

## *Monografia de Graduação*

**Remoção de H<sub>2</sub>S do gás natural em coluna de recheio com solução de permanganato de potássio em contracorrente**

**Charles Rajiv Cavalcante do Lago**

**Natal, fevereiro de 2012**

**CHARLES RAJIV CAVALCANTE DO LAGO**

**REMOÇÃO DE H<sub>2</sub>S DO GÁS NATURAL EM COLUNA  
DE RECHEIO COM SOLUÇÃO DE PERMANGANATO  
DE POTÁSSIO EM CONTRACORRENTE**

Trabalho de conclusão do Programa de Recursos Humanos da ANP, ANP/PRH-14, submetido ao corpo docente da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Refino e Processamento.

**ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto**

**CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto**

Natal, Fevereiro de 2012.

**Lago, Charles Rajiv Cavalcante do** - Remoção de H<sub>2</sub>S do gás natural em coluna de recheio com solução de permanganato de potássio em contracorrente. Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Corpo Docente do Departamento de Engenharia Química / UFRN / Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural.

**ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto**

**CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto**

## **RESUMO**

O gás natural é uma fonte energética composta por hidrocarbonetos leves, o qual pode estar associado ou não ao petróleo. Contudo, sua aplicação industrial tem se tornado cada vez mais significativa, pois a preocupação com a disponibilidade do petróleo e o meio ambiente, fez com que certas atividades que, antes baseadas no consumo de petróleo e carvão mineral, utilizassem o gás natural por apresentar uma combustão mais limpa, um grande número de reservas ainda não exploradas e um baixo custo. O gás natural sempre apresenta uma fração, relativamente pequena, de contaminantes, que podem ser água, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> e o H<sub>2</sub>S, que causam problemas operacionais, pois, além de serem uma carga extra a ser bombeada, a remoção desses contaminantes é de grande importância para se obter um gás com combustão extremamente limpa e eficiente, evitando danos ao meio ambiente e a instalações industriais. O trabalho desenvolvido teve como finalidade estudar a capacidade que uma solução de permanganato de potássio (KMnO<sub>4</sub>) e ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), tem para retirar o H<sub>2</sub>S contido no gás natural. Tendo como objetivo desenvolver um processo com baixo custo de operação e de alta eficiência, além de gerar produtos facilmente separados e que possuem alto valor agregado. Na absorção o gás natural é borbulhado na parte inferior da coluna de acrílico, utilizando como enchimento anéis de Raschig e a solução de permanganato de potássio, como líquido absorvedor e oxidante. O H<sub>2</sub>S contido no gás reage com a solução, formando enxofre coloidal. O monitoramento do processo é feito caracterizando o gás que sai na parte superior da coluna por um analisador de gás *GreenLine 8000* da *Eurotron*.

**Palavras Chave:** Absorção, Dessulfurização, Coluna de Recheio.

**Lago, Charles Rajiv Cavalcante do** - Removal of H<sub>2</sub>S from natural gas in packing column with potassium permanganate solution in countercurrent. Final Project submitted to the Department of Chemical Engineering / UFRN / National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels - Process Engineering in Plants, Oil and Natural Gas.

**SUPERVISOR: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto**

**CO-SUPERVISOR: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto**

### **ABSTRACT**

Natural gas is an energy source consisting of light hydrocarbons, which may or not associated with oil. However, its application in industry have become increasingly significant, since a concern with the availability of oil and the environment, meant that certain activities that, based on prior consumption of oil and coal, they use natural gas because it has a combustion cleaner, a large number of spares is not operated and a low cost. The gas fraction always has a relatively small, of the contaminants which may be water, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, causing operational problems because, besides being an extra charge to be pumped. The removal of such contamination is of major importance to obtain a gas having an extremely clean and efficient combustion, preventing damage to the environment and industrial installations. The work was designed to study the ability of a solution of potassium permanganate (KMnO<sub>4</sub>) and sulfuric acid (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) to remove the H<sub>2</sub>S is present in natural gas. Aiming to develop a process with low operating costs and high efficiency, and generate products that are easily separated and high added value. In absorption the gas is bubbled into the bottom of the column of acrylic using Raschig rings as a filler and a solution of potassium permanganate, as a liquid absorber and oxidizer. The H<sub>2</sub>S contained in the gas reacts with the solution, forming colloidal sulfur. The monitoring process is carried out characterized the gas leaving the top of the column by a gas analyzer GreenLine Eurotron 8000.

**Keywords:** Absorption; Desulfurization; Column Packed.

## **Agradecimentos**

Aos mestres e companheiros com os quais a vida me presenteou.

Ao meu herói sem capa, o meu grande pai, Héber, com o qual nunca deixo de aprender. À minha mãe, Ishis, pelo apoio incondicional, à Rose, minha boadrasta sempre atenta e prestativa, à minha vó, Graça, pelo suporte técnico e familiar, aos meus irmãos e toda à minha família, pela força e crença.

Aos grandes professores que, com seus conhecimentos e experiências, ajudaram a moldar meu perfil profissional e humano. Obrigado Eduardo Lins, Afonso Dantas, Romualdo Vidal, Edson Leandro, Maira de Fátima, Gorete Macedo, Jackson Araujo, Gilson Gomes e Domingos Fabiano.

Ao meu SUPERvisor, Caribé, pelos ensinamentos e orientações durante o estágio, a Amauri Torres, pelas aulas e grande inspiração, à Enéas e Mario do RH, pela disposição ao bem. À equipe da EIPA, nas pessoas de Israel Ramos e Magela Casiragh, pelas constantes interações e orientações. À equipe do MI de Araçás, pela régua elétrica, à Andréia, pela eterna bondade e todos da OP-AR.

Aos grandes amigos, meus primos e irmãos, de sangue e de coração, grandes companheiros que completam o mosaico da minha história. Obrigado pela amizade gratuita e presença inequívoca. Obrigado, primos: Dedé, Diogo Batista, Rodolfo, Canindé, Dan e, ao exército dos Caicós; Tenente Israel, Capitão Ênio e General Saulo.

Obrigado a todos do NUPEG, em especial Maria Brunet e Luiz Ferreira *Laplaciano*, ao departamento de Engenharia Química e à Petrobras na Bahia.

## Sumário

1. Introdução.....	1
2. Revisão bibliográfica .....	2
3. Metodologia.....	4
3.1. Aparelhagem experimental.....	4
3.1.1. Sistema de circulação de líquido.....	4
3.1.1.1. By Pass.....	4
3.1.1.2. Controlador de vazão.....	5
3.1.2. Coluna de Recheio .....	6
3.1.3. Sistema de injeção e análise do gás.....	7
3.1.3. Experimentos .....	8
4. Resultados e discussão .....	9
5. Conclusões.....	11
6. Referências bibliográficas .....	12
7. ANEXO – Relatório de Estágio.....	13
2. RESUMO .....	2
3. EMPRESA.....	3
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
4.1. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO .....	5
4.1.1. PROCESSAMENTO DE GÁS .....	5
4.1.2. TRATAMENTO DE PETRÓLEO .....	6
4.2. SISTEMAS DE ELEVAÇÃO.....	6
5. ATIVIDADES REALIZADAS.....	8
5.1. ESTAÇÕES DE TRATAMENTO.....	8
5.1.1. ESTAÇÃO B DE ARAÇÁS.....	9
5.1.1.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO - ETO-AR .....	10
5.1.1.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-AR .....	10
5.1.1.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-AR.....	11
5.1.2. ESTAÇÃO FAZENDA BOA ESPERANÇA.....	12
5.1.2.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FBE .....	12
5.1.2.2. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FBE .....	12
5.1.3. ESTAÇÃO FAZENDA IMBÉ.....	13
5.1.3.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FI.....	13
5.1.3.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-FI.....	13
5.1.3.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FI .....	14
5.2. TEMPERATURA EM OLEODUTO .....	14
5.3. INJEÇÃO DE ÁGUA .....	16

5.3.1. SISTEMA DE BCSH.....	17
5.4. MEDIÇÃO .....	21
5.4.1. MEDIÇÃO DE GÁS .....	22
5.4.2. MEDIÇÃO DE ÓLEO.....	23
5.5. SONDA DE PRODUÇÃO TERRESTRE .....	23
5.5.1. CIMENTAÇÃO .....	24
5.5.2. CANHONEIO E PISTONEIO.....	27
6. CONCLUSÃO.....	28
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	29
ANEXOS .....	30

## 1. Introdução

O gás natural é uma fonte energética composta por hidrocarbonetos leves, o qual pode está associado ou não ao petróleo. Sua utilização como fonte energética foi amplamente empregada durante o século XIX, porém, teve um declínio devido às novas fontes energéticas, como o petróleo e seus derivados e a geração de eletricidade por hidrelétricas. No entanto, sua aplicação industrial têm se tornado cada vez mais significativa, pois a preocupação com a disponibilidade do petróleo e o meio ambiente, fez com que certas atividades que, antes baseadas no consumo de petróleo e carvão mineral, utilizassem o gás natural por apresentar uma combustão mais limpa, um grande número de reservas ainda não exploradas e um baixo custo. As siderúrgicas, a indústria de fertilizantes e de cerâmicas são grandes consumidores de gás natural, assim como veículos que utilizam o GNV (Gás Natural Veicular) e termoelétricas, que podem gerar grande quantidade de eletricidade utilizando-o na produção de vapor para turbinas.

O gás natural sempre apresenta uma fração, relativamente pequena, de contaminantes, os principais são:  $H_2O$ ,  $NO_x$ ,  $CO_2$  e o  $H_2S$ , que causam problemas operacionais, pois, além de serem uma carga extra a ser bombeada, podem corroer as instalações, gerar problemas ambientais e intoxicação de operários. Por isso, o gás natural passa por vários processos de descontaminação. Quando a produção é em mar (*offshore*), o gás natural é previamente tratado para diminuir a quantidade de impurezas, após esse tratamento primário, ele é levado a uma UPGN (Unidade de processamento de gás natural) onde passa por vários processos com o intuito de retirar os diversos contaminantes, sendo uma dessas etapas a UD (unidade de dessulfurização).

A absorção é o processo no qual ocorre transferência de um ou mais componentes em fase gasosa para uma fase líquida, ela pode ocorrer por simples interação física ou com reação química, a absorção física está sempre presente, variando em função da solubilidade entre as fases, já a absorção com reação química pode ser reversível ou irreversível, dependendo da interação química entre o adsorbato e o adsorvente, contaminante e o reagente, respectivamente. O processo de absorção pode ser feito em colunas de recheio, que são estruturas cilíndricas preenchidas com materiais inertes para aumentar a área de contato entre as fases, ex. anéis de Raschig. As colunas de recheio podem operar com a fase líquida estagnada ou em contracorrente, sendo o processo em contracorrente o que apresenta maior interação entre as fases, facilitando a transferência de massa e obtendo, conseqüentemente, melhor eficiência de absorção.



A remoção desses contaminantes é de grande importância para se obter um gás com combustão extremamente limpa e eficiente, evitando danos ao meio ambiente e a instalações industriais. Vários processos para descontaminação do gás natural são utilizados; absorção físico-química, adsorção, *sulfatreat* ou membranas permeáveis. Todos esses consomem muita energia ou geram perdas de carga elevadas, além de produzirem resíduos tóxicos que agridem o meio ambiente. O desenvolvimento de processos com menor custo, melhor eficiência e que gerem produtos aos quais se possam agregar valor e que não agridam o meio ambiente é o rumo que vários pesquisadores seguem para aperfeiçoar o processamento do gás natural.

## **2. Revisão bibliográfica**

O gás natural possui diversas aplicações, por ser uma fonte energética economicamente viável, ambientalmente correta e com grande disponibilidade sua utilização vai desde industriais a domésticas. Apesar de ser em pequenas proporções, o gás natural apresenta diversos contaminantes, por isso há várias especificações para os limites de concentração de cada um deles, esses limites variam de acordo com a finalidade, as normas vigentes e os processos disponíveis.

Os limites de concentração do H<sub>2</sub>S são, principalmente, devido aos problemas operacionais como corrosão e carga extra que ele pode causar e aos impactos ambientais, seja na atmosfera ou na saúde humana. Vários processos foram e ainda são desenvolvidos para a remoção do H<sub>2</sub>S do gás natural, eles podem se basear, segundo KOHL e NIELSEN (1997), nas seguintes categorias:

- Absorção em líquido
- Adsorção em sólido
- Permeação através de membrana
- Conversão química
- Condensação

No caso da absorção em um líquido, Kohl e Nielsen (1997) apontam três formas pelas quais a absorção terá efeito:

- Absorção física
- Absorção química reversível
- Absorção química irreversível

No presente trabalho o processo de absorção ocorre com reação química irreversível em uma coluna de recheio, que é composta por uma estrutura cilíndrica, ou torre, e um material inerte no seu interior, o qual recebe o nome de recheio. Existem vários tipos de recheios, todos desenvolvidos para obter a maior relação área-volume, um menor peso e uma maior resistência química. Suas principais características devem ser (McCabe, Smith, Harriott, 1991):

- Quimicamente inerte com os fluidos utilizados
- Resistente mecanicamente sem peso excessivo
- Permitir a passagem adequada de ambos os fluidos, sem retenção excessiva de nenhum deles
- Permitir bom contato entre as fases
- Custo razoável

O emprego do processo em contracorrente está aumentando devido a sua característica de melhorar o contato entre as fases e conseqüentemente aumentar a transferência de massa, sendo muito útil em processos catalíticos, pois pode aumentar o tempo de vida dos catalisadores, (MUZEN e CASSANELLO, 2005).

Segundo Nagl (1997 apud SILVA FILHO, 2009), definir um processo para remoção do H<sub>2</sub>S do gás natural é uma decisão baseada em diversos fatores, como vazão de gás, viabilidade econômica instalação/insumos, fração de contaminantes e concentração mínima exigida. Para isso, (TENNYSON e SCHAFF, 1997) propuseram o seguinte diagrama:

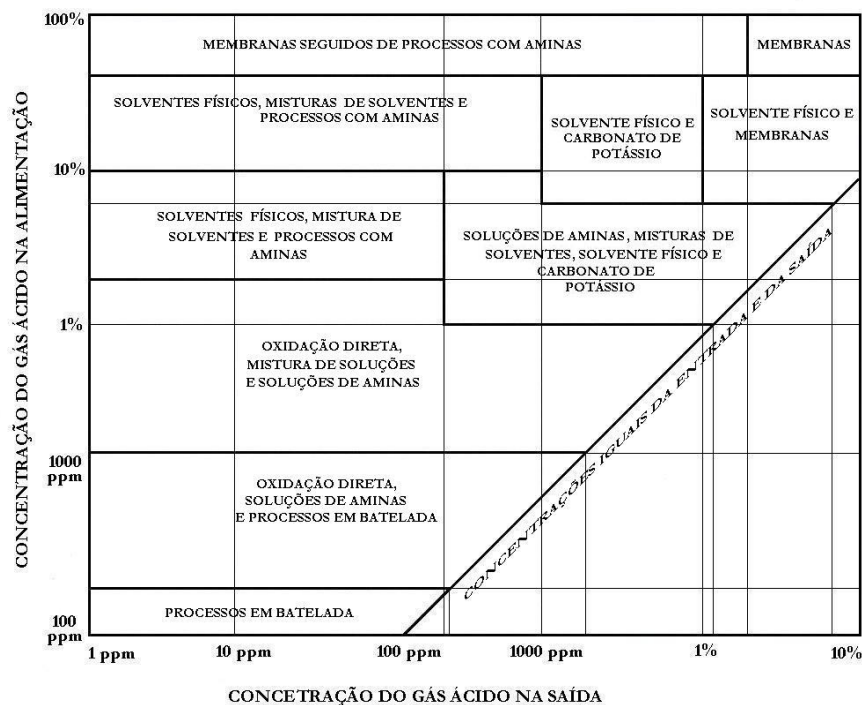


Figura 1. Diagrama para escolha do processo para remoção de H<sub>2</sub>S do gás natural.

### 3. Metodologia

#### 3.1. Aparelhagem experimental

A primeira etapa do projeto foi o desenvolvimento da aparelhagem experimental, que consisti no sistema de circulação da fase líquida, a coluna de recheio, o sistema de injeção e análise do gás e análise de dados.

##### 3.1.1. Sistema de circulação de líquido

O sistema de circulação é composto por uma bomba centrífuga, um recipiente no qual a solução é armazenada, conexões e tubulações para condução do líquido.

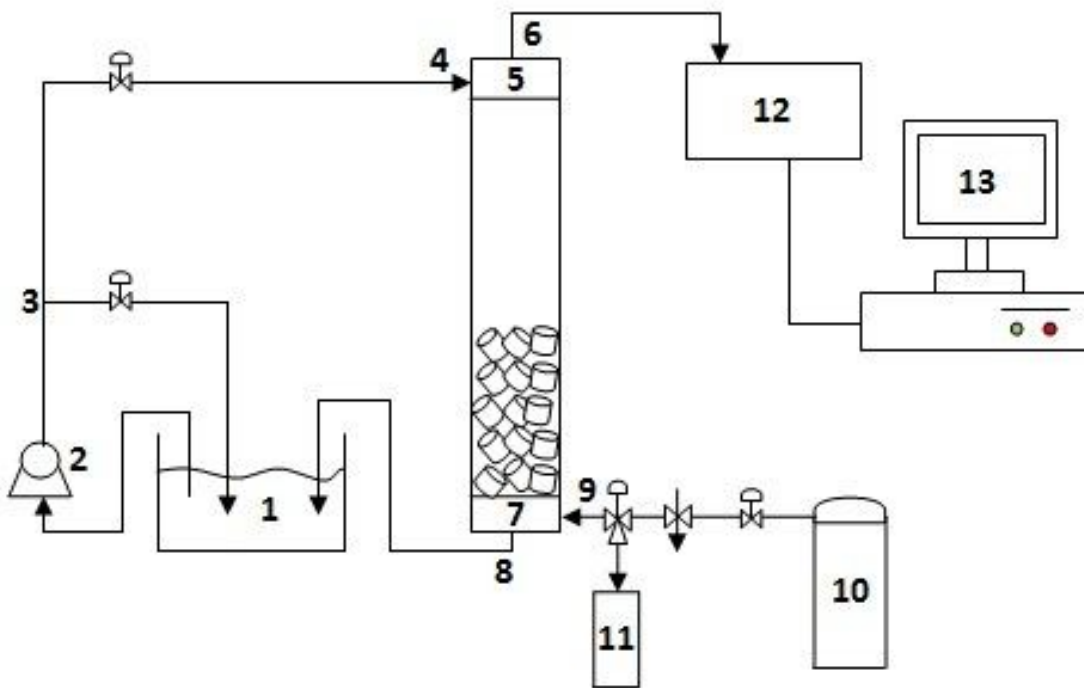
##### 3.1.1.1. By Pass

A circulação de líquido foi feita, inicialmente, por meio de um conjunto de válvulas ligadas a bomba e ao recipiente, formando um *by pass*, devido à necessidade de regular a vazão da bomba para valores dentro da faixa de equilíbrio do sistema.

A bomba fornece uma vazão de 75 mL/s, quando alimentada com tensão de 12V, no entanto, devido a vazão de saída do líquido, a faixa de operação se encontra entre 5 e 10 mL/s, para que seja mantido o nível da coluna, em função da altura de líquido utilizada.

Foram utilizadas duas válvulas para controlar a vazão, uma do tipo esfera e a outra do tipo agulha, a do tipo esfera foi instalada na tubulação que retorna ao recipiente e a do tipo

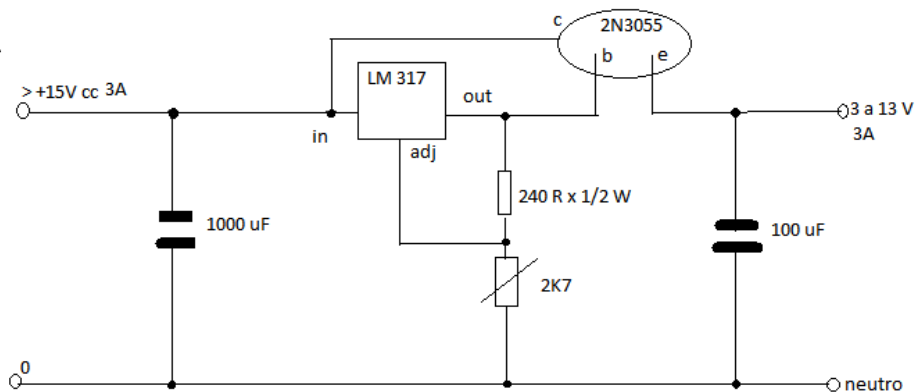
agulha foi instalada na tubulação que leva a entrada de líquido na coluna, pois esta permite um controle mais sensível da vazão e apresenta um tempo de resposta mais rápido e efetivo que a válvula tipo esfera. O conjunto é mostrado na figura 2;



**Figura 2:** Aparelhagem experimental com *By Pass*. 1 – recipiente com líquido (água ou absorvente), 2 – bomba, 3 – *bypass*, 4 – entrada de líquido, 5 – dispersor de líquido, 6 saída de gás, 7 – dispersor de gás, 8 – saída de líquido, 9 – entrada de gás, 10 – cilindro de gás, 11 – fluxímetro, 12 – analisador de gás, 13 – computador, 14 – coluna.

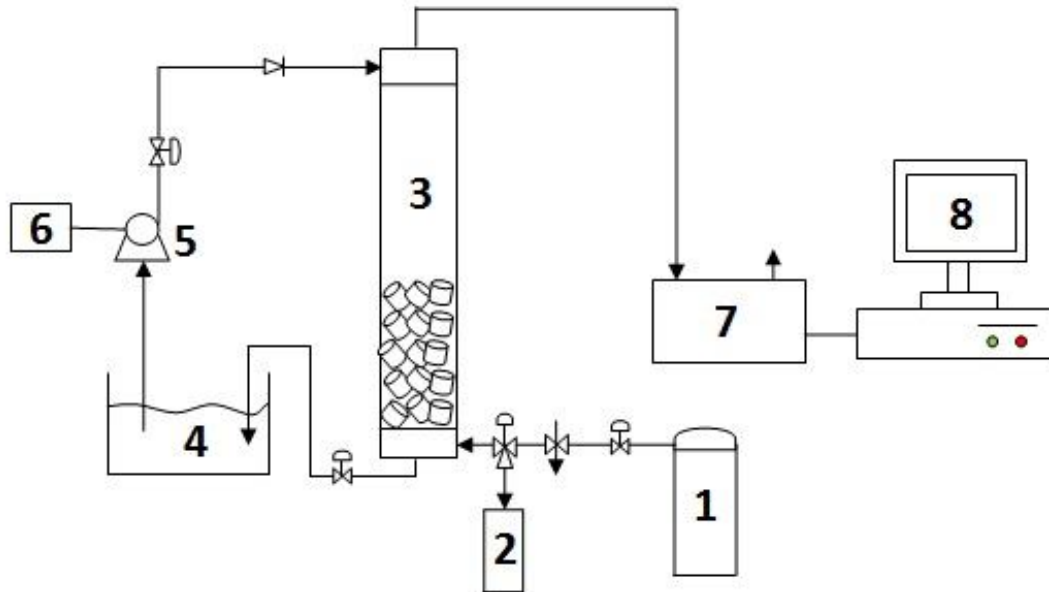
### 3.1.1.2. Controlador de vazão

Devido aos problemas operacionais decorrentes do manuseio das válvulas do *by pass*, foi construído um sistema mais efetivo e simplificado para o controle da vazão da bomba; uma fonte de tensão variável, o que permite a variação da vazão em função da frequência de rotação da bomba.



**Figura 3.** Circuito eletrônico da fonte de tensão.

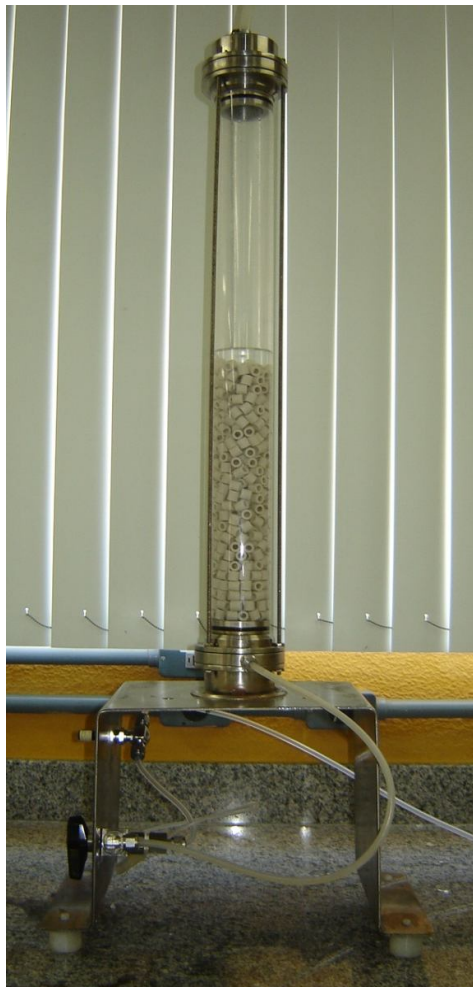
A variação da tensão de alimentação da bomba é feita através do potenciômetro de 2K7 (2700  $\Omega$ ), o qual varia a tensão de saída e, conseqüentemente, a rotação da bomba, permitindo o controle do nível de líquido na coluna. O sistema com a fonte de tensão facilitou a operação da coluna, sendo acrescentada apenas uma válvula de retenção para evitar o retorno da coluna de líquido através da bomba. O esquema da aparelhagem está representado na figura 4.



**Figura 4:** Aparelhagem experimental com fonte variável de tensão. 1 – cilindro de gás, 2 – fluxímetro, 3 – coluna com recheio, 4 – recipiente com líquido (água ou absorvente), 5 – bomba, 6 – fonte de tensão, 7 – analisador de gás, 8 – computador.

### 3.1.2. Coluna de Recheio

A coluna utilizada é construída em acrílico, com 56 cm de altura e 5,2 cm de diâmetro interno. Em suas extremidades foram acoplados dois distribuidores de fluxo e no interior foi preenchida com anéis de Raschig de vidro de 0,7 cm de diâmetro, para aumentar a área de contato entre as fases e evitar a formação de espuma durante a passagem do gás. O diâmetro do anéis de Raschig foi escolhido para atender a recomendação de que este não ultrapasse 1/8 do diâmetro da coluna.



**Figura 5.** Coluna de recheio utilizada.

### **3.1.3. Sistema de injeção e análise do gás**

O sistema de gás é composto pela alimentação, que pode ser do cilindro contendo gás natural ou do sistema de ar comprimido existente no Laboratório de Tenssoativos do NUPEG (Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás). O gás utilizado, gás natural com  $H_2S$  ou ar comprimido, passa por válvulas para que a vazão seja medida pelo fluxímetro para, depois, ser desviado para a coluna.

O controle da vazão é feito através de uma válvula agulha e o direcionamento do fluxo é feito por uma válvula de três vias, que conecta a linha do gás à coluna e ao fluxímetro. Após a determinação da vazão do gás pelo fluxímetro, este é desviado para a coluna para que sejam feitos os testes cabíveis.

A utilização de ar comprimido foi feita durante os experimentos para determinação de parâmetros hidrodinâmicos do sistema, tais como *holdup* de gás e líquido (fração do volume

ocupado por cada fase), vazão de inundação e vazão mínima de fluxo, os quais foram realizados utilizando-se água como líquido na coluna.

O sistema de análise de dados é composto pelo analisador de gás *GreenLine 8000 Eurotron*, figura 5, o qual inferi a concentração de H<sub>2</sub>S por meio de células eletro-químicas e transferei os resultados à um computador para armazenamento e tratamento dos dados, utilizando o software do próprio analisador.

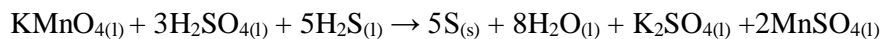


**Figura 6.** Analisador de gás GreenLine 8000 Eurotron.

### 3.1.3. Experimentos

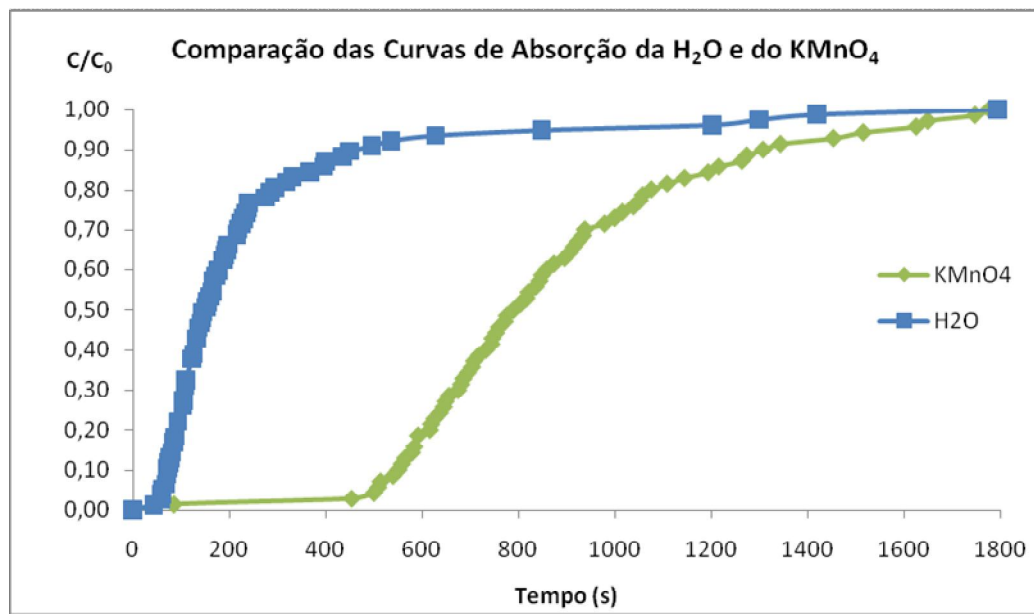
A determinação do *holdup* foi feita segundo o método de drenagem, no qual a coluna é completamente cheia com água e mantêm-se o nível constante por meio das válvulas do *bypass* ou do controle da tensão da fonte instalada, em seguida, abri-se a válvula do gás para que este atravesse a coluna, após 3 minutos as válvulas são fechadas e o líquido restante na coluna é coletado. Este procedimento foi realizado com a coluna com e sem recheio. A razão entre o volume coletado e o volume total da coluna fornece o *holdup do líquido* para a vazão de gás utilizada.

O processo de remoção do sulfeto de hidrogênio, H<sub>2</sub>S, do gás natural será realizado em contracorrente na coluna recheada com os anéis de Raschig. O absorvente será uma solução aquosa de permanganato de potássio e ácido sulfúrico, KMnO<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, respectivamente, reagindo segundo a equação a seguir:



O gás contém 70 ppm de  $H_2S$ , ele será injetado na base da coluna enquanto que o líquido será injetado na parte superior. O gás sai pelo topo e a solução retorna ao recipiente pela base da coluna. Na saída do gás, será acoplada a sonda que conduzira o gás ao analisador, o qual indicará a concentração de  $H_2S$  remanescente no gás.

O perfil de absorção do permanganato de potássio,  $KMnO_4$  foi determinado por Silva Filho, L. F. (2009), como mostrado abaixo:



**Gráfico 1.** Curvas de absorção do permanganato de potássio e da água.

#### 4. Resultados e discussão

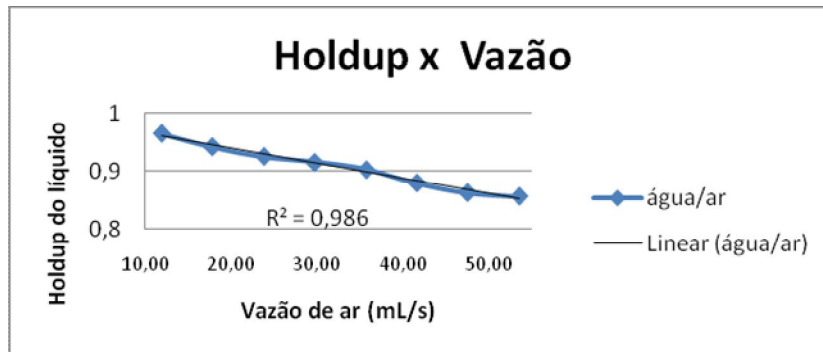
Os dados obtidos com água e ar foram utilizados para determinar a melhor configuração dos equipamentos, como posição das válvulas, vazão de gás mínima de borbulhamento, volume efetivo da coluna e tipo de recheio.

A montagem dos equipamentos ficou como mostrado na figura 4, com a fonte de tensão, a vazão de gás mínima que consegue superar a pressão hidrostática na coluna e iniciar o borbulhamento, com a coluna totalmente cheia, é de 11,90 mL/s. Foram coletados os dados apresentados nos gráficos 2 e 3, mostrando o comportamento do *holdup de líquido* com e sem recheio.

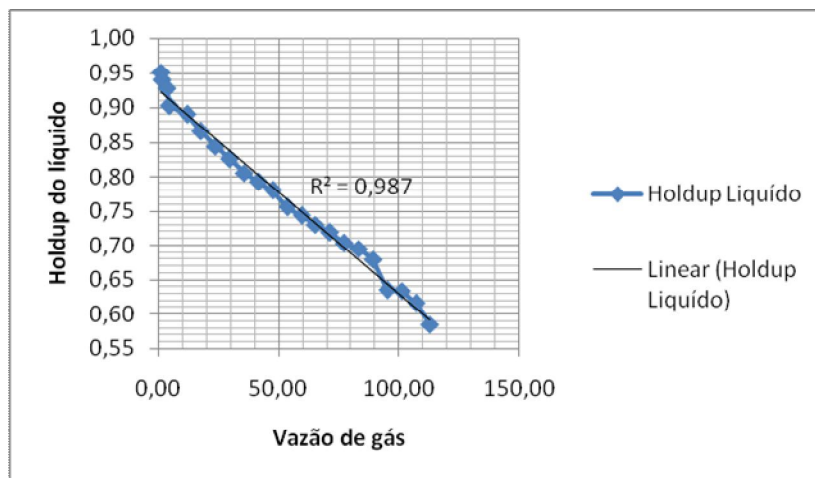
Os experimentos com a solução de permanganato e o gás natural não foram realizados, devido ao atraso na entrega do gás para os experimentos e a necessidade de saída do estado para realização do estágio curricular supervisionado, realizado no estado da Bahia, na Petrobras, Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bahia, na base da Operação



da Produção de Araçás. Cujo relatório das atividades desenvolvidas durante o período de estágio, abril a novembro de 2011, está no anexo I.



**Gráfico 2.** Holdup do líquido em função da vazão de ar, coluna sem recheio.



**Gráfico 3.** Holdup do líquido em função da vazão de ar, coluna com recheio.

## 5. Conclusões

O aparato experimental para a operação em contracorrente foi definido e montado, os dados hidrodinâmicos obtidos são coerentes com os da literatura, ver Muzen e Cassanello (2005). Os dados de *holdup*, vazão de inundação e alguns parâmetros presentes em modelos de absorção, como os coeficientes de transferência de massa, serão determinados após os experimentos que serão realizados pelo doutorando responsável pelo projeto de tese, o M.Sc. Luiz Ferreira da Silva Filho, para que possam ser empregados no modelo que será desenvolvido para a absorção do  $H_2S$  pela solução de permanganato de potássio,  $KMnO_4$ .

## 6. Referências bibliográficas

- KOHL, A. L., NIELSEN, R. B. **Gas Purification**. Houston, TX, USA: Gulf Pub. Co. 5ª Ed. 1997.
- ROUSSEAU, R. W. **Handbook of Separation Process Technology**. Georgia, USA: John Wiley & Sons. 1987.
- MCCABE, W. L., SMITH, J. C., HARRIOTT, P. **Unit Operations of chemical engineering**. USA. McGraw-Hill 5ª Ed. 1993.
- MCCABE, W. L., SMITH, J. C., HARRIOTT, P. **Operaciones unitarias en ingeniería química**. Espanha. McGraw-Hill 4ª Ed. 1991.
- TENNYSON, R. N.; SCHAAF, R. P. **Guidelines can help choose proper process for gastreating plants**. Oil and Gas Journal, No 02, p 78-86. 1977.
- SILVA FILHO, L. F. **Avaliação da remoção de sulfeto de hidrogênio do gás natural em uma coluna de absorção**. Natal, RN. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. 2009.
- MUZEN, A. CASSANELLO, M. C. **Liquid holdup in cloumns packed with structured packings: countercurrents vs. concurrent operation**. Buenos Aires, Argentina. Chemical Engineering Science. 2005.
- THERNING, P. RASMUSON, A. **Liquid dispersion, gas holdup and frictional pressure drop in a packed bubble column at elevated pressures**. Göteborg, Suécia. Chemical Engineering Journal. 2000.
- LOPES, F. W. B. **Dessulfurização do gás natural utilizando sistemas microemulsionados**. Natal, RN. Dissertação de mestrado, UFRN, Programa de pós-graduação em engenharia química. 2003.

## 7. ANEXO – Relatório de Estágio



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA



### RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

SISTEMAS DE TRATAMENTO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO E ÁGUA  
PRODUZIDA

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

Aluno: Charles Rajiv Cavalcante do Lago  
Orientador: Dr. Eduardo Lins de Barros Neto  
Supervisor: Marco Antônio Caribé da Silva

NATAL  
Novembro/2011

## Sumário

1. NOMENCLATURA.....	1
2. RESUMO .....	2
3. EMPRESA.....	3
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
4.1. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO.....	5
4.1.1. PROCESSAMENTO DE GÁS.....	5
4.1.2. TRATAMENTO DE PETRÓLEO .....	6
4.2. SISTEMAS DE ELEVAÇÃO .....	6
5. ATIVIDADES REALIZADAS.....	8
5.1. ESTAÇÕES DE TRATAMENTO .....	8
5.1.1. ESTAÇÃO B DE ARAÇÁS .....	9
5.1.1.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO - ETO-AR .....	10
5.1.1.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-AR .....	10
5.1.1.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-AR.....	11
5.1.2. ESTAÇÃO FAZENDA BOA ESPERANÇA.....	12
5.1.2.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FBE .....	12
5.1.2.2. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FBE.....	12
5.1.3. ESTAÇÃO FAZENDA IMBÉ.....	13
5.1.3.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FI.....	13
5.1.3.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-FI .....	13
5.1.3.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FI .....	14
5.2. TEMPERATURA EM OLEODUTO.....	14
5.3. INJEÇÃO DE ÁGUA .....	16
5.3.1. SISTEMA DE BCSH .....	17
5.4. MEDIÇÃO .....	21
5.4.1. MEDIÇÃO DE GÁS.....	22
5.4.2. MEDIÇÃO DE ÓLEO.....	23
5.5. SONDA DE PRODUÇÃO TERRESTRE .....	23
5.5.1. CIMENTAÇÃO .....	24
5.5.2. CANHONEIO E PISTONEIO.....	27
6. CONCLUSÃO .....	28
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	29
ANEXOS .....	30

## 1. NOMENCLATURA

- B – Maior estação de tratamento de Araçás
- BCSH – Bombeio centrífugo submerso horizontal, usado para injeção de água
- BSW – Bottom Sediment and Water, percentual de sedimentos e água no petróleo.
- bbl – Barril, equivale a 159 litros.
- Manifold – Conjunto de válvulas conectando várias linhas, também chamado de satélite
- MTBF – Mean Time Between Failures, tempo médio entre falhas.
- STG – Estágio do conjunto de bomba BCSH.
- TO – Tratador de óleo
- SO – Separador bifásico de óleo
- SG – Separador de gás, *scrubber*
- SD – Depurador de gás, tem a mesma função do SG
- PIG – Nome dado a um plug usado para limpeza de dutos
- ETO – Estação de tratamento de óleo
- ECOMP – Estação de compressão de gás
- EIA – Estação de injeção de água
- ftH<sub>2</sub>O – pé de água, unidade de pressão
- inHg – polegada de mercúrio, unidade de pressão

Obs.: A norma interna que define as regras de nomenclatura de equipamentos foi atualizada, substituindo o SO por SG, e, os atuais SG e SD, por SD.

## **2. RESUMO**

O presente relatório possui a descrição das atividades realizadas e operações acompanhadas durante o estágio curricular na Petrobrás, na área operacional da Operação da Produção de Araçás, OP-AR, a qual é gerida pela Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bahia, E&P/UO-BA. A OP-AR é responsável por manter os campos de suas concessões em produção, avaliando os problemas operacionais, o comportamento das reservas de petróleo e gás natural e decidir sobre que intervenções devem ser tomadas para assegurar a produção dentro das metas. O estágio foi desenvolvido durante o período de 04 de abril a 31 de outubro de 2011, com carga horária de 08 (oito) horas diárias. Tendo como supervisor de estágio um Químico de Petróleo e o apoio de engenheiros, supervisores e operadores da base operacional e dos setores relacionