantas Vidal, Tarcílio Viana Dutra Júnior e Eduardo Lins de Barros Neto que dedicaram seu tempo compartilhando suas experiências, contribuindo para minha formação acadêmica.

À PETROBRAS – UN-RNCE, pelo apoio, especialmente à Química de Petróleo, Jacqueline Aguiar que teve participação decisiva neste trabalho.

Ao CTPetro/FINEP e ao CNPQ pelo financiamento.

À Agência Nacional de Petróleo – ANP, por incentivar os estudos na área de Petróleo e Gás Natural.

Aos amigos de graduação, que durante cinco anos se fizeram presentes nos estudos.

Índice

Capítulo I.....	8
1 - Introdução	9
Capítulo II	11
2.1 – Histórico	12
2.2 - Produtos Químicos Convencionais x Microorganismos.....	16
2.3 – Características dos poços.....	17
2.4 - Ação dos microrganismos sobre a composição do óleo bruto	17
2.4.1 - Modificação do óleo por águas e bactérias.....	17
2.4.2 - Biodegradação do óleo bruto	18
2.4.3 - Condições para a degradação microbiana aeróbia de óleo bruto.....	19
2.4.4 - Mudanças nas propriedades do óleo bruto através de biodegradação	19
2.5 - Microbiologia do Petróleo.....	20
2.5.1 - Utilização de hidrocarbonetos por microrganismos.....	20
2.5.1.1 - Produção de Biosurfactantes.....	21
2.5.2 - Bactérias sulfato-redutoras	22
2.5.3 - Bactérias metanogênicas	23
2.5.4 - Bacillus formadores de esporos	23
2.5.5 - <i>Clostridium</i> sp produtores de gás e halofílicos (tolerantes ao sal).....	24
Capítulo III	25
3.1 – Material e Métodos para o isolamento e seleção dos microrganismos	26
3.1.1 - Coleta das Amostras.....	26
3.1.2 - Meios de Cultura.....	26
3.1.3 - Isolamento	26
3.1.3.1 - Isolamento e Manutenção	27
3.1.3.2 - Seleção em Meio Agar-Sangue.....	27
3.2 – Material e Métodos para o teste de produção de biosurfactantes	27
3.2.1 - Meio de Cultura	27
3.2.2 - Preparação do Inóculo.....	27
3.2.3 - Testes de Produção de Biosurfactantes	28
3.2.4 - Tensão Superficial.....	28
3.2.5 - Biomassa.....	28
3.2.6 - Consumo de Substrato.....	28
Capítulo IV	30
4.1. Resultados e Discussão para o isolamento e seleção dos microrganismos	31
4.1.1. Primeira Coleta.....	31
4.1.2 - Segunda coleta	31
Isolados 2ª Coleta	32
4.1.3. Seleção de Produtores de Surfactantes	32
4.2 – Resultados e Discussão para o Teste de Produção de Biosurfactantes	32
4.2.1 – Curva Padrão.....	32
4.2.2. Cultivo em meio contendo sacarose.....	33
4.2.3 - Cultivo em meio contendo sacarose e petróleo	33
Capítulo V	38
5 - Conclusões	39
Capítulo VI.....	40
6 - Bibliografia.....	41

Lista de Figuras

Figura 1 - Total de microrganismos isolados das amostras P-01, P-02 e P-03 a 30°C e 50°C.	31
Figura 2 - Total de microrganismos Isolados da 2ª coleta (P-01, P-02 e P-03).	31
Figura 3 - Formação de Aglomerados do óleo.	31
Figura 4. Atividade hemolítica dos microrganismos isolados do petróleo a 30°C durante 48h.	32
Figura 5 - Atividade hemolítica dos microrganismos isolados do petróleo a 37°C durante 48h.	32
Figura 6 - Apresentação de halo	32
Figura 7 - Curva de calibração glicose + frutose.	33
Figura 8 - Tensão superficial e concentração celular em função do tempo.	33
Figura 9 - Biomassa e substrato em função do tempo	33
Figura 10 - Tensão superficial e concentração celular em função do tempo.	33
Figura 11 - Biomassa e substrato em função do tempo.	34

Lista de Tabelas

Tabela 1. Microrganismos isolados nos meios MS (1), MS (2) e MSS.	32
---	----

Capítulo I

INTRODUÇÃO

1 - Introdução

A utilização de microrganismos na recuperação de petróleo é um processo que teve a sua importância destacada a partir da década de 70, quando ocorreu a crise mundial de energia.

MEOR – Microbial Enhanced Oil Recovery – é uma tecnologia promissora de recuperação terciária que utiliza microrganismos e/ou seus produtos metabólicos na recuperação de óleo residual (BANAT, 1994).

Os mecanismos responsáveis pelo aumento de recuperação observado com MEOR são vários e incluem: redução da tensão superficial e da tensão interfacial entre óleo e água, diminuição da viscosidade por biosurfactantes, aumento da permeabilidade do reservatório por dissolução da rocha por ácidos orgânicos, desobstrução de poros por gases, dissolução de depósitos orgânicos por solventes e a obstrução seletiva de regiões de alta permeabilidade com biopolímeros (MOMENI & YEN, 1990).

Reservatórios de óleo oferecem condições onde alguns microrganismos podem se desenvolver e estes, quando isolados e cultivados em laboratório, podem ser caracterizados quanto à produção de surfactantes. Através de métodos específicos, microrganismos podem ser selecionados e utilizados para a formação de um banco de culturas com potencial aplicação na recuperação do meio ambiente e em MEOR.

Biosurfactantes formam um grupo heterogêneo de moléculas de superfície ativa sintetizados por microrganismos podendo ser intracelular ou extracelular. Estas moléculas reduzem a tensão superficial, a concentração micelar crítica e a tensão interfacial de um meio contendo uma solução aquosa e uma mistura de hidrocarbonetos. Estas propriedades geram microemulsões com as quais ocorre a formação de micelas onde hidrocarbonetos podem se solubilizar em água ou água em hidrocarbonetos. As propriedades de vários biosurfactantes têm sido extremamente revisadas (Cooper, 1986; Rosenberg, 1986; Haferburg et al., 1990; Kosaric, 1993). A estrutura dos biosurfactantes contém uma parte hidrofílica composta por aminoácidos ou peptídeos, ânions ou cátions, ou mono-, di-, ou polissacarídeos. A parte hidrofóbica é composta por estruturas saturadas, insaturadas ou ácidos graxos hidroxilados (Georgiou et al., 1992) ou ainda peptídeos hidrofóbicos.

Devido as suas características, os biosurfactantes são extremamente utilizados em diversas indústrias, tais como alimentícias, farmacêuticas, de cosméticos, química, sendo a de petróleo uma das mais importantes. Nesta, eles são uma alternativa atrativa, sendo utilizados em recuperação avançada de óleo, limpeza de tanques e equipamentos, tratamento de acidentes decorrentes de derramamento de óleo, emulsificação de óleo e na quebra de emulsões óleo/água e água/óleo. Sua utilização *in situ* e *ex situ* na recuperação avançada de óleo vem despontando como alternativa importante em situações específicas.

Os objetivos preliminares deste trabalho foram isolar microrganismos produtores de biosurfactantes a partir de poços de petróleo e cultivá-los a fim de estudar condições que favoreçam a síntese do biosurfactante com a finalidade de otimizar a sua produção para aplicá-lo na recuperação avançada de poços de petróleo cuja produção de óleo encontra-se em declínio e na biorremediação de solos e mananciais contaminados, como também na limpeza de tanques e equipamentos.

Dentre os microrganismos selecionados, escolheu-se um para se fazer o estudo cultivando-o em meio contendo sacarose adicionado de petróleo, com os objetivos de: a) acompanhar a produção de biosurfactante, através da medida da tensão superficial, dentro das condições estabelecidas, composição do meio, temperatura, tempo e agitação; b) avaliar a produção de biomassa do microrganismo por densidade óptica da cultura em espectrofotômetro e o consumo de substrato pelo método DNS.

Assim sendo, esta monografia mostra sua relevância na área de estudos de engenharia de processos em plantas de petróleo e gás natural e também por intentar um desenvolvimento tecnológico, abordando um tema ainda pouco explorado em nível nacional, mas de grande interesse da indústria de petróleo.

Capítulo II

ASPECTOS TEÓRICOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 – Histórico

O uso de microrganismos na indústria de Petróleo não é nada novo. Davis escreveu sobre o uso dos microrganismos na indústria nascente de petróleo em seu livro "Microbiologia do Petróleo" (1913). Alguns anos mais tarde, em 1926, o cientista inglês Beckham postulou a teoria que se o óleo, que remanesce no reservatório depois que o gás em solução que coexiste com ele foi esgotado, fosse inoculado com um microorganismo vivo cujos bioprodutos metabólicos alterassem as propriedades físico-químicas do óleo, talvez isto causasse "um fluxo novo". Durante 1930's os engenheiros e os geólogos na União Soviética sugeriram que o uso dos microrganismos era uma "ferramenta de perspectivas futurísticas", mas rígido sigilo impediu que o resto do mundo aprendesse sobre suas aplicações principiantes de teorias ainda não provadas.

ZOBELL (1947) iniciou as investigações sobre MEOR (Microbial Oil Recovery Enhancement) em nível de laboratório. Uma vez que as bactérias sulfato-redutoras encontravam-se predominantemente no óleo, o autor utilizou este grupo de microrganismos na tentativa de separar óleo contido em areia coberta por piche, e obteve resposta positiva. O autor explicou a liberação do óleo como devido à decomposição de carbonatos inorgânicos pelos microrganismos, diminuição da viscosidade do óleo pelo CO₂ produzido, afinidade das bactérias por sólidos e pela diminuição da tensão superficial. ZOBELL (1947) sugeriu trabalhos mais detalhados antes da aplicação em campo e chamou a atenção para as modificações causadas pelas bactérias sulfato-redutoras no óleo bruto, bem como para o efeito corrosivo dos produtos gerados por estas.

Os primeiros estudos sobre a aplicação de microrganismos em campos petrolíferos foram conduzidos por KUZNETSOV et al. (1963) na União Soviética, que inocularam em poço da região de Middle Volga, 54 m³ de culturas mistas de bactérias crescidas em melão contendo 4% em açúcares, sob condições de cultivo semelhantes às do reservatório. A seguir, o poço foi fechado por um período de seis meses. Quando o poço foi reaberto, a pressão interna havia aumentado de 1,5 atm, e a viscosidade do óleo havia mudado de 40,3 para 49,3 cp, o que propiciou que a produção diária de óleo subisse de 37 para 40 tons. No entanto, uma vez que o crescimento das bactérias foi lento, os autores sugeriram que a multiplicação dos microrganismos poderia ter se restringido à região da perfuração, e que a maior parte do reservatório teria permanecido inafetado.

Na Europa, os primeiros testes de campo foram conduzidos nos anos 60-70. Durante este período, a aplicação de microrganismos para a recuperação do petróleo foi testada em 20 poços na Polônia. Nesses reservatórios, 500L de cultura de bactérias pertencentes aos gêneros *Arthrobacter*, *Clostridium*, *Peptococcus* e *Pseudomonas* na ordem de 10⁶/mL, foram inoculadas juntamente com 2 tons de melão e 50 m³ de água do próprio reservatório. Após um período de 3 a 6 meses, durante os quais os poços, permaneceram fechados, foi observado um aumento médio de 20 a 200% de óleo que perdurou de 9 meses a 8 anos, dependendo do reservatório (KARASKIEWICZ, 1975).

Várias pesquisas tiveram início na Romênia em 1971, por um grupo de pesquisadores dirigidos por LAZAR, do Instituto Biológico Central, em Bucaresti (JANG e YEN, 1990). Os objetivos principais destes estudos foram no sentido de caracterizar as bactérias presentes nos reservatórios, bem como de selecionar aquelas capazes de se adaptarem às suas condições. Os gêneros mais freqüentemente encontrados foram *Pseudomonas*, *Arthrobacter*, *Mycobacterium*, *Micrococcus*, *Peptococcus*, *Bacillus* e *Clostridium*. Ocasionalmente, foram encontradas bactérias pertencentes ao gênero *Aerobacter*, *Flavobacterium*, *Brevibacterium*, *Cellulomonas*, *Corynebacterium*, *Nocardia* e algumas leveduras. Em seguida, foram selecionadas linhagens capazes de metabolizar óleo em laboratório, com testes subsequentes em 7 reservatórios. Estes testes diferiram dos realizados anteriormente uma vez que o melão foi aplicado a intervalos de 2 meses, ficando os poços fechados entre as injeções. Após 6 meses da última injeção com nutrientes, a contagem de bactérias voltou a ser igual a inicial, o que indicou adaptação dos microrganismos às condições do reservatório. Os resultados deste trabalho foram positivos apenas em 2 dos reservatórios teste, tendo sido verificado um aumento na produção de óleo que alcançou 200% por períodos de 1 a 5 anos. Os pesquisadores concluíram que as bactérias demonstraram capacidade para degradar parcialmente o óleo, mas que a injeção de melão foi essencial para a manutenção da atividade dos microrganismos, levando a aumento da recuperação do óleo. As razões para o insucesso observado nos demais reservatórios foram atribuídas entre outros fatores, à permeabilidade da rocha reservatório, menor do que 200 md, a deficiências na continuidade do strata entre o poço de injeção e o de produção, ao movimento da areia, a altas temperaturas (52-56°C) e a alta salinidade (170-190g NaCl/l). Cada um desses problemas foi detectado num reservatório diferente.

Na Hungria, onde foram realizados testes de campo no período de 1965 a 1972, concluiu-se que a permeabilidade da rocha é um dos fatores limitantes para o sucesso da aplicação de microrganismos para recuperação do petróleo (JANG e YEN, 1990). Em um reservatório com permeabilidade de 600 a 700 md, temperatura de 50°C e 600m de profundidade, inoculado com *Pseudomonas*, *Clostridium* e *Desulfovibrio* previamente adaptadas às condições do reservatório, foi verificado aumento de produção de óleo por um período de oito meses. A produção de gás também foi beneficiada havendo um aumento de 0 para 40 m³/dia. Em um segundo reservatório utilizado para os testes, com profundidade de 1400m, temperatura de 50°C e permeabilidade de 10 a 70 md, nenhum efeito foi observado. Assim, parece haver uma faixa mínima de permeabilidade para perfeita atuação dos microrganismos.

A partir de 1975, as pesquisas sobre MEOR tiveram novos incentivos em vários países, especialmente nos Estados Unidos, Inglaterra, Canadá e China. Dentre as inovações nas técnicas anteriormente utilizadas, trabalhos realizados na Inglaterra propuseram a injeção periódica de uma fonte de carbono mais acessível de maneira a suprir as necessidades da fermentação *in situ*, e propuseram que para reservatórios profundos, a única metodologia microbiana que dá resultados é a utilização de bactérias metanogênicas anaeróbias (JANG e YEN, 1990).

JACK e DIBLASIO (1985) investigaram uma forma quaternária de recuperação do petróleo, que é a possibilidade de biometanização do óleo residual deixado no reservatório, após o esgotamento de todas as técnicas de recuperação aplicáveis. Os autores concluíram que isto é possível, porém com certas restrições, uma vez que a taxa de crescimento microbiano é extremamente vagarosa.

Os chineses estudaram ao longo de 10 anos a produção de polímeros, como a goma xantana, por bactérias desenvolvidas em óleo bruto. A utilização da bactéria *Brevibacterium viscogenes*, produtora deste polissacarídeo, permitiu a recuperação de 50% do óleo residual que havia permanecido após a injeção secundária de água no reservatório (WANG, 1983). Este efeito foi conseguido devido ao aumento da viscosidade do óleo. O uso de tais microrganismos é arriscado, porém, pois vários estudos têm demonstrado que os polissacarídeos podem levar à aglomeração de células e ao fechamento das superfícies dos

poços de injeção. Uma alternativa é a utilização de microrganismos com tais características, para o tamponamento de zonas altamente permeáveis (JANG e YEN,1990).

Recentemente, outras pesquisas têm se concentrado no desenvolvimento de processos de produção de “single cell protein” (SPC) utilizando bactérias e leveduras com capacidade para metabolizar óleo bruto ou seus derivados, tais como etanol e metanol, como fonte de carbono e energia (JANG e YEN,1990).

Sabe-se que o crescimento de microrganismos sobre hidrocarbonetos é geralmente acompanhado da emulsificação da fonte de carbono no meio aquoso, efeito que se deve aos bioemulsificantes extracelulares, que aumentam grandemente a área interfacial hidrocarboneto-água. A capacidade emulsificante dos surfactantes produzidos por microrganismos é igual ou maior do que daqueles produzidos sinteticamente. Desta forma, várias pesquisas sobre a obtenção de tais produtos por via fermentativa tem sido conduzidas em laboratório, independente da aplicação de MEOR in situ (LIU,1985).

A partir de informações combinadas a respeito dos resultados das aplicações de MEOR em campo com dados de laboratório, foi possível tirar conclusões positivas sobre o uso desta técnica. De acordo com HITZMAN (1982,1988) os testes de campo realizados até o momento, permitiram chegar às seguintes conclusões:

1. Microrganismos podem crescer dentro das condições normais do reservatório.
2. Microrganismos podem migrar através do reservatório.
3. O alcance da penetração microbiana depende das características do reservatório, que concernem das propriedades de permeabilidade da rocha, distribuição e tamanho dos poros, e da vedação, além das propriedades químicas como carga superficial, presença de salinidade da água de formação.
4. O número e tipo de microrganismo que se estabelece e que são estimulados no reservatório, dependem da disponibilidade de nutrientes, do inóculo e das condições do reservatório. Desta forma, o reservatório deve ser considerado como um bioreator, onde a adição de nutrientes é indispensável para que se alcance a máxima atividade microbiana.
5. A penetração das células dos microrganismos nas rochas depende do modo de injeção, do conteúdo de sais e da densidade da suspensão celular. É importante considerar ainda, as propriedades das células como forma, tamanho, carga superficial, mobilidade,

produção de cápsulas gomosas e se as células crescem individualmente ou em grumos ou cadeias.

6. Os produtos microbianos como ácidos ou gases são produzidos no reservatório e as reações químicas decorrentes influenciam os fluidos e as características do reservatório.

7. O consórcio microbiano (associação) que dominará o reservatório dependerá dos nutrientes e das condições do reservatório.

8. Enquanto a tecnologia relacionada a MEOR tem aplicações planejadas, cada teste de MEOR deve ser designada para um reservatório específico.

9. Projetos de MEOR requerem cooperação e coordenação entre microbiologistas e engenheiros de reservatórios.

Existem vários mecanismos mediante os quais os microorganismos e/ou seus derivados podem melhorar a recuperação de petróleo bruto. As tecnologias microbiológicas utilizadas para a limpeza e estimulação de poços produzem nos sítios: ácidos, gases, dissolventes e biosurfactantes, os quais eliminam os depósitos de matéria orgânica (frações pesadas do bruto) e evitam depósitos de matéria inorgânica (escalas de carbonatos ou sulfatos) no poço ou nas zonas próximas ao mesmo e, portanto melhoram a drenagem de petróleo para o interior do poço. Por outra parte, nos processos de extração de petróleo bruto por injeção de água que empregam técnicas baseadas na utilização de microorganismos, a produção de biosurfactantes e/ou dissolventes na jazida libera o resíduo bruto que se encontra empregnado nos poros das rochas, incrementando a eficiência na produção. (Revista Latinoamericana. Oklahoma, E.U.A.: PennWell Publishing Co,1998 – bimestral).

2.2 - Produtos Químicos Convencionais x Microorganismos

A grande diferença entre os produtos químicos convencionais e os microorganismos, é que os primeiros dependem totalmente do movimento dos fluidos através da jazida como o único meio de transporte, enquanto que os microorganismos podem transportasse para as zonas de maior saturação do bruto residual e mobilizar o petróleo previamente considerado irre recuperável.

Devido a que os microorganismos são capazes de transportassem por eles mesmos, contatando as zonas de maior volume do bruto residual e produzindo continuamente os bioprodutos desejados no sítio, o efeito produzido na jazida trará uma duração maior que com os produtos químicos convencionais.

A biotecnologia é uma alternativa inovadora para aumentar o potencial e a produção da jazida em algumas situações específicas de poços maduros.

2.3 – Características dos poços

As características dos poços que devem ser avaliadas antes da injeção dos microorganismos são:

- Idade geológica;
- Tipo de formação;
- Profundidade;
- Pressão;
- Gradiente de pressão;
- Porosidade;
- Permeabilidade;
- Temperatura;
- Gravidade;
- Mecanismos de empuxo, gás em solução/acuífero;
- Produção média.

Pela observação das características mencionadas pode-se avaliar a situação em que o poço se encontra.

2.4 - Ação dos microrganismos sobre a composição do óleo bruto

Poderá ocorrer modificação ou degradação do óleo pelos microrganismos.

A biodegradação envolve a mineralização de produtos químicos a compostos finais simples pelas bactérias, enquanto a modificação envolve a mudança de um determinado composto para outro mais simples ou mais complexo.

2.4.1 - Modificação do óleo por águas e bactérias

A primeira observação de que bactérias poderiam atacar o óleo no próprio reservatório, veio após uma detalhada análise dos campos de Bell Creek em Montana por WINTERS e

WILLIANS (1969). A distribuição de n-parafinas em 12 amostras de óleo de vários poços indicaram que o óleo no reservatório localizado no sudeste do campo, que está associado com água de alta salinidade, apresentava um conteúdo mais alto em parafinas do que aquele do Nordeste, associado com água fresca. Sugeriu-se que o principal mecanismo de alteração seriam os microrganismos introduzidos com água de recarga atmosférica que carrega oxigênio dissolvido e outros nutrientes necessários para a atividade bacteriana. Possivelmente, aminoácidos derivaram do material proteináceo normalmente produzidos por microrganismos que oxidaram a parafina.

Outros autores confirmaram as modificações bacterianas do óleo, verificando um aumento de compostos hetero-átomo (NSO), bem como um aumento no conteúdo em asfalteno do óleo alterado (EVANS et al., 1971; BAILEY et al., 1973b). Até o momento não está claro se o aumento de compostos orgânicos de enxofre no óleo bruto é resultado do metabolismo microbiano ou se os compostos de enxofre são deixados seletivamente após a bactéria ter eliminado certas partes da porção hidrocarboneto.

Sabe-se que as bactérias introduzidas no reservatório juntamente com a água, aparentemente utilizam o oxigênio dissolvido e metabolizam preferencialmente certos compostos de petróleo. Dentro de condições anaeróbias, o suprimento de oxigênio para a atividade bacteriana deve ser derivado de íons sulfato dissolvido. Entretanto, KALLIO (1984) afirma que o passo inicial na oxidação microbiana de qualquer hidrocarboneto deve ter uma reação aeróbia que necessita “O” molecular, isto é, o oxigênio da água. Uma vez que o oxigênio tenha quebrado a estrutura do hidrocarboneto, reações anaeróbias podem melhor modificar a molécula oxidada.

2.4.2 - Biodegradação do óleo bruto

A biodegradação sequencial de saturados e aromáticos no óleo bruto ocorre usualmente da seguinte maneira: naftaleno, fenantreno, hexadecano e antraceno. O tempo necessário para que o ataque microbiano se inicie aumenta com a complexidade da molécula. Ainda, a concentração de nutrientes afeta a seqüência de ataque dos aromáticos e saturados. Em geral, a seguinte seqüência ilustra a ordem na qual a bactéria usará suas reações metabólicas: parafinas de cadeia curta > parafinas de cadeia longa > isoparafinas > cicloparafinas > aromáticos > heterocíclicos > asfálticos.

2.4.3 - Condições para a degradação microbiana aeróbia de óleo bruto

A transformação de óleo bruto em reservatórios por bactérias aeróbias requer cinco condições principais que são em seguida resumidas:

- *Movimento de águas por hidrodinâmica ou por compactação.* Biodegradações drásticas são observadas geralmente em reservatórios rasos que são inundados por águas meteóricas.
- *Contato água-óleo.* Bactérias vivem em fase aquosa e não crescem em óleo, portanto, a degradação bacteriana ocorre na interface óleo-água.
- *Provisão suficiente de nutrientes como nitrato, fosfato e oxigênio dissolvido em água.*
- *Presença de micróbios.*
- *Temperatura da subsuperfície acessível a atividade microbiana.* 100⁰C parece ser o limite máximo de biodegradação onde todas as bactérias morreriam.

Também foi observado que o efeito de degradação microbiana tende a ser menor e menos importante quando a temperatura aumenta.

2.4.4 - Mudanças nas propriedades do óleo bruto através de biodegradação

A. Efeito da biodegradação nas propriedades básicas

A ação das bactérias acarreta mudanças nas propriedades dos óleos bruto, que são listadas abaixo:

1. GASES (C₁ – C₆)
2. PROPORÇÃO GÁS-ÓLEO
3. FAIXA DA GASOLINA (C₆ – C₁₅)
4. GRAU API

5. VISCOSIDADE
6. MUDANÇAS NA COMPOSIÇÃO BÁSICA DO COMPOSTO C₁₅⁺
 - alcanos
 - aromáticos
7. CONTEÚDO DE ENXOFRE
8. CONTEÚDO DE NITROGÊNIO
9. V e Ni
10. ATIVIDADE ÓTICA
 - alcanos
11. POUR POINT
12. MUDANÇAS NOS TIPOS DE ÓLEOS

óleo parafínico-----óleos naftênicos
 parafínico ou parafínico-naftênico-----aromático-naftênico
 parafínicos condensado-----naftênicos condensado
 condensados-----óleos leves
 aromático-intermediário-----aromático-asfaltênico

2.5 - Microbiologia do Petróleo

É importante que se conheça a microflora comum associada aos reservatórios de petróleo, e como ela responde à injeção de outros microrganismos e de nutrientes ao reservatório para que o processo de MEOR tenha sucesso (LEE et al.,1990).

A distribuição e a atividade das bactérias inerentes ao do reservatório e com a infiltração de água pela rocha. Dentro dos depósitos de óleo, o número de bactérias aumenta no decorrer dos anos, conforme o óleo é bombeado, novamente indicando a influência do influxo de água sobre a microflora (LEE et al.,1990).

2.5.1 - Utilização de hidrocarbonetos por microrganismos

Por uso de óleo bruto como substrato, as seguintes bactérias foram identificadas como utilizadoras de hidrocarbonetos: *Achromobacter*, *Alculigenes*, *Flavobacterium*, *Cytophaga*, *Acinetobacter*, *Pseudomonas*, *Xanthomonas*, *Arthrobacter* e *Thermomicrobium*. (ATLAS,1981).

A utilização de hidrocarbonetos em forma de gotas é muito comum e envolve frequentemente a produção de biosurfactantes como agentes emulsificantes para produzir microgotas de hidrocarbonetos (WATKINSON e MORGAN, 1990). Em tais casos, as gotas de hidrocarbonetos podem ser encapsuladas dentro de uma micella surfactante. Em relação à célula, existem várias adaptações para facilitar a metabolização desta fonte de carbono. Uma das características da maioria dos microrganismos que degradam hidrocarbonetos é a superfície celular altamente hidrofóbica, o que facilita a associação com as gotas de hidrocarbonetos, ou que permite com que os microrganismos se mantenham dentro da fase orgânica durante o crescimento (WATKINSON e MORGAN, 1990). Foram também registradas mudanças na composição lipídica da membrana de células cultivadas sobre alcanos (SINGER e FINNERTY, 1984), o que pode representar uma adaptação do organismo com a fase hidrocarboneto.

2.5.1.1 - Produção de Biosurfactantes

Inúmeros autores estudaram a produção de biosurfactantes em várias condições, seja em culturas mistas ou em culturas puras, aeróbica ou anaerobicamente, em cultivo contínuo ou descontínuo. E também analisando efeitos dos fatores ambientais e nutricionais.

Javaheri, Jenneman, McInerney, et alii, (1985) estudaram a produção anaeróbica de biosurfactante por *Bacillus licheniformis* JF-2, mostrando que este microrganismo produz em condições anaeróbicas um biosurfactante que reduz significativamente a tensão superficial do meio para $< 30\text{mN/m}$. E nesta situação é utilizado em operações de aumento da recuperação de óleo.

Bacillus licheniformis JF-2 e o biosurfactante produzido por ele apresentaram muitas propriedades desejáveis para o melhoramento de operações de recuperação de óleo.

O fato do biosurfactante ser produzido em condições anaeróbicas, em temperaturas e salinidades encontradas em muitos reservatórios, necessitar de baixa concentração micelar crítica, e gerar baixas tensões interfaciais e superficiais mostrou que ele é adequado para processos microbianos que aumentam a recuperação de óleo.

Mattei, et al, (1985) realizaram um estudo sobre a produção de biosurfactantes através do crescimento de uma população mista de bactérias num processo contínuo em óleo bruto. O

objetivo deste trabalho foi produzir, de uma forma viável, uma grande quantidade de produtos emulsificantes de petróleo.

O estudo de culturas contínuas com *Pseudomonas aeruginosa* foi realizado por Guerra-Santos, et al, (1986), com o objetivo de aumentar a produção de biosurfactantes estabelecendo condições ambientais e nutricionais necessárias.

Robert, Mercadé, Bosch, et alii, (1989) reportaram o efeito da fonte de carbono na produção de biosurfactante por *Pseudomonas aeruginosa* 44T1. Dentre as diferentes fontes de carbono testadas estão: glicose, frutose, acetato de sódio, succinato de sódio, piruvato de sódio, citrato de sódio, glicerol, manitol e n-alcenos de C10 a C16.

A produção contínua de biosurfactante lipopeptídico por *Bacillus licheniformis* JF-2 foi pesquisada por Lin, Carswell, Georgiou, et alii, (1993).

Ghurye, et al, (1944), apresentaram um trabalho sobre a produção não asséptica de biosurfactante por uma cultura mista utilizando melão como substrato num reator em batelada agitado.

A produção de biosurfactante foi estudada sob várias condições em relação: ao efeito da variação da biomassa, a atividade superficial, a diluição micelar crítica e a capacidade de emulsificação.

A capacidade de emulsificação do meio de células livres foi estudada com hidrocarbonetos de diferentes tamanhos e verificaram que o biosurfactante foi igualmente afetado na sua capacidade de emulsificação por hidrocarbonetos alifáticos lineares na extensão de C6 a C16.

2.5.2 - Bactérias sulfato-redutoras

Vários estudos demonstram que bactérias sulfato-redutoras estão entre as espécies mais amplamente encontradas em reservatórios de petróleo. Estas podem ser introduzidas através da água, dos equipamentos ou juntamente com os fluidos de perfuração, podendo causar sérios problemas de corrosão, redução do valor do óleo por aumento de seu conteúdo em sulfeto, e produção de gases tóxicos como sulfeto de hidrogênio (CURD-RUWISCH et al.,

1987). A massa celular das bactérias sulfato-redutoras pode tamponar os poros da rocha, além de acidificarem o óleo bruto e degradarem os produtos químicos usados em EOR.

As bactérias sulfato-redutoras são heterótrofas anaeróbias e utilizam sulfato comoceptor de elétrons liberado pela oxidação de nutrientes. As seguintes bactérias sulfato-redutoras foram isoladas da água de subsuperfície contendo óleo: *Spirillum desulfuricans*, *Microspira aestuari*, *Desulfovibrio desulfuricans*, *Vibrio thermodesulfuricans*, e *Vibrio sp.* (DAVIS, 1967).

2.5.3 - Bactérias metanogênicas

Culturas puras de bactérias metanogênicas foram isoladas a partir de reservatórios de óleo (LAURINAVICHUS et al., 1983). São bactérias anaeróbias estrita e geralmente requerem um menor potencial redox para crescimento do que outros anaeróbios, com uma longa afinidade por H₂.

Hidrocarbonetos parafínicos de alto peso molecular podem ser fermentados a metanol através da seguinte reação: $4(\text{CH}_2) + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{CH}_4 + \text{CO}_2$, mas a taxas extremamente baixas.

2.5.4 - Bacillus formadores de esporos

Bacillus são facilmente isolados dos reservatórios, sendo capazes de tolerar as condições adversas deste meio.

A temperatura preferida destas bactérias é de 25 a 55 °C. A produção de polissacarídeos é grande a 4% de salinidade ou mais (todas As colônias crescem a 10% de sal, tendo uma aparência mucóide). O pH de todos os meios de cultura enriquecidos foi ajustado para 10,0 com cloreto de sódio. Usando esta condição alcalina a bactéria selecionada é particularmente interessante pelas seguintes razões: (1) A bactéria pode ser injetada juntamente com um fluxo alcalino secundário ou após um reservatório ter passado por uma injeção alcalina (inundação), e (2) condições alcalinas geralmente aumentam a produção de polissacarídeos.

O grupo de pesquisas da Universidade de Oklahoma isolou a partir da água de injeção, uma linhagem produtora de surfactante, *Bacillus licheniformis* JF-2. O surfactante tem

propriedades similares ao produzido por *Bacillus subtilis*, que tem sido estudado por Yen na Universidade da Califórnia do Sul.

2.5.5 - *Clostridium* sp produtores de gás e halofílicos (tolerantes ao sal)

As características metabólicas desejáveis das espécies e/ou linhagens de *Clostridium* para aplicação em MEOR são as seguintes, de acordo com GRULA et al.(1982): a) Produção de grandes quantidades de gás (primariamente CO₂) ajuda a repressurização do reservatório e devido a miscibilidade deste gás no óleo ocorrerá uma diminuição na viscosidade do óleo bruto. b) Produção de grandes quantidades de ácidos orgânicos de baixo peso molecular, que auxiliam na dissolução de carbonato de cálcio da rocha, aumentando o movimento da bactéria através do reservatório bem como no deslocamento do óleo que estava preso a tais rochas. c) Produção de grandes quantidades de solventes de baixo peso molecular como álcoois e acetona, o que resulta em solubilização do óleo bruto. D) Produção de grande quantidade de emulsificantes não-iônicos de baixo peso molecular que formam emulsões óleo-água, o que causará solubilização do óleo bruto na superfície dos poros da rocha.

Capítulo III

METODOLOGIA EXPERIMENTAL

3.1 – Material e Métodos para o isolamento e seleção dos microrganismos

3.1.1 - Coleta das Amostras

Foram selecionados três poços na Zona AÇU100, Mossoró - RN.

As coletas foram realizadas nas cabeças dos poços utilizando-se frascos estéreis de 500mL. Após a válvula aberta por alguns segundos, as amostras foram coletadas e transportadas à temperatura ambiente para o laboratório. O início do isolamento foi realizado após, aproximadamente, 24 horas.

3.1.2 - Meios de Cultura

Para cultivo de enriquecimento, foram utilizados os seguintes meios:

- Meio de sacarose, MS enriquecido com Sacarose, NaCl, $(\text{NH}_4)\text{SO}_4$, $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, EDTA, $\text{MnSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$, FeSO_4 , CaCl_2 , CoCl_2 , ZnSO_4 .
- Meio de melaço, MM enriquecido com Melaço, Extrato de levedura, KH_2PO_4 , NaCl.

3.1.3 - Isolamento

Para esta etapa, foram utilizados Erlenmeyers de 250 mL contendo 50 mL de cada meio. Em seguida, 5 mL de cada amostra foi inoculada e incubada sob diferentes condições:

A= Temperatura de 30°C, sem agitação.

B= Temperatura de 30°C, com agitação.

C= Temperatura de 50°C, sem agitação.

D= Temperatura de 50°C, com agitação.

Após o período de enriquecimento, foi realizado o isolamento dos microrganismos nas diversas condições de cultivo.

Após este período, foram realizados plaqueamentos em meios MS-agar e MM-agar.

3.1.3.1 - Isolamento e Manutenção

A partir das placas contendo crescimento de diferentes colônias, foi realizada microscopia ótica e replaqueamento para obtenção de clones purificados. As colônias de bactérias purificadas foram submetidas a coloração de Gram e as de fungo a microscopia. Em seguida, os microrganismos foram mantidos em tubos inclinados contendo os meios tryptic-soy-agar, MM-agar e saboraud-dextrose-agar.

3.1.3.2 - Seleção em Meio Agar-Sangue

As bactérias Gram-positivas esporuladas foram caracterizadas como *Bacillus* spp. e submetidas à caracterização como potenciais produtoras de surfactantes, através da determinação de atividade hemolítica em meio agar-sangue.

3.2 – Material e Métodos para o teste de produção de biosurfactantes

3.2.1 - Meio de Cultura

Meio E modificado (g/L): Sacarose; $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$; $\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$. Em tampão fosfato 100mM, pH 7,0 adicionou-se 1mL/L de uma solução estoque dos seguintes sais (g/100mL): EDTA; MnSO_4 ; FeSO_4 ; CaCl_2 ; CoCl_2 ; ZnSO_4 .

3.2.2 - Preparação do Inóculo

Foi selecionada a cepa A por apresentar o maior halo dentre as isoladas, 12 mm de diâmetro. A partir do meio E modificado foi preparado o inóculo, onde alçadas oriundas do meio de manutenção foram inoculadas em Erlenmeyer com capacidade para 500mL, contendo 150mL de meio. Os frascos permaneceram sob agitação de 250 rpm e 38°C durante 24 horas, sendo a cultura então utilizada como inóculo nos testes de produção de biosurfactantes.

3.2.3 - Testes de Produção de Biosurfactantes

Estes testes foram realizados com o intuito de se estudar a produção de biosurfactantes pelos microorganismos dentro das condições ótimas para tal (aerobiose e presença de hidrocarbonetos), o que fornece indícios da produção de biosurfactantes pela linhagem selecionada. Inicialmente fez-se um teste com um meio contendo apenas sacarose e posteriormente fez-se outro teste onde foi adicionado petróleo.

Os experimentos foram conduzidos em Erlenmeyer de 250mL, contendo 100mL do meio E modificado (adicionando-se petróleo para o segundo experimento). Foi adicionado ao meio uma alíquota do inóculo, e colocados no shaker a 250 rpm e 38°C por um período estabelecido. Frascos controles (não inoculados) foram introduzidos. Nas primeiras 12 horas foram retiradas amostras de 4 em 4 horas, em seguida foi aumentado o intervalo de tempo. Com estas amostras foram realizadas análises para o acompanhamento da variação da biomassa e da tensão superficial.

3.2.4 - Tensão Superficial

A amostra retirada do shaker foi centrifugada numa centrífuga (5410 Eppendorf) à 14.000 rpm. Com o sobrenadante foi realizada a medida da tensão superficial pelo método do anel no tensiômetro Du-Nuoy (CSC Scientific Company, INC.).

3.2.5 - Biomassa

A biomassa foi determinada medindo-se a densidade ótica das amostras bruta a 600 nm (OD_{600}), uma vez que a concentração celular foi determinada como função da densidade ótica, onde $C \text{ (g/L)} = 0,0031OD_{600}$ (Lin et al. 1990).

3.2.6 - Consumo de Substrato

O método do DNS (1,2), baseia-se na redução do ácido 3,5 dinitro-salicílico a ácido 3-amino-5-nitrosalicílico ao mesmo tempo em que o grupo aldeído do açúcar é oxidado a grupo carboxílico, com o desenvolvimento de coloração avermelhada, lida espectrofotometricamente em 600nm.

O método do DNS para a determinação de açúcares redutores é composto dos seguintes reagentes: ácido dinitro-salicílico, sal de Rochelle, fenol, bissulfito de sódio e hidróxido de sódio, sendo que cada um tem uma finalidade específica.

- Sal de Rochelle (solução de tartarato de sódio de potássio – $C_4H_4O_6KNa.4H_2O$) usado para prevenir o reagente da ação do oxigênio dissolvido.
- Fenol – aumentar a quantidade de cor produzida.
- Bissulfito – estabilizante da cor obtida na presença do fenol
- Hidróxido de sódio – redutor da ação da glicose sobre o ácido dinitro-salicílico.

Para determinar o consumo de substrato pelo método DNS:

- 1) Construiu-se a curva padrão de glicose + frutose;
- 2) Hidrolisou-se o meio;
- 3) Adicionou-se o reagente DNS;
- 4) Determinou-se a absorbância por espectrofotômetro e
- 5) Levou-se o valor encontrado da absorbância na curva de calibração para determinar a quantidade de açúcares redutores, expressos como glicose + frutose.

Capítulo IV

RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Resultados e Discussão para o isolamento e seleção dos microrganismos

4.1.1. Primeira Coleta

O enriquecimento de microrganismos foi acompanhado através da microscopia ótica para todas as amostras. Durante este enriquecimento, a multiplicação microbiana a 30°C foi bem melhor que a 50°C, e, como pode ser observado na figura 1, o número de isolados a 50°C é bem inferior que a 30°C.

Figura 1 - Total de microrganismos isolados das amostras P-01, P-02 e P-03 a 30°C e 50°C.

A microscopia ótica a fresco e a coloração de Gram mostraram que a maioria dos isolados são bactérias Gram-positivas, predominando células globosas em forma de cocos.

4.1.2 - Segunda coleta

Para o enriquecimento dos microrganismos na 2ª coleta, foi utilizada a mesma metodologia e condições da 1ª coleta, além do cultivo em meio sem sacarose (MSS), meio MS(1) e meio MS(2). Todas as amostras foram submetidas a cultivo de enriquecimento a 30°C e a 50°C. Após o enriquecimento, foi realizado o isolamento nos diferentes meios, sendo observado que a maioria dos isolados são bactérias Gram-positivas.

Do total de microrganismos isolados na 2ª coleta, a maioria são *Bacillus* spp. como pode ser observado na figura 2.

Figura 2 - Total de microrganismos Isolados da 2ª coleta (P-01, P-02 e P-03).

Dos microrganismos isolados, aproximadamente, 94% são procedentes do cultivo a 30°C e apenas 6% cresceram a 50°C. Nesta coleta, foi observado o crescimento de fungos nas 3 amostras e os mesmos cresceram em meio sem sacarose, onde se observou aglutinação do petróleo (Figura 3). No meio MS não ocorreu crescimento de nenhuma colônia a 50°C, enquanto que a 30°C foram isolados 28 microrganismos. Em meio sem sacarose (MSS) foram isolados 10 microrganismos a 30°C e a 50°C apenas 1, perfazendo um total de 39 para as três amostras, como pode ser observado na tabela 1.

Figura 3 - Formação de Aglomerados do óleo.

Tabela 1. Microrganismos isolados nos meios MS (1), MS (2) e MSS.

Meio	Isolados 2^a Coleta						Total
	P-01		P-02		P-03		
	30°C	50°C	30°C	50°C	30°C	50°C	
MS (1)	4	0	5	0	6	0	15
MS (2)	2	0	5	0	6	0	13
MSS	2	1	3	0	5	0	11
Total	8	1	13	0	17	0	39

4.1.3. Seleção de Produtores de Surfactantes

Todos os *Bacillus ssp.* isolados na 1^a coleta e na 2^a coleta – foram testados quanto a sua atividade hemolítica. Os resultados apresentados na figura 4 mostram a atividade observada a 30°C. Melhor atividade hemolítica foi observada a 37°C, quando 35 isolados exibiram halos variando de 1 a 7mm. (Figuras 5 e 6).

Figura 4. Atividade hemolítica dos microrganismos isolados do petróleo a 30°C durante 48h.

Figura 5 - Atividade hemolítica dos microrganismos isolados do petróleo a 37°C durante 48h.

Figura 6 - Apresentação de halo

4.2 – Resultados e Discussão para o Teste de Produção de Biosurfactantes

4.2.1 – Curva Padrão para o DNS

Figura 7 - Curva de calibração glicose + frutose

Logo, a concentração de substrato em g/L pode ser determinada em função da densidade ótica pela relação $S=1,8042D.O.$

4.2.2. Cultivo em meio contendo sacarose

Figura 8 - Tensão superficial e concentração celular em função do tempo.

No ensaio com meio contendo apenas sacarose observou-se que a produção da biomassa aumentou com o tempo caracterizando uma curva típica de crescimento microbiano, apesar da ausência da fase lag devido a anterior adaptação do microrganismo ao inóculo, uma vez que, o mesmo possui composição semelhante ao meio inoculado.

Analisando indiretamente a produção de biosurfactantes pela medida da tensão superficial verificou-se um comportamento constante desta variável ao longo do tempo. Com isso não foi possível acompanhar a produção de biosurfactantes uma vez que atingindo-se a concentração micelar crítica não se verifica queda na tensão superficial do meio. Isto não quer dizer que não haja produção de biosurfactantes, mas que esta produção não mais vai influenciar na tensão por não haver mais formação de micelas.

Figura 9 - Biomassa e substrato em função do tempo

Pela figura 9 verifica-se que o maior consumo de substrato se deu na fase exponencial da curva de crescimento celular, o que era esperado, pois nesta fase ocorre uma maior atividade metabólica da célula. Observa-se ainda que após esta fase o crescimento tende a um patamar e o consumo também se mantém constante.

Neste ensaio, o fator de conversão substrato a célula foi baixo, $Y_{X/S} = 0,0082$, o que significa uma alta concentração de açúcar residual, provavelmente devido a baixa concentração celular no inóculo.

4.2.3 - Cultivo em meio contendo sacarose e petróleo

Figura 10 - Tensão superficial e concentração celular em função do tempo.

No ensaio contendo petróleo, observou-se pela curva de crescimento microbiano a presença de três fases distintas, a fase lag, a exponencial e a estacionária. A presença da fase

lag dar-se devido à mudança no meio, no meio de preparo do inoculo não havia petróleo, já no meio do ensaio propriamente dito continha petróleo, resultando em uma necessidade de adaptação das células ao novo ambiente. Em relação à produção de biosurfactantes verificou-se um aumento desta produção detectada pela diminuição da tensão superficial. Ao analisar as curvas de formação de produto e produção de biomassa conclui-se que a produção de biosurfactantes está relacionada ao crescimento celular.

Figura 11 - Biomassa e substrato em função do tempo.

Com relação ao consumo de substrato, no ensaio contendo petróleo, figura 11, observa-se que o substrato foi consumido completamente. Apresentando um significativo fator de conversão $Y_{X/S} = 0,0217$.

Comparando a variação da tensão nos dois ensaios verifica-se que no ensaio com petróleo conseguiu-se uma redução de 39% na tensão superficial, o que indica uma boa presença de biosurfactante no meio. Conforme observou-se no ensaio contendo apenas sacarose, a presença de biosurfactante foi bem inferior, observando-se uma variação na tensão superficial de apenas 6,5%. Isto sugere que a presença de óleo funciona como indutor à síntese do biosurfactante. Salientando-se ainda que a presença de óleo eleva a tensão superficial no início do cultivo.

Capítulo V

CONCLUSÕES

5 - Conclusões

O isolamento de microrganismos nas duas coletas mostrou uma diversidade microbiana moderada, onde foi possível verificar a ocorrência de bactérias do gênero *Bacillus*, bactérias cocoides, bactérias Gram-negativas e um mesmo gênero de fungo filamentoso. Vale ressaltar que identificou-se um conjunto de microrganismos bons produtores de biosurfactantes.

Em cultivos submersos com meio contendo sacarose e sacarose-petróleo, verificou-se um bom desempenho da cepa testada, bem como observou-se um bom indicativo da presença de biosurfactante no ensaio com meio sacarose-hidrocarboneto. Tal observação foi verificada através do acompanhamento da tensão superficial do meio ao longo do cultivo. Vale salientar também que o comportamento da tensão superficial e da variação da biomassa sugere que a síntese de biosurfactante está associada ao crescimento celular.

Capítulo VI

BIBLIOGRAFIA

6 - Bibliografia

ARIMA, K.A. KAKINUMA; TAMURA, G. *Biochem. Biophys. Res. Commun.* v. 31, p. 488-494, 1968.

ATLAS, R. M. Microbial of petroleum hydrocarbons. *Microbial. Rev.*, v. 45: p. 180-209, 1981.

BAILEY, N. J. L.; KROUSE, H. R; EVANS, C. R; ROGERS, M. A. Alteration of crude oil by waters and bacteria – evidence of geochemical and isotope studies. *AAPG Bull.* v. 57, p. 1276-1290, 1973b.

BERNHEIMER, A.W.; AVIGAD, L.S. *J. Gen. Microbiol.* v. 61, p. 361-369, 1970.

CURD – RUWISCH, R.; KLEINITZ, W.; WIDDEL, F. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production. *J. Petroleum Technology*, v.1, p. 97-106, 1987.

DAVIS, J.B. *Petroleum microbiology*. Amsterdam: Elsevier, 1967. P. 110.

DESAI, J.D.; BANAT I.M.; *Microb. & Mol. Biol. Reviewns*, v. 61, p. 47-64, 1997.

EVANS, C. R.; ROGER, M. A.; BAILEY, J. L. Evolution and alteration of petroleum in Western Canada. *Chem. Geo.*, v. 8, p. 147-170, 1971.

GRULA, M. M.; RUSSELL, H. H.; BRYANT, D.; KENAGA, M.; HART, M. Isolation and screening of Clostridia for possible use in microbial enhanced oil recovery. *Proceedings of the International Conference on Microbial Enhancement of Oil Recovery*, Conf. – 8205140, Shangri-La, Afton, Oklahoma, p. 43-47, 1982.

- KALLIO, R. E. Role of microorganisms in formation of heavy crude oils. The future of Heavy Crude and Tar Sands, 2nd Int. Conf. Mc Graw-Hill, N. Y., Cap.48, 1984.
- LEE, K.; JANG, L. K.; FINDLEY , E.; YEN, T. F. Microbiology Related to Microbial Enhanced Oil Recovery. *In: Microbial Enhanced Oil Recovery: Principle and Practice*. CRC Press, Inc. Boca Raton, Florida, Cap. 5, p.57-71, 1990.
- LIU, D. L. S. Biodegradation of petroleum via fermentation. *Biotechnology: Application and Research*, Cheremisinoff and Ouellette, Eds; Technomic Publishing Co., Inc., Lancaster, PA, p. 104-134, 1985.
- HITZMAN, D.O. Petroleum Microbiology and the History of its Role in Enhanced Oil Recovery. *Proceedings of the International Conference on Microbial Enhancement of Oil Recovery*, Conf.-8205140, Shangri-La, Afton, Oklahoma, p, 162-218, 1982.
- HITZMAN,D.O. Review of Microbial Enhanced Oil Recovery Field Tests. *Proceedings of the Symposium on Applications of Microorganisms to Petroleum Technology*, Conf. – 870858 (DE 88001232), Bartlesville, Oklahoma, p. VI-1-VI-42, 1988.
- JACK, T. R. & DIBLASIO, E. Selective plugging for heavy oil recovery, *Int. Bioresources J.*, v. 1: p. 205 – 212, 1985.
- JANG, L. K. & YEN, T. F. History of microbial enhanced oil recovery. *In: Microbial Enhanced Oil Recovery: Principle and Practice*. CRC Press, Inc. Boca Raton, Florida, Cap. 2, p. 14-27, 1990.
- KARASKIEWICZ, J. Studies on increasing petroleum oil recovery from carpathian deposits using bacteria, translated from *Nafta*, v. 21 (3/4), p. 144-149, 1975.

KUZNETSOV, Z. I.; IVANOV, M. V.; LYALIKOVA, N. N. *Introduction to Geological Microbiology*, New York: McGraw - Hill, Inc., 1963.

MOMONI, D. & YEN, T.E. *Microbiol Enhanced Oil Recovery; Principle and Praticce*. CRC Pren, Inc., Boca Ratton, Flórida, Cap. 1 1990.

SIEGMUND, J. & WAGNER, F. *Biotechnology Technique* v. 5 (4), p. 265-268,1991.

WANG, X. A microbial polyssacharide produced from crude oil or liquid paraffin and its application in petroleum industry, *Proc. 1982 Int. Conf. Microbial Enhancement of Oil Recovery U. S. Department of Energy*, Conf. – 8205140, 29 – 37, 1982.

WINTERS, J. C. & WILLIAMS, J. A. Microbiological alteration of petroleum in the reservoir, *ACS Div. Petrol. Chem.* v. 144(4): E22-E31, 1969.

ZOBELL, C. E. Bacterial release of oil from oil – bearing materials (Part 1). *World Oil*, v. 126 (13), p. 36 – 47, 1947.

Anexo I

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO
SUPERVISIONADO**

RELATÓRIO FINAL DE ESTÁGIO EMPRESA PETROBRAS

TÍTULO:

*Projeto de um Sistema Redutor de Pressão para
Gás-Lif e Sistema de Distribuição de Vapor*

ESTAGIÁRIA:

Manuelle Meike Silva de Araújo

ORIENTADORES:

*Antônio Faria Lima
Cícero Sena Moreira Gomes
Tarcílio Viana Dutra Júnior*

PERÍODO:

Agosto/2001 a Abril/2002

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus por ter concedido-me o dom da vida e por iluminar todos os meus caminhos.

Aos meus amáveis pais: Manoel Secundo de Araújo e Margarida Maria Silva de Araújo por todos os ensinamentos transmitidos, pelas palavras de incentivo, pelo apoio e dedicação distribuídos durante todos os dias da minha vida e ao meu irmão: Masterson Michel Silva de Araújo pela companhia e pelas buscas.

A Empresa Petróleo Brasileiro S.A. Petrobrás pela valiosa oportunidade do estágio.

Ao Gerente de Produção da UN-RNCE - Carlos Eugênio Melro Silva da Ressurreição e ao Gerente do ST-EIPA - Tuerte Amaral Rolim pela vaga de estágio concedida.

Ao Engenheiro de Processamento Cícero Sena Moreira Gomes e ao Químico de Petróleo Antônio Faria Lima pela orientação, supervisão, apoio e esclarecimentos no decorrer de todo o estágio.

Aos professores Afonso Avelino, Eduardo Lins, Gilson Gomes, Gorete Ribeiro, João Fernandes, Josette Lourdes, Márcia Maria, Osvaldo Chiavone, Pannir Selvam, Sebastião Ribeiro, Romualdo Vidal, Tarcílio Viana, Vanja Maria e a todos os outros que também foram meus professores, pela orientação e paciência.

A todos os Engenheiros e Técnicos do Suporte Técnico da Engenharia de Instalações, Processamento e Automação da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará, em especial Abenildo, Ana Maria, Domingos, Márcia, Patriota, Pedro, Ricardo, Salvador e Wellington.

Ao meu querido Gustavo Fernandes Rosado Coelho pela paciência, compreensão, companheirismo, dedicação, apoio e incentivo.

Aos meus amigos: Alexandre, Andréa, Carlos, Cláudia, Edmilson, Elisângela, Ênio, Wendell, Geraldine, Gustavo César, Jansen, Jean, Karla Silvana, Katerine, Laerte, Luzia, Magna, Marcílio, Michelle, Nildo, Rejane, Viviane, Uliana e muitos outros que passaram durante estes cinco anos, pelo apoio e pelas horas infinitas de alegria juntos.

Ao PRH 14 e a ANP pelo apoio dado durante a realização deste estágio.

E a todos que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

CAPÍTULO 1.0. INTRODUÇÃO

Este relatório tem por objetivo descrever as atividades desenvolvidas durante o estágio supervisionado da aluna: Manuelle Meike Silva de Araújo, do curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (número de matrícula: 9706518), realizado na Empresa Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, na área correspondente ao Suporte Técnico da Engenharia de Instalações, Processamento e Automação da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE).

O estágio teve início no dia 16 de agosto de 2001 com término no dia 30 de abril de 2002, totalizando uma carga horária de 1.100 horas.

A disciplina estágio supervisionado tem como objetivos possibilitar ao aluno aplicar na prática os conhecimentos teóricos adquiridos na Universidade capacitando-o melhor para o mercado de trabalho. Durante o período de estágio, a aluna recebeu orientações do professor da UFRN, Tarcílio Viana Dutra Júnior, e do Engenheiro de Processamento da PETROBRÁS, Cícero Sena Moreira Gomes.

Este relatório está organizado da seguinte forma: no capítulo II é apresentada uma visão detalhada das atividades da PETROBRÁS no Estado do Rio Grande do Norte; no capítulo III, a fundamentação teórica sobre as áreas de atuação do estágio; no capítulo IV encontram-se as atividades desenvolvidas durante o estágio. O capítulo V refere-se às visitas realizadas em terra e em mar, o capítulo VI às conclusões e o capítulo VII às referências bibliográficas.

CAPÍTULO 2.0. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA

Figura 1. Vista da Sede da Petrobras em Natal

2.1. Histórico

No final da década de 40, cresceu a polêmica sobre a melhor política a ser adotada pelo Brasil em relação à exploração do petróleo. As opiniões se radicalizavam, em sentidos opostos: havia grupos que defendiam o regime do monopólio estatal, enquanto outros eram favoráveis à participação da iniciativa privada. Depois de uma intensa campanha popular, o presidente Getúlio Vargas assinou, a 03 de outubro de 1953, a Lei 2004, que instituiu o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados e criou a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS para exercê-lo. Em 1963, o monopólio foi ampliado, abrangendo também as atividades de importação e exportação de petróleo e seus derivados. A partir de novembro de 1995, em função da Emenda Constitucional n.º. 09, o Brasil passou a admitir a presença de outras empresas para competir com a Petrobras em todos os ramos da atividade petrolífera.

Na época da criação da Petrobras, a produção nacional era apenas 2.700 barris por dia, enquanto o consumo totalizava 170 mil barris diários, quase todos importados na forma de derivados. A partir de então, a nova companhia intensificou as atividades exploratórias e procurou formar e especializar seu corpo técnico, para atender às exigências da nascente indústria brasileira de petróleo. O esforço permitiu o constante aumento das reservas, primeiro nas bacias terrestres e, a partir de 1968, também no mar (onde a primeira descoberta, o campo de Guaricema, no litoral do estado de Sergipe, foi realizada em 1969). Em 1974, ocorreu um grande marco na bem-sucedida história da Petrobras: a descoberta do campo de Garoupa, a primeira na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro. Posteriormente, a partir de meados da década de 80, a Petrobras direcionou suas atividades de exploração, sobretudo para as regiões de águas profundas da Bacia de Campos, culminando com descobertas de campos gigantes, como Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador. Hoje, a Bacia de Campos é

a maior província produtora de petróleo do país e uma das maiores províncias produtoras de petróleo em águas profundas do mundo.

Ao ser criada, a Petrobras decidiu também ampliar o parque de refino então existente - formado por uma refinaria em operação, outra em construção, além de cinco refinarias particulares -, para reduzir os custos de importação de derivados de petróleo. Assim, foi montado um parque com onze refinarias no Brasil, e mais duas refinarias na Bolívia. No Brasil, existem ainda duas refinarias particulares, que já funcionavam antes da criação da Petrobras.

Hoje, passados 47 anos, a Petrobras transformou-se na maior empresa Brasileira e na 14^a Empresa de petróleo do mundo, segundo os critérios da publicação *Petroleum Intelligence Weekly - PIW*. A Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto que, junto com suas subsidiárias Braspetro, Transpetro, BR Distribuidora, Gaspetro e Petroquisa - que compõem o Sistema Petrobras - atua de forma integrada (do poço ao posto) e especializada nos seguintes segmentos relacionados à indústria do petróleo: exploração e produção; refino, comercialização e transporte; distribuição de derivados; gás natural e petroquímico.

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, preparando-se para tornar-se uma corporação internacional de energia nos próximos anos.

A empresa Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) é uma empresa de Economia Mista com quase 50 anos de mercado. A Petrobras atua na exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo e seus derivados no Brasil e no exterior. 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, a Companhia passa a funcionar com quatro áreas de negócio - E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional -, duas de apoio - Financeira e Serviços - e as unidades corporativas ligadas diretamente ao presidente. 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 marítimo 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.

2.2. Atividades da PETROBRAS na Bacia Potiguar

Figura 2. Vista da Bacia Potiguar

As atividades da Petrobras no Rio Grande do Norte e no Ceará abrangem as áreas de produção da Bacia Potiguar e da Bacia do Mundaú, e estão vinculadas ao Sistema Petrobras mediante a existência da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE) que tem como objetivos:

- Procurar acumulações de petróleo e gás natural;
- Conduzir trabalhos de perfurações de poços visando, principalmente, a descoberta e exploração de acumulações de óleo e gás;
- Promover o desenvolvimento, a produção e o armazenamento de petróleo e gás natural, bem como entregar à refinação, ao transporte, e eventualmente, ao consumo do petróleo e do gás produzidos, além do processamento do gás natural.

Associados à 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 UN-RNCE é uma unidade integrada que, além de explorar petróleo, processa gás, diesel e, a partir de 2002, querosene de aviação. Para completar o ciclo da energia, criou condições para a construção de uma termelétrica que também permitirá aumentar ainda mais a produção do óleo.

Diariamente, mais de 100 mil barris de petróleo são extraídos dos poços sob controle da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE). São quase cinco mil poços, a grande maioria em campos terrestres da Bacia Potiguar, que abrange uma área de 48 mil quilômetros quadrados, metade dos quais mar adentro. Concentram-se principalmente no Vale do Açu e oeste do estado, incluindo os municípios de Alto do Rodrigues, Areia Branca e Mossoró, onde se localiza o maior campo terrestre do Brasil. A produção marítima se distribui pelos campos de Ubarana, Agulha, Aratum, Pescada e Arabaiana, na costa potiguar, Xaréu, Curimã, Espada e Aratum, no litoral cearense.

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 3 é mostrado um organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.

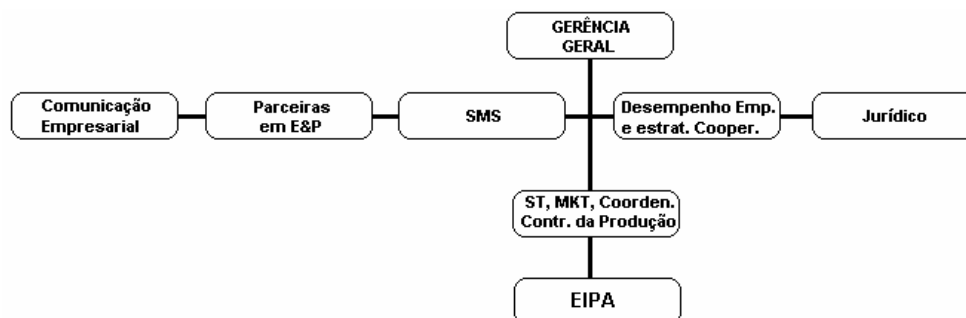


Figura 3. Organograma simplificado do órgão de lotação da estagiária.

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:

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

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.

2.3. Pólo de Guamaré

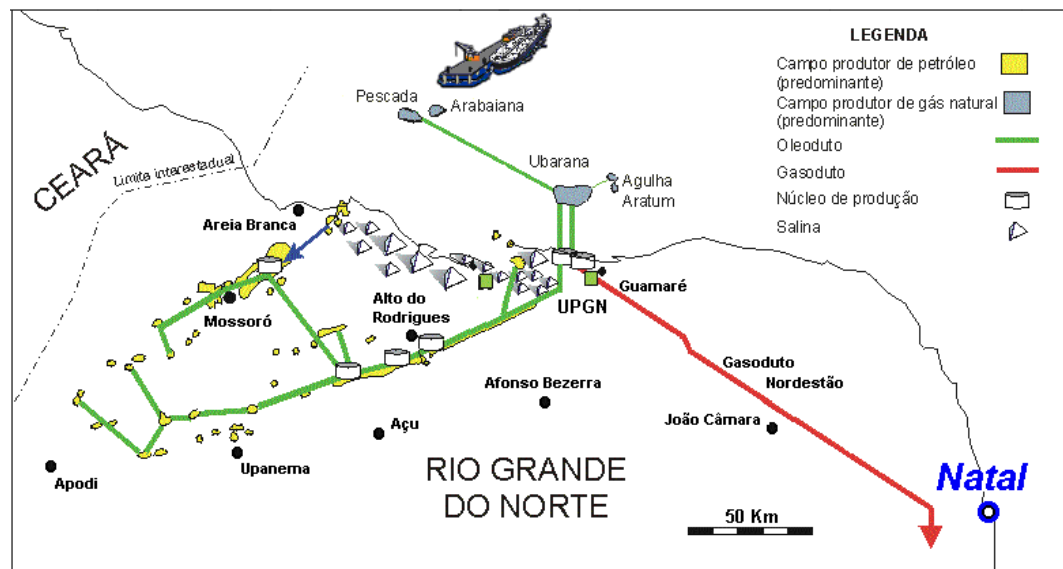


Figura 4. Localização geográfica do Pólo de Guamaré

O Pólo Industrial de Guamaré é o coração do complexo petrolífero do Rio Grande do Norte e Ceará. É onde a PETROBRÁS processa o óleo e o gás produzidos nos campos terrestres e no mar da Bacia Potiguar. Só a produção marítima do Ceará não vai para o Pólo: segue de navio para as refinarias.

Todo óleo que chega a Guamaré é tratado para a separação da água. Processada nas duas estações de tratamento de efluentes, a água é devolvida à natureza por meio de emissários submarinos. Já o óleo é enviado para refino por meio de duto que avança mar adentro e abastece navios-tanques a 30 quilômetros da costa. Parte do óleo, no entanto, fica em Guamaré para ser processada na unidade de diesel e consumida no Rio Grande do Norte.

O gás que chega a Guamaré passa pela estação de compressão e vai para as duas unidades de tratamento de gás natural. Além de abastecer Rio Grande do Norte e Ceará, a produção de gás natural segue também para os estados da Paraíba e de Pernambuco. O GLP - gás de cozinha - atende o Rio Grande do Norte e a Paraíba.

Para fazer a produção chegar aos estados nordestinos, a Petrobras construiu uma extensa rede de gasodutos a partir de Guamaré em direção aos centros consumidores. O Gasoduto do Nordeste, conhecido como Nordestão, é o maior de todos. Tem 425 quilômetros e vai até o município pernambucano de Cabo. Para o norte, o gás sai de Guamaré, passa por Mossoró e vai até o Porto de Pecém, próximo a Fortaleza (CE), pelo Gasfor.

Tabela 1. Produção diária da UN-RNCE

Produção diária	
Óleo	103 mil barris
Gás natural	4 milhões de m ³
GLP	334 t
Diesel	4,5 mil barris

CAPÍTULO 3.0. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. O Petróleo

As condições para aparecimento do petróleo foram reunidas pela natureza num trabalho de milhões de anos. Estima-se que as jazidas petrolíferas mais novas têm menos de dois milhões de anos, enquanto as mais antigas estão em reservatórios com cerca de 500 milhões de anos. Mas como isto ocorreu? Durante alguns intervalos do tempo geológico da longa história da Terra, uma enorme massa de organismos vegetais e animais foi, pouco a pouco, depositando-se no fundo dos mares e lagos. Pela ação do calor e da pressão provocados pelo seguido empilhamento de camadas, esses depósitos orgânicos transformaram-se, mediante reações termoquímicas, em óleo e gás. Essas substâncias orgânicas são formadas pela combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, em níveis variáveis. Por isso, o petróleo (óleo e gás) é definido como uma mistura complexa de hidrocarbonetos gasosos, líquidos e sólidos.

O petróleo é uma matéria-prima essencial à vida moderna, sendo o componente básico de mais de 6.000 produtos. Dele se produz gasolina, combustível de aviação, gás de cozinha, lubrificantes, borrachas, plásticos, tecidos sintéticos, tintas - e até mesmo, energia elétrica. O petróleo é responsável ainda por cerca de 34% da energia utilizada no Brasil e por 45% de toda a energia nos Estados Unidos.

É uma substância menos densa que a água, e pode variar tanto do ponto de vista de sua composição química - petróleo de base parafínica, naftênica ou mista - como em relação a seu aspecto. Alguns são fluidos, de cor clara, outros são viscosos, com tonalidades que vão do castanho-escuro ao preto, passando pelo verde.

3.2. O Gás Natural

O gás natural pode ser considerado um irmão gêmeo do petróleo porque, na verdade, é a porção do petróleo que se encontra na natureza na fase gasosa. Pode sair do poço sozinho ou associado ao óleo, gerando subprodutos com diferentes características, segundo o aproveitamento de seus componentes.

O gás natural é dividido em duas categorias: gás associado e não associado. Gás associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo. Gás não-associado é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás. As figuras 5, 5a e 5b ilustram essa questão.

Figura 5. Ilustração de Reservatório de Gás Associado e Não-Associado

Figura 5a. Reservatório Produtor de Óleo **Figura 5b.** Reservatório Produtor de Gás

Durante muito tempo, atividades de perfuração voltadas exclusivamente para encontrar o petróleo contribuíram para que o gás natural fosse visto como produto inferior, uma espécie de primo pobre do petróleo. Porém, na década de 70, ele passou a ser usado como combustível alternativo, substituindo derivados, numa tendência estimulada pelas crises internacionais que aumentaram muito os preços do óleo cru nos mercados mundiais.

Hoje, o gás é considerado um combustível nobre, por causa das muitas vantagens decorrentes de sua utilização, sejam econômicas, ambientais e de processo sobre outros combustíveis. Entre essas vantagens, podem ser citadas: a preservação da qualidade do ar, a possibilidade de substituir qualquer fonte de energia convencional, e o fato de ser um produto acabado, já está pronto para a utilização, quando extraído, não necessitando de estoques e permitindo redução de custos. Na indústria, o emprego do gás representa redução de despesas com manutenção de equipamentos, porque a queima completa do gás não deixa resíduos nos fornos e caldeiras. Há, também, comprovada melhoria de rendimento dos equipamentos em relação ao óleo combustível - sem falar na diminuição dos gastos com transporte, porque o gás é entregue diretamente através de dutos, a partir das fontes de produção.

Uma aplicação do gás que vem sendo incentivada é como combustível automotivo. É o Gás Natural Comprimido, utilizado em frotas de ônibus urbanos, táxis e automóveis, que permite a redução à metade da emissão de gases poluentes. Além disso, é um combustível mais barato e aumenta a vida útil dos veículos.

Outro uso para o gás natural que está sendo muito estimulado pelo governo é em usinas termelétricas. Atualmente, a Petrobras participa, associada à iniciativa privada, de 23 projetos de construção de termelétricas, de norte a sul do Brasil, que deverão entrar em

operação entre 2003 e 2004. Destes projetos, 12 são de usinas produtoras apenas de energia elétrica. Os outros serão destinados à co-geração, ou seja, vão produzir energia elétrica e vapor, utilizado no processo industrial das unidades da Petrobras, principalmente nas refinarias. Comparadas às hidrelétricas, as termelétricas oferecem vantagens: o menor prazo de construção, além de poderem ser instaladas próximas aos centros de consumo, barateando a distribuição da energia produzida. Porém, o custo total da energia de termelétrica é maior que da energia de hidrelétrica.

3.2.1. Composição do Gás Natural

A composição do gás natural pode variar bastante, de campo para campo, o que depende de ele estar associado ou não ao óleo e também de ter sido ou não processado em unidades industriais. Ele é composto predominantemente de metano, etano, propano e, em menores proporções, de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Normalmente, apresenta baixos teores de contaminantes, como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. A figura 6 apresenta composição típica do gás na forma como é produzido.

Figura 6. Composição do gás natural

3.3. O Simulador HYSYS

O HYSYS da Hyprotech (Hyprotech's Integrate System of Engineering Software, 1995) é um simulador utilizado para o processamento do gás, óleo refinado, petroquímica, química, e combustíveis sintéticos industriais.

Oferece várias opções de equação de estado para cálculo das propriedades termodinâmicas. A equação escolhida foi a PRSV (Peng-Robinson Stryjek-Vera), por ser a que melhor representa o sistema devido à alta não-idealidade (elevada pressão).

CAPÍTULO 4.0. ATIVIDADES

Foram várias as atividades propostas e desenvolvidas durante a realização do estágio supervisionado na Empresa Petrobras, das quais algumas serão citadas a seguir.

4.1. Atividades propostas:

- Arranjos típicos de vapor;
- Ajuste planilha vapor;
- Malha tronco (3 linhas);
- Serpentina gás de alta pressão;
- Simulação de processos requeridos no campo.

4.2. Atividades desenvolvidas

- Arranjos típicos de vapor;
- Ajuste planilha vapor;
- Malha tronco (3 linhas);
- Serpentina gás de alta pressão;
- Simulação de processos requeridos no campo.

As principais atividades realizadas foram o Projeto de Processo de uma Serpentina Redutora de Pressão intitulado “Gás Lift do Campo de Agulha a partir do Gás de Alta Pressão”; e o Ajuste da Malha de Vapor, as quais serão a seguir explicadas.

4.3. Gás Lift de Agulha a partir do Gás de Alta Pressão

Este foi o projeto principal do estágio que teve por objetivo fornecer dados básicos de processo, bem como estabelecer um dimensionamento otimizado de um sistema redutor de pressão de gás. O nível inicial de pressão - 3400 psig a 5000 psig - no Sistema de Injeção (Gás de Alta Pressão) do Campo de Ubarana, deve ser reduzido para 1100 psig, pressão mínima requerida no Sistema de Gás Lift do Campo Marítimo de Agulha. A temperatura final do gás deve ser igual ou superior a 0°C em função do limite mecânico da tubulação em termos da temperatura (-4°C), da provável formação de hidratos e para evitar o congelamento externo das tubulações, o que dificultaria o acionamento das válvulas.

Definições

Gás “Lift” é o gás injetado diretamente no poço de óleo, provocando sua elevação artificial. È enviado a uma pressão de 960 psig para os campos marítimos de Ubarana e Agulha de onde retorna associado ao óleo.

Gás de Injeção – este gás chega à estação no coletor (header) de sucção dos compressores de alta pressão, sendo comprimido de 960 psig a 3700 psig e enviado para injeção nos reservatórios dos campos marítimos para recuperação secundária do óleo.

4.3.1. Bombeamento por Injeção de Gás (Gás Lift)

Este sistema consiste de compressores que injetam gás do próprio poço ou poço vizinho com o objetivo de aumentar a pressão interna do poço, resultando no aumento da produção do poço. O funcionamento do sistema consiste em reinjetar o gás seco retirado do reservatório de produção. Este gás é injetado para dentro do poço através da linha de injeção **A**. Dentro do poço, este gás penetra pelas válvulas de admissão **B** em uma coluna de produção onde, misturado com o óleo, produz um fluido de menor peso específico que o óleo. A pressão para elevação da mistura óleo-gás é menor, resultado da diferença de peso específico do óleo e da mistura. O óleo penetra pela parte inferior do poço no tubo perfurado **C** e sai misturado com o gás pela linha de produção **D** depois de passar pela “cabeça de produção” **E**. Veja fluxograma desse processo na figura 7.

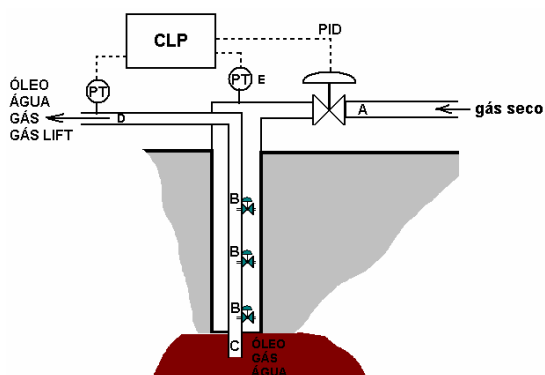


Figura 7. Esboço de um sistema automatizado de gás lift

4.3.2. Metodologia de Trabalho

Este projeto foi desenvolvido em duas fases distintas:

Fase I - Seleção do melhor processo, variando-se as premissas de projeto entre as quais: fluido de aquecimento, tubulação, e arranjo físico.

Nesta fase, selecionou-se o melhor processo através da realização de simulações no HYSYS, onde se estudaram as influências da variação da velocidade do ar, da extensão de área, bem como a substituição do fluido de troca térmica (ar por água) no aumento da troca térmica.

Fase II - Desenvolvimento da alternativa selecionada.

Nesta fase, foi desenvolvido o estudo de várias possibilidades para o uso da água como fluido de troca térmica.

4.3.3. Processo

Figura 8a. Esquema simplificado do processo percorrido pelo gás em estudo

Legenda:

B – Fluido bifásico

M – Fluido monofásico

GL – Gás Lift

LGN – Líquido de gás natural

Figura 8b. Conjunto de serpentinas

O fluido bifásico B (óleo e gás) produzido nos poços do campo marítimo de Ubarana chega a PUB-2 (Plataforma de Ubarana II), onde o gás é separado do óleo através de vasos separadores. O gás monofásico segue para a estação de compressores de Coleta de Ubarana, e depois de comprimido nos compressores de coleta é enviado para as UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) e Sistema de Gás Lift (P = 920 psig). Após processado, parte do gás residual efluente da UPGN segue para a estação de compressores de Injeção de Ubarana onde é recomprimido até P = 3.400 psig e direcionado para a malha de injeção do Campo de Ubarana, a outra parte é enviada para outras utilizações (ver figura 8a).

O gás de alta pressão abastecerá o sistema alternativo de gás lift de Agulha (PAG-1 e PAG-2 – Plataforma de Agulha 1 e 2, respectivamente) que pode ser observado através das setas vermelhas na figura 8a, objeto deste estudo. O gás é então direcionado para um sistema redutor de pressão (ver figura 8b), onde a pressão do gás é reduzida de 3.400 psig para 1.100 psig.

4.3.4. Composição do Gás

Dois tipos de gás podem permear o sistema de Injeção de Ubarana - gás residual (98% do tempo) e gás rico (2% do tempo).

Tabela 2. Composição do Gás do Sistema de Injeção de Ubarana

<i>Componentes</i>	<i>Residual</i>	<i>Rico</i>
<i>Nitrogênio</i>	2,00	2,12
<i>Gás Carbônico</i>	3,00	3,14
<i>Metano</i>	83,50	77,28
<i>Etano</i>	10,50	10,34
<i>Propano</i>	1,00	4,09
<i>Butanos</i>	0,00	1,78
<i>Pentanos</i>	0,00	0,67
<i>Hexanos+</i>	0,00	0,57

4.3.5. Equipamento Redutor

Uma simples válvula atenderia ao requerido no que tange a redução de pressão, entretanto, devido ao efeito Joule-Thompson, a temperatura final (-22,7°C) ficaria abaixo da mínima desejada (>0°C). Desta forma, se faz necessário o uso de um sistema que compense esta redução indesejada de temperatura. O sistema proposto (ver figura 9) baseia-se numa série de serpentinas, que possibilitam um ganho de calor através de trocas térmicas com outro fluido.

4.3.6. Fluxograma Simplificado do Processo

Figura 9. Fluxograma simplificado do processo em estudo

A válvula 1 reduz a pressão de $P_1 = 5.414,7$ psia a $P_3 = 3.414,7$ psia, o conjunto de serpentinas 1 reduz a pressão de $P_3 = 3.414,7$ psia para $P_4 = 2.414,7$ psia. Na válvula 2, a pressão de $P_2 = 3.414,7$ psia na entrada é reduzida para $P_4 = 2.414,7$ psia. A válvula 3 reduz a pressão de $P_4 = 2.414,7$ psia para $P_5 = 2.114,7$ psia e o conjunto de serpentinas reduz de $P_5 = 2.114,7$ psia para $P_6 = 1.114,7$ psia.

4.3.7. Simulações Realizadas

Caso 1. Simulação Básica - Arranjo básico, condições básicas de processo e Velocidade do ar igual a 10m/s.

Caso 2. Influência da variação da velocidade do ar (10 - 15 - 20 - 25 m/s).

Caso 3. Influência de extensão de área usando-se um tubo liso intermediário (1”- 2” – 4”).

Caso 4. Influência de extensão de área com o uso de aletas anulares de perfil retangular.

Caso 5. Substituição do fluido de troca térmica para água.

4.3.7.1. Simulações - Caso 1 - Básica

4.3.7.1.1. Seqüência de cálculo

1 – Para facilitar a simulação, efetuou-se a divisão do processo em três blocos (ver figuras 10 e 11):

Bloco 1 – corresponde ao trecho com a válvula V2.

Bloco 2 – corresponde ao trecho com a válvula V3 e o conjunto de serpentinas 2.

Bloco 3 – corresponde ao trecho com a válvula V1 e o conjunto de serpentinas 1.

2 – Simulação do bloco 1 estabelecendo-se a mínima temperatura equivalente à pressão de 2.414,7 psia.

3 – Simulação do bloco 2 variando-se o comprimento da serpentina 2 e a vazão, tendo como parâmetros na saída 1.114,7 psia e temperatura $\geq 0^\circ\text{C}$.

4 – Simulação do bloco 3 variando-se o comprimento da serpentina 1 e a vazão, tendo como parâmetros na saída 2.414,7 psia e temperatura estabelecida no item 2.

5 – Finalmente, simulou-se o trecho total com os dados obtidos anteriormente.

Figura 10. Divisão em trechos

Figura 11. Junção dos trechos

Condições Básicas de Processo:

Tabela 3. Condições básicas de Processo

	<i>PMÁX. (PSIA)</i>	<i>T (°C)</i>	<i>T*(°C)</i>	<i>Q (M³/D)</i>	<i>Q TOTAL (M³/D)</i>
<i>AI</i>	5014,7	26,0		15082	140000
<i>BI</i>	3414,7	18,5	18,5	15082	140000
<i>CI</i>	2414,7	15,4	8,4	15082	140000
<i>A2</i>	3414,7	26,0		-	140000
<i>B2</i>	2414,7	15,4	15,4	-	140000
<i>E1</i>	2114,7	10,6	10,6	12868	140000
<i>FI</i>	1114,8	0,4	-22,7	12868	140000

Obs.: T* = temperatura decorrente do efeito Joule-Thompson (expansão isentálpica)

A vazão máxima de gás que pode passar por cada serpentina do conjunto 1 é de 15.082 m³STD/d, para obter a pressão de 2.414,7 psia na saída. E a vazão de cada serpentina do conjunto 2 é de 12.868 m³STD/d, para obter na saída 1.114,7 psia.

Condições do Fluido Térmico:

Tabela 4. Condições do Ar

	<i>V (m/s)</i>	<i>T (°C)</i>
<i>Ar</i>	10	26

Dados do Equipamento:

Tabela 5. Dados das serpentinas

	<i>Serp.1</i>	<i>Serp.2</i>
<i>L (m)</i>	140	115
<i>N Serp.</i>	10	11
<i>N Mód.</i>	83	68
<i>A (m²)</i>	8,09E-03	6,65E-03
<i>Material</i>	Aço (k=26 Btu/h-ft-F)	Aço (k=26 Btu/h-ft-F)

Arranjo Básico dos Conjuntos

Com base nas simulações realizadas, foi estabelecida a seguinte arquitetura (ver figura 11):

Serpentina 1 : diâmetro igual a 10 mm (e=0,71mm), comprimento final de 140m, vazão máxima de 15.082 m³STD/d, condições iniciais - T=18,54°C e P=3414,7 psia e condições finais - T=15,35°C e P=2414,7 psia.

Considerando um módulo de 1690mm (ver figura 13), serão necessários 83 módulos por serpentina.

Considerando-se uma vazão total requerida igual a 140.000 m³STD/d, serão necessárias 10 serpentinas.

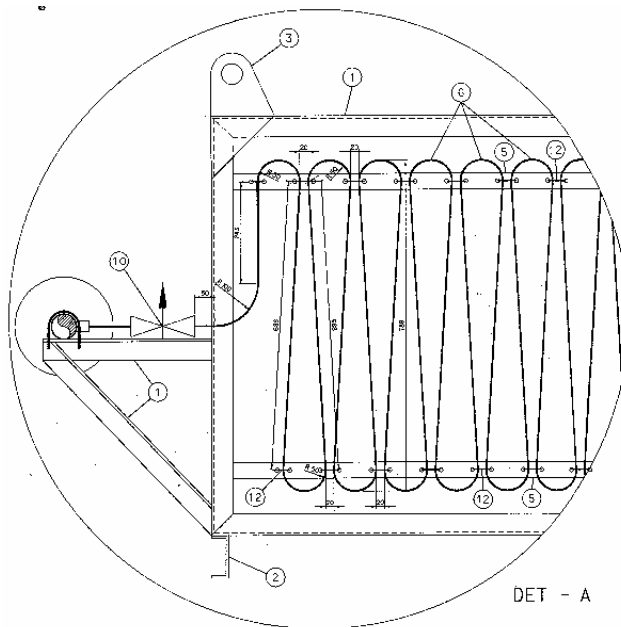


Figura 12. Serpentina

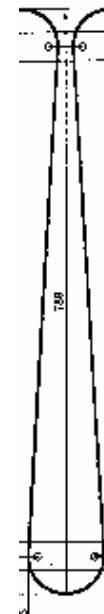


Figura 13. Um módulo

Serpentina 2 : diâmetro igual a 10 mm ($e=0,71\text{mm}$), comprimento final de 115m, vazão máxima de 12.868 m³STD/d, condições iniciais - $T=10,61^{\circ}\text{C}$ e $P=2114,7$ psia e condições finais - $T=0,37^{\circ}\text{C}$ e $P=1114,8$ psia.

Considerando um módulo de 1690mm, serão necessários 68 módulos por serpentina.

Considerando-se uma vazão total requerida igual a 140.000 m³STD/d, serão necessárias 11 serpentinas.

4.3.7.1.2. Simulações - Caso 2 - Velocidade do ar

Estudou-se a influência da variação da velocidade (10, 15, 20 e 25 m/s) do ar na troca térmica para o conjunto de serpentinas 1 e 2, bem como a potência necessária requerida por um ventilador que proporcione essas velocidades.

A potência requerida pelo ventilador foi calculada através da seguinte fórmula:

onde:

ΔP = diferencial de pressão entre V_1 e V_2 (kPa)

Q = vazão volumétrica de ar (m^3/s)

A = área da serpentina (m^2)

V_1 = velocidade do ar calculada (m/s)

V_2 = velocidade do ar fornecida (m/s)

Tabela 6. Resultados para a serpentina 1

	<i>Velocidade do ar (m/s)</i>			
<i>Serpentina 1</i>	10	15	20	25
<i>L (m)</i>	140	115	105	100
<i>Q (m³/d)</i>	15082	16652	17422	17842
<i>N Serp.</i>	10	8	8	8
<i>N Mód.</i>	83	68	62	59
<i>TS (C)</i>	15,4	15,1	15,3	15,6
<i>PS (psia)</i>	2414,7	2414,7	2414,7	2414,7
<i>A (m²)</i>	8,2	6,8	6,2	5,9
<i>Q do ar (m³/s)</i>	82,3	101,4	123,5	147,0
<i>V₁ (m/s)</i>	12,0	18,1	24,1	30,1
<i>DeltaP (kg/cm²)</i>	0,12	0,18	0,25	0,31
<i>kW</i>	34,4	95,4	206,5	384,1

Tabela 7. Resultados para a serpentina 2

	<i>Velocidade do ar (m/s)</i>			
<i>Serpentina 2</i>	10	15	20	25
<i>L (m)</i>	115	100	86	80
<i>Q (m³/d)</i>	12868	13797	14890	15412
<i>N Serp.</i>	11	10	9	9
<i>N mód.</i>	68	59	51	47
<i>TS(C)</i>	0,4	0,7	0,2	0,7
<i>PS(psia)</i>	1114,8	1114,8	1114,8	1114,8
<i>A (m²)</i>	6,8	5,9	5,1	4,7
<i>Q do ar (m³/s)</i>	67,6	88,2	101,1	117,6
<i>V₁ (m/s)</i>	12,0	18,1	24,1	30,1
<i>DeltaP (kg/cm²)</i>	0,12	0,18	0,25	0,31
<i>kW</i>	28,3	83,0	169,1	307,2

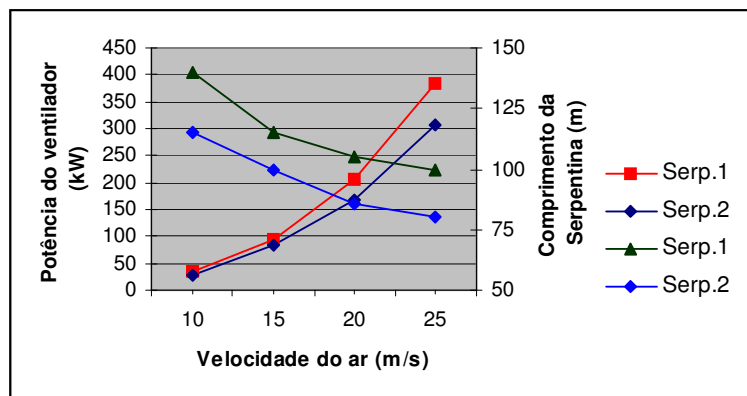


Figura 14. Variação da potência requerida pelo ventilador e do comprimento das serpentinas em função da velocidade do ar

Os resultados da simulação podem ser vistos nas tabelas 6 e 7 e na figura 14, onde verificou-se que com o aumento da velocidade do ar, o comprimento das serpentinas, o número de serpentinas bem como o número de módulos necessários para efetuar a troca térmica diminuíram, mas a potência requerida pelo ventilador aumentou numa proporção muito maior.

4.3.7.1.3. Simulações - Caso 3 - Tubo Liso

Como uma terceira alternativa para aumentar a troca térmica, propôs-se uma extensão de área usando-se um tubo liso intermediário entre os conjuntos de serpentinas (ver figura 15) e estudou-se a influência da variação do diâmetro (1"-2"-4") deste tubo na troca. Os resultados estão na tabela 8.

Figura 15. Fluxograma com inserção do tubo

Tabela 8. Propriedades resultantes para os conjuntos de serpentinas 1 e 2 após a inserção do tubo

<i>Condições</i>	<i>Serpentina 1</i>			<i>Serpentina 2</i>		
	Tubo 1"	Tubo 2"	Tubo 4"	Tubo 1"	Tubo 2"	Tubo 4"
<i>Q (m³/d)</i>	15400	15400	15400	12864	12864	12864
<i>L-Sa (m)</i>	35	45,0	45,0	45,0	47,8	47,5
<i>L-Sb (m)</i>	35	45,0	45,0	40,0	47	47,5

<i>L total (m)</i>	70	90	90	85	95	95
<i>N Serp.</i>	9	9	9	11	11	11
<i>N Mód.</i>	41	53	53	50	56	56
<i>q-Sa (kJ/h)</i>	3313,8	4289,5	4786,2	8644,1	9220,7	9158,8
<i>q-Sb (kJ/h)</i>	3989	4523	4436,4	9380,2	10648	10407
<i>Ts-Sb (C)</i>	14,58	15,8	15,5	0,1	0,1	0,7
<i>Ps-Sb (psia)</i>	2556	2543	2542,6	1160,1	1120	1116,4
<i>L tubo (m)</i>	20	20	20	20	20	20
<i>Q tubo (m³/d)</i>	70000	70000	70000	35000	70000	70000
<i>N tubos</i>	2	2	2	4	2	2
<i>q tubo (kJ/h)</i>	2286,5	4224,2	7393,6	4562,4	8827,1	15228
<i>Di tubo (m)</i>	0,015	0,080	0,038	0,015	0,080	0,038
<i>e tubo (m)</i>	0,009	0,017	0,011	0,009	0,017	0,011

onde: L-Sa = comprimento do conjunto de serpentinas *a*

q-Sa = calor transferido pelo conjunto de serpentinas *a*

Q tubo = vazão volumétrica de gás que passa pelo tubo intermediário

q tubo – calor transferido pelo tubo intermediário

Di tubo – diâmetro interno do tubo intermediário

e tubo – espessura do tubo intermediário

Verifica-se através da tabela acima que seriam necessários 2 tubos intermediários para o conjunto de serpentinas 1, independentemente do diâmetro do tubo. Para o conjunto de serpentinas 2, necessitariam-se de 4 tubos de 1” de diâmetro, ou 2 tubos se o diâmetro for de 2” ou 4”.

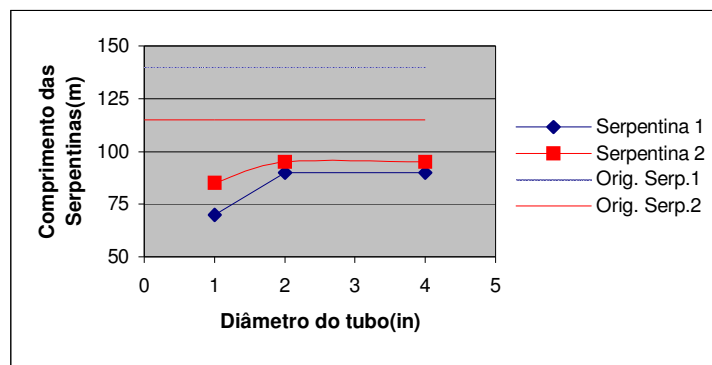


Figura 16. Variação do comprimento das serpentinas em função do diâmetro interno do tubo intermediário

Conclui-se que houve uma maior redução no comprimento das serpentinas quando foi utilizado o tubo intermediário de diâmetro menor e que a partir do diâmetro de 2”, não há variação do comprimento das serpentinas, ou seja, este mantém-se em 90 m para o conjunto de serpentinas 1 e 95 m para o conjunto de serpentinas 2.

4.3.7.1.4. Simulações - Caso 4 - Aletas

Numa quarta alternativa, avaliou-se a influência da extensão de área com o uso de aletas anulares de perfil retangular, na troca térmica.

Figura 17. Vista de um tubo com aletas anulares de perfil retangular **Figura 18.** Corte Vertical do tubo

A taxa total de transferência de calor foi calculada pela seguinte fórmula:

onde: q_t = Taxa total de transferência de calor (KJ/h)

q_f = Taxa de transferência de calor na aleta (KJ/h)

q_b = Taxa de transferência de calor da superfície sem as aletas (KJ/h)

A taxa de transferência de calor da superfície sem aletas é:

onde: h = coeficiente de transferência de calor por convecção (W/m^2K)

T_b = Temperatura na superfície da serpentina (K)

T_∞ = Temperatura do fluido (K)

A_b = Área da superfície sem aletas (m^2)

H = comprimento da serpentina (m)

A taxa de transferência de calor na aleta é dada por:

onde: N = Número de aletas

η = Eficiência da aleta

$q_{máx.}$ = Taxa máxima de dissipação de energia em uma aleta (KJ/h)

A taxa máxima de dissipação de energia em uma aleta é determinada pela seguinte fórmula:

onde: r_1 = raio interno do tubo (m)

r_2 = raio interno do tubo + espessura do tubo (m)

$$r_{2c} = r_2 + \frac{t}{2}$$

Equações para o cálculo da eficiência da aleta:

onde: t = espessura da aleta (m)

L = comprimento da aleta (m)

k = condutividade térmica (W/mK)

Hor = fórmula do eixo horizontal da figura 19

Figura 19. Eficiência da Aleta

Obs.: η_f (%) – eficiência da aleta = variável do eixo vertical da figura 19

Tabela 9. Variação da taxa total de transferência de calor e da eficiência das aletas em função da espessura

	<i>Espessura-t (m)</i>				
	0,006	0,005	0,004	0,003	0,002
r_1 (m)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
L (m)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
r_2 (m)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
H (m)	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
h (W/m ² K)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
q_b (KJ/h)	52,29	52,29	52,29	52,29	52,29
T_s (K)	405,05	405,05	405,05	405,05	405,05
$q_{máx.}$ (KJ/h)	4,54	4,27	4,01	3,76	3,51
k (W/mK)	38,70	38,70	38,70	38,70	38,70
r_{2c} (m)	0,0180	0,0175	0,0170	0,0165	0,0160
L_c (m)	0,0130	0,0125	0,0120	0,0115	0,0110
r_{2c}/r_1	3,60	3,50	3,40	3,30	3,20
A_p (m ²)	0,000078	0,000063	0,000048	0,000035	0,000022
<i>Hor.</i>	0,16	0,17	0,18	0,20	0,24
<i>Efic.</i> (%)	0,94	0,94	0,93	0,74	0,69
<i>N de aletas</i>	3	3	3	3	3
q_f (KJ/h)	12,8	12,0	11,2	8,4	7,3
q total (KJ/h)	65,06	64,30	63,50	60,65	59,58

Figura 20. Variação da transferência de calor com o número de aletas e a espessura das aletas

Os resultados da simulação podem ser vistos na tabela 9 e na figura 20. De acordo com esta figura, verifica-se que quanto maior o número de aletas e quanto maior a espessura das aletas, maior é a taxa de transferência de calor.

Considerações

Fixando uma distância de 5 mm entre as extremidades da serpentina e do conjunto de aletas e estabelecendo uma quantidade de 12 aletas de 0,006 m de espessura, o espaçamento mínimo entre as aletas será $((0,688-0,01-12*0,006)/12) = 0,051$ m.

Tabela 10. Comparação da transferência de calor entre módulo sem e com aletas

	<i>Serp.1 Mód.</i>	<i>Serp.1 Mód.c/ alet.</i>	<i>Serp.2 Mód.</i>	<i>Serp.2 Mód.c/ alet.</i>
r_1 (m)	0,005	0,005	0,005	0,005
L (m)	0,01	0,01	0,01	0,01
r_2 (m)	0,02	0,02	0,02	0,02
t (m)	0,006	0,006	0,006	0,006

H (m)	1,69	1,69	1,69	1,69
h (W/m ² K)	6,00	6,00	6,00	6,00
q_b (KJ/h)	129,91	131,03	267,45	268,34
T_b (K)	406,31	407,29	526,28	527,06
$q_{m\acute{a}x.}$ (KJ/h)	4,60	4,64	9,46	9,49
k (W/mK)	38,70	38,70	38,70	38,70
r_{2c} (m)	0,02	0,02	0,02	0,02
L_c (m)	0,01	0,01	0,01	0,01
r_{2c}/r_1	3,60	3,60	3,60	3,60
A_p (m ²)	0,000078	0,000078	0,000078	0,000078
<i>Hor.</i>	0,16	0,16	0,16	0,16
<i>Efic.</i> (%)	0,94	0,94	0,94	0,94
<i>N de aletas</i>	12	12	12	12
q_f (KJ/h)	51,66	52,11	106,36	106,72
q total (KJ/h)	181,57	183,14	373,81	375,06

Verifica-se através da tabela 10, que considerando só um módulo sem aleta e comparando-o com um módulo aletado, o aumento de calor não é muito significativo, mas já que uma serpentina é composta de vários módulos, a redução no comprimento será bastante significativa como será observado na tabela abaixo.

Fórmula utilizada para o cálculo do comprimento da serpentina reduzida:

Logo, a simulação base seria redimensionada com os seguintes valores:

Tabela 11. Estrutura final das serpentinas

	SERPEBASE10R1	
	Serp.1	Serp.2
Q (m ³ /d)	17928	14050
L SI (m)	100	85
$TS-S$ (C)	13,141	0,1703
$PS-S$ (C)	2414,7	1307,2
<i>N Serp.</i>	8	10
<i>N Mód.</i>	59	50

4.3.7.1.5. Simulações - Caso 5 - Água

Para todos os casos simulados anteriormente, utilizou-se como fluido de troca térmica o ar. Neste caso, estuda-se a substituição deste fluido por água. Para este objetivo, foi concebido um circuito de aquecimento composto por dois dispositivos de troca térmica e um dispositivo motriz (bomba).

O primeiro dispositivo de troca térmica tem a finalidade de aquecer o gás, e é composto por um tanque com água onde a serpentina encontra-se imersa.

Após trocar calor com a serpentina, a água, agora resfriada, é recirculada passando pelo segundo dispositivo de troca térmica onde ganha calor necessário à manutenção da temperatura de entrada no tanque (1° dispositivo de troca térmica).

Uma bomba supre toda energia motriz necessária à recirculação de água.

Como fluido de aquecimento da água circulante foram analisadas duas alternativas: a primeira usando ar com uma velocidade de 10m/s e a segunda utilizando água com velocidade de 1 m/s.

Para efeito de simulação o 2° dispositivo de troca térmica foi modelado como sendo um trocador tipo tubo duplo (ver figura 21).

Figura 21. Serpentinhas imersas em um tanque com recirculação de água

Consideraram-se os seguintes arranjos para as simulações:

Figura 21a. Arranjo utilizado no HYSYS para simular o conjunto de serpentinhas 1.

Figura 21b. Arranjo utilizado no HYSYS para simular o conjunto de serpentinhas 2.

Os resultados obtidos foram os seguintes:

Tabela 12. Resultados apresentados da simulação utilizando-se as configurações das figuras 21a e 21b

	<i>Serp.1</i>	<i>Serp.2</i>
<i>Te (Água)</i>	24	20
<i>Ts (Água)</i>	20	12
<i>Tm(Água)</i>	22	16

<i>L-Serp. (m)</i>	60	55
<i>Q-gás (m³/d)</i>	22518	18729
<i>N Serp.</i>	6	8
<i>Qa- S (m³/d)</i>	33,00	31,25
<i>Qa-T (m³/d)</i>	198	250
<i>q tubo (kW)</i>	37,67	9,22
<i>L eq V ar=10m/s</i>	3" x 900m	3" x 830m
<i>L eq V ág=1m/s</i>	3" x 145m	3" x 135m
<i>Pot. Bomba (kW)</i>	0,15	0,10
<i>Pot. Bomba (HP)</i>	0,20	0,15

onde: T_m = temperatura média da água que troca calor com o gás

Q_a-S = vazão volumétrica de uma serpentina

Q_a-T = vazão volumétrica total

q_{tubo} = calor transferido pelo tubo

$L_{\text{eq Var}} = 10\text{m/s}$ = comprimento do tubo equivalente a troca de calor efetuada com ar à velocidade de 10 m/s

$L_{\text{eq Vág}} = 1\text{m/s}$ = comprimento do tubo equivalente a troca de calor efetuada com água à velocidade de 1 m/s

4.3.8.1. Conclusões - Fase I

Figura 22. Comparação do número de serpentinas x comprimento entre os cinco casos simulados referente ao conjunto de serpentinas 1.

Analisando a figura acima, verifica-se que o caso no qual foi utilizada a água como fluido de troca térmica apresentou maior ganho na redução do comprimento e do número das serpentinas. Isso já era esperado pelo fato do coeficiente de troca térmica da água ser quatro vezes maior que o coeficiente do ar. O caso 2 no qual foi utilizado o ar com velocidade de 25 m/s, para efetuar a troca térmica apresentou a mesma redução no comprimento e no número de serpentinas (8 serpentinas de 100 m de comprimento) que o caso 4 (onde foram utilizadas 12 aletas de espessura 0,006 mm para aumentar a área de troca térmica).

Figura 23. Comparação do número de serpentinas x comprimento entre os cinco casos simulados referente ao conjunto de serpentinas 2.

Para o conjunto de serpentinas 2, o caso no qual foi utilizada a água como fluido de troca térmica (caso 5) também apresentou maior ganho na redução do comprimento e do número das serpentinas. O 2º melhor caso foi utilizar ar com velocidade de 25 m/s para efetuar a troca térmica (caso 2). Em seguida, o caso em que foram utilizadas 12 aletas de espessura 0,006 mm (caso 4). O pior caso apresentado foi o caso 3 (onde foi utilizado tubo liso intermediário de 1 in de diâmetro).

Tabela 13. Investimentos dos conjuntos de serpentinas para cada caso simulado

<i>Casos</i>	<i>Investimentos</i>	
	Serp.1	Serp.2
<i>1</i>	10 x 10mm x 140m	11 x 10mm x 115m
<i>2(V ar=25m/s)</i>	8 x 10mm x 100m Pot.Vent.(kW)=384,1	9 x 10mm x 80m Pot.Vent.(kW)=307,2
<i>3</i>	10 x 10mm x 70m 1" x 20 Alta P	11 x 10mm x 85m 1" x 20 Alta P
<i>4</i>	8 x 10mm x 100m 12 Chapas x 6 mm	10 x 10mm x 85m 12 Chapas x 6 mm
<i>5</i>	6 x 10mm x 60m (C) 6 x 1" x 60m Baixa P Pot.Bom.(HP)=0,20	8 x 10mm x 55m (C) 8 x 1" x 55m Baixa P Pot.Bom.(HP)=0,15

De acordo com a tabela acima, para o caso 1 (simulação básica) devem ser utilizadas 10 serpentinas de 10 mm de diâmetro e 140 m de comprimento para o conjunto 1 e 11 serpentinas de 10 mm de diâmetro e 115 m de comprimento para o conjunto 2. Para o caso 2 (velocidade do ar igual à 25 m/s), o investimento é de 8 serpentinas com 100 m de comprimento e um ventilador com potência de 384,1 kW para o conjunto de serpentinas 1; para o conjunto 2 serão necessárias 9 serpentinas com 80 m de comprimento e um ventilador com potência de 307,2 kW. Para o caso 3 (tubo liso intermediário), devem ser utilizadas 10 serpentinas com 70 m de comprimento e 2 tubos lisos intermediários de alta pressão com 1 in de diâmetro e 20 m de comprimento para o conjunto 1; e para o conjunto 2, 11 serpentinas de 85 m de comprimento e 4 tubos lisos intermediários de 1 in de diâmetro e 20 m de comprimento. No caso 4 (aletas), serão necessárias 8 serpentinas de 100 m de comprimento com 12 chapas (aletas) de 6 mm de espessura para o conjunto 1; para o 2, 10 serpentinas de 85 m de comprimento com 12 chapas (aletas) de 6 mm de espessura. E, para o caso 5 (água), será necessário investir em 6 serpentinas de 60 m de comprimento e uma bomba com potência de 0,20 HP para o conjunto 1; e 8 serpentinas de 55 m de comprimento e uma bomba com potência de 0,15 HP para o conjunto 2.

4.3.8.2. Conclusões após apresentação das etapas citadas anteriormente, realizada na Petrobras no dia 31/10/2001 por Manuelle

Após a apresentação realizada no dia 31/10/01, da qual participaram: Dirno (ATP-M/DP), Costa (ATP-M/OPRN), Manuelle e Sena (ST-EIPA), foram tomadas as seguintes decisões:

A) eliminar a primeira bateria de serpentinas e duas válvulas, supondo-se que a pressão máxima na entrada será de 3400 psig. Esta decisão implica na instalação de um sistema de proteção e “shut-down” devido ao processo poder atingir pressões da ordem de 5000 psig (ver figuras 24 e 25).

Figura 24. Configuração original

Figura 25. Configuração final

B) utilizar rebaixador de pressão com sistema de aquecimento a água que consiste em serpentinas colocadas dentro de um tanque, onde elas são aquecidas com água industrial da plataforma que é mantida à temperatura de 60°C através de uma resistência elétrica no fundo do tanque 8 (ver figura 26).

Figura 26. Visualização do sistema de aquecimento à água

4.3.9. Fase II

4.3.9.1. Fase II – Etapa 1 (Determinação da potência da resistência)

Para determinar a potência da resistência necessária para manter a água do tanque na temperatura de 60 °C, foi necessário calcular a energia transferida para o gás e a energia perdida através das paredes do tanque. A potência necessária será a soma dessas duas energias.

Para quantificar a energia perdida através das paredes do tanque, calculou-se o calor transmitido por cada placa (face) de largura b e comprimento L , através da seguinte fórmula:

$$q = 0,664k Re_L^{1/2} Pr^{1/3} b(T_s - T_\infty)$$

onde:

q = calor total transmitido por unidade de tempo

Re = número de Reynolds

Pr = número de Prandtl

b = largura da placa

k = condutividade térmica

T_s = temperatura da superfície da placa

T_{∞} = temperatura do fluido

Para efetuar o cálculo da área de troca térmica das serpentinas, calculou-se o coeficiente de película interno do gás, o coeficiente de película externo da água, o coeficiente global de troca térmica e, por último, a área.

Para o cálculo do coeficiente de película interno, utilizou-se a seguinte equação:

$$h_i = A \frac{k}{d} \left(\frac{dv\rho}{\mu} \right)^a \left(\frac{c_p \mu}{k} \right)^b$$

onde: h_i = coeficiente do filme interno

A = constante de proporcionalidade = 0,0225

k = condutividade térmica do fluido

d = diâmetro efetivo

v = velocidade do fluido

ρ = densidade do fluido

μ = viscosidade do fluido

c_p = calor específico do fluido

a = coeficiente no número de Reynolds

b = coeficiente no número de Prandtl

Para o cálculo do coeficiente de película externo, utilizou-se a seguinte equação:

$$h_e = 116 \left[\left(\frac{k^3 \rho^2 c_f \beta}{\mu_f} \right) \left(\frac{\Delta t}{d_0} \right) \right]^{0,25}$$

onde: β = coeficiente de dilatação térmica

Δt = diferença de temperatura entre a água e o gás

d_0 = diâmetro externo

O cálculo do coeficiente global de troca térmica foi efetuado pela seguinte fórmula:

$$U = \frac{h_e h_i}{h_e + h_i}$$

O cálculo da área de troca térmica foi efetuado pela seguinte equação:

$$A = \frac{Q}{U\Delta TML}$$

onde: U = coeficiente global de troca térmica

A energia transferida para o gás por uma serpentina foi determinada pelo simulador e é igual a 2.226,82 Btu/h.

4.3.9.2. Fase II – Etapa 2 (Determinação da espessura ótima de isolamento para as paredes do tanque)

O material da parede do tanque é aço carbono e o isolamento é de silicato de cálcio. O fluxo de calor através da parede composta foi calculado de acordo com a seqüência abaixo (ver figura 27):

Figura 27. Fluxo de calor através de uma parede composta

$$R_a = \frac{L_a}{K_a A} \qquad R_b = \frac{L_b}{K_b A}$$

$$R = R_a + R_b$$

onde: Ra = resistência do aço carbono

Rb = resistência do silicato de cálcio

R = resistência total

$$Q = \frac{\Delta T}{R}$$

onde: Q = quantidade de calor perdida

ΔT = diferença de temperatura ($T_o - T_2$)

4.3.10. Conclusões - Fase II

4.3.10.1. Conclusões - Fase II (Etapa 1)

Tabela 14. Especificações do Tanque da figura 26

Material	aço carbono
<i>Espes. da parede (m)</i>	0,00477
<i>k (W/m.K) a 300 K</i>	60,5
<i>Temp. do ar (K)</i>	299
<i>Temp. da água (K)</i>	333
<i>Dimensões (a x b x c)</i>	2,5x1x5
<i>Área do tanque (m²)</i>	40
<i>Q perdido (Btu/h)</i>	484,55

Observação: O Q perdido da tabela 14 refere-se ao calor total perdido nas seis paredes do tanque, calculado de acordo com a equação 14.

Tabela 15. Especificações do Rebaixador de Pressão

Material	aço inoxidável
<i>Te-S (°C)</i>	20
<i>Ts-S (°C)</i>	42
<i>Pe-S (psia)</i>	3414,7
<i>Ps-S (psia)</i>	3414,5
<i>L-Serp. (m)</i>	5
<i>Q-gás (m³/d)</i>	1000
<i>N-Serp.</i>	140
<i>N Mód.</i>	3
<i>Di-S (m)</i>	0,00858
<i>De-S (m)</i>	0,01

onde: Te-S = temperatura de entrada do gás na serpentina

Ts-S = temperatura de saída do gás da serpentina

Tabela 16. Propriedades para se obter a área de troca térmica que foram calculadas pelas fórmulas citadas anteriormente.

Propriedades	Valores
<i>Coef. de pel. int., hi (Btu/h.ft².°R)</i>	846,3
<i>Coef. de pel. ext., he (Btu/h.ft².°R)</i>	623,9

<i>Coef. Gl. de Troc. Térm., U (Btu/(h)(ft²)(°F))</i>	202,5
<i>Superfície Total (ft²)</i>	31,6
<i>Comprimento/serpentina</i>	84,1
<i>Perda de calor por convec. total (Btu/h)</i>	484,55
<i>Q trocado entre o gás e a água (Btu/h)</i>	317354,28

4.3.10.2. Conclusões - Fase II (Etapa 2)

Figura 28. Calor perdido em função da espessura de isolamento das paredes do tanque

Através da figura 28, verifica-se que quanto maior a espessura do isolamento das paredes do tanque, menor é a quantidade de calor perdido. Sendo assim, a espessura ótima de isolamento é a de 2,5”.

Supondo que um motor à combustão interna, que consome gás e aciona um gerador de energia, irá suprir a quantidade de energia necessária ao aquecimento da água do tanque efetuado por uma resistência (ver figura 29), comparou-se o consumo de gás efetuado pelo gerador em relação ao calor absorvido pelo isolamento das paredes do tanque, como é mostrado na tabela 17.

Figura 29. Esquema de geração de energia para aquecimento da água do tanque

Tabela 17. Consumo de gás necessário para o gerador de energia em comparação com o calor absorvido através das paredes do tanque.

<i>Espessura (in)</i>	<i>Delta Q (Btu/h)</i>	<i>Vazão (m³gás/h)</i>	<i>Cons. por ano (m³gás/ano)</i>
<i>0,5</i>	62,15	0,007	217,35
<i>1</i>	92,17	0,011	322,32
<i>1,5</i>	102,17	0,012	357,29
<i>2</i>	107,18	0,013	374,81
<i>2,5</i>	110,18	0,013	385,30

onde:

Delta Q – corresponde ao calor absorvido pelas paredes do tanque de acordo com a espessura, que é igual ao calor perdido sem isolamento menos o calor perdido com isolamento.

Vazão (Pm³gás/h) = Delta Q x PCI (poder calorífico inicial)(condição Petrobras @ 20°C/1 atm)

Observação: Já que a eficiência do motor é de 30%, o consumo de gás será a vazão dividida por 0,3.

Verifica-se através da tabela 17 que quanto maior for o calor absorvido pelo isolamento, maior será a economia de gás necessário para fornecer energia à resistência.

4.4. Ajuste da Malha de Vapor

Uma das formas de se aumentar o fator de recuperação do petróleo, em campos maduros ou de óleos viscosos, é promover a diminuição da viscosidade do óleo pela injeção de vapor. Essa injeção pode ser cíclica ou contínua. No processo de injeção cíclica, o vapor é injetado diretamente no poço produtor de petróleo por um período de sete dias, após isso o poço é fechado para que ocorra a troca de calor com a jazida, geralmente alguns dias, só depois posto para produzir por vários meses, até que a vazão de óleo comece a declinar. Na injeção contínua, o vapor é injetado em um poço continuamente, enquanto o petróleo é obtido por outros.

A PETROBRAS, em parceria com o grupo Iberdrola e o governo do Rio Grande do Norte, está participando do projeto de uma termelétrica, denominada Termoçu, que possui como matriz energética o gás natural. O papel da Petrobras será fornecer o gás necessário ao funcionamento da termelétrica e utilizar o vapor produzido por ela para injeção nos poços. A água utilizada para a geração do vapor será fornecida pelo Rio Açú.

Estima-se que a Termoçu fornecerá uma vazão total de vapor de 611 ton./d até o 16º período, sendo esta reduzida para 305 ton./d até o último período (24º). O vapor sairá da termelétrica a uma pressão absoluta de 116.033 kgf/cm², com temperatura variando entre 385 e 395 °C.

O projeto da malha de vapordutos, que conduzirá o vapor aos poços, encontra-se dividido em dois blocos, um a leste da termelétrica, que levará vapor aos poços da região de Alto do Rodrigues e Pendências, denominados respectivamente TRUNK ARG(EV-III) e TRUNK ETRB(EV-PD) e um a oeste, denominado TRUNK ETLB que abrange a área de poços a esquerda da Termoçu. O arranjo descrito pode ser visto na figura 30. Este relatório versa sobre a modelagem de um ramal de dutos do bloco leste, especificamente de Alto do Rodrigues.

Esta atividade teve como finalidade fornecer uma configuração básica das malhas de vapor de poços a fim de determinar aquela que tem a menor perda de carga e que os dutos tenham o menor diâmetro possível.

Figura 30. Arranjo esquemático do projeto de injeção de vapor nos poços petrolíferos.

A simulação foi feita para um campo produtor configurado conforme podemos ver na figura 31. Este campo foi dividido de forma a estar sempre produzindo petróleo durante o ano, já que cada poço tem seu ciclo de produção de 8 meses. Por exemplo, o poço B1 irá produzir até que J1 entre em produção. De uma letra para outra há uma diferença de um mês.

A malha de vapor é composta por um tronco central, com pontos de ramificação. Cada ramificação foi simulada separadamente para facilitar a simulação. Nesta simulação, apenas um ramal do trecho 4A (TCH4A), que envia o vapor para: os três poços U6, os 05 poços U5, os três poços A7, quatro poços D2 e 03 poços A8, foi simulado (figura 32).

Figura 31. Campo produtor

Figura 32. Poços que são abastecidos pelo ramal 4

As simulações foram realizadas no simulador HYSYS, utilizando-se a equação de ASMESteam. Os dutos utilizados são formados por módulos que têm um comprimento aparente de 70 m e comprimento real de 90 m cada, devido a duas curvas formando um “U” na extensão do duto para dilatação térmica.

A pressão desejada em cada poço produtor da linha é de no mínimo 40 kgf/cm² e a pressão inicial não superior a 115 kgf/cm². A temperatura ambiente adotada foi de 15°C. Este campo foi dividido em quatro trechos, ou seja, quatro pontos onde há uma ramificação para a coleta dos poços produtores.

Tabela 18. Comprimento dos trechos do tronco central

<i>Trechos</i>	<i>Comprimento (m)</i>
<i>TC</i>	17264
<i>TCH2A</i>	1697
<i>TCH3A</i>	1440
<i>TCH4A</i>	1680

O ramal 4 foi simulado de acordo com a figura 33, onde o trecho 4 (que sai do quarto ponto de ramificação) é subdividido em dois outros trechos (T4R1 e T4R2).

O trecho T4R1 abastece os poços U6-1, D2-1 e o trecho T4R1-2; esse por sua vez abastece os poços U6-2, A7-1 e o trecho T4R1-3. O trecho T4R1-3 abastece os poços U6-3, A7-2 e o trecho T4R1-4. Este abastece os poços U5-1, A7-3 e o trecho T4R1-5. O trecho T4R1-5 abastece os poços U5-2, U5-3 e o trecho T4R1-6; o qual abastece os poços U5-4 e U5-5.

O trecho T4R2 abastece os poços D2-2, D2-3 e o trecho T4R2-2. Os poços A8-1, D2-4 e o trecho T4R2-3 são abastecidos por T4R2-2. Por fim, o trecho T4R2-3 abastece os poços A8-2 e A8-3.

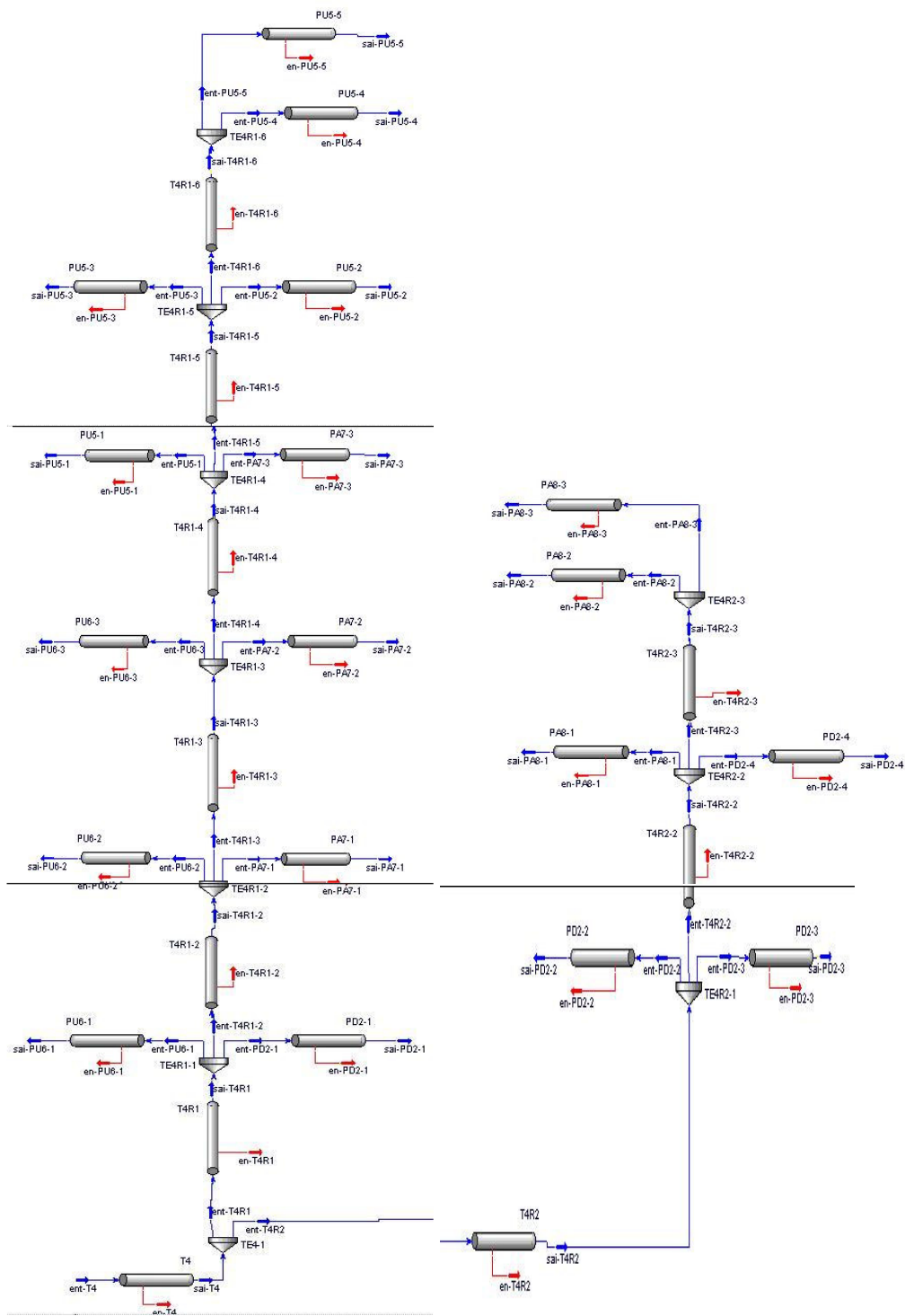


Figura 33. Esboço do ramal 4 com os seus respectivos trechos que foi simulado pelo HYSYS

A tabela 19 mostra a configuração final, as vazões, pressões e extensões de cada trecho, dos dutos do ramal 4, obtidos quando o poço “U” entra em produção.

Tabela 19. Relação das perdas de carga para o ramal 4 da malha de vapor

Observações:

1) O primeiro valor de dPm que aparece na tabela 19 corresponde à média da diferença de pressão (perda de carga)/comprimento do trecho T4 até o trecho T4R1-6 e o segundo valor corresponde à média da diferença de pressão/comprimento do trecho T4R2 até o trecho T4R2-3.

2) Dptotal é a Diferença de pressão total e equivale à diferença entre a pressão de entrada do trecho T4 e a pressão de saída do trecho T4R2-3.

De acordo com a tabela 19, a configuração obtida foi a menor possível dentro das condições especificadas do campo produtor simulado. E a perda de carga total (2,07) está bem abaixo da máxima permitida (10%).

CAPÍTULO 5.0. VISITAS REALIZADAS

5.1. Em Terra:

- Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos – UTPF (Pólo Industrial de Guamaré);
- Ativo de Produção de Alto do Rodrigues;
- Campo de Petróleo de Ubarana;
- Campo de Petróleo de Riacho da Forquilha.

5.2. Em Mar:

- Plataforma de Ubarana 02 – PUB 02

CAPÍTULO 6.0. CONCLUSÕES

O estágio supervisionado cumpriu os objetivos a que se propõe, possibilitando ao aluno a aplicação dos conhecimentos teóricos adquiridos na Universidade durante o curso de Engenharia Química, principalmente nas áreas de termodinâmica, transferência de calor e engenharia de processos, capacitando-o melhor para o mercado de trabalho.

A principal dificuldade encontrada durante a realização das atividades foi a falta de experiência prática. Portanto, a orientação do supervisor de estágio foi bastante relevante para um bom cumprimento das atividades.

Os resultados obtidos das atividades desenvolvidas forma satisfatórios no sentido de atender os objetivos gerais especificados.

Com respeito ao projeto principal do estágio, Sistema Redutor de Pressão para Gás-Lift, os objetivos de fornecer dados básicos de processo, bem como estabelecer um dimensionamento otimizado de um sistema redutor de pressão de gás com aquecimento de modo a possibilitar que após uma expansão de 3.414,7 para 1.114,7 psia, a temperatura desse gás não fosse inferior a 0°C, foram conseguidos.

No caso do ajuste da malha de vapor, a configuração obtida para os dutos foi a menor possível dentro das condições especificadas do campo produtor simulado. E a perda de carga total ficou bem abaixo da máxima permitida, o que demonstra um bom resultado.

CAPÍTULO 7.0. 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.
- BARROS, N. C. B. F.; Proposta de Dissertação de Mestrado – Simulação do Sistema de Absorção da Unidade de Processamento de Gás Natural de Guamaré (UPGN-GMR), UFRN, 1998.
- ENGINEERING DATA BOOK; Gás Processors Suppliers Association, Ninth edition, Tulsa, Oklahoma: Gás Processors Association, 1972.
- KERN, D. Q., traduzido por LUIZ, A. M.; Processos de Transmissão de Calor, Rio de Janeiro: Editora Guanabara dois, 1982.
- KREIT, F.; Princípios da Transmissão de Calor, tradução da 3. Edição americana por YAMANE, E., SILVARES, O. M. e OLIVEIRA, V. R. L., São Paulo: Editora Edgar Blücher, 1977.
- NEIVA, J.; Conheça o Petróleo, 5a ed., Rio de Janeiro: Ao Livro Técnico, 1986.
- PERRY, R. H., CHILTON, C. H.; Chemical Engineers` Handbook, Fifth edition, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd.
- THOMAS, J., E., Organizador; Fundamentos de engenharia de Petróleo, Rio de Janeiro: Editora Interciência - PETROBRAS, 2001.
- SMITH, J.M., Van Ness, H.C., Abbott, M.M., 1996. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics, 5ª edição, McGraw-Hill.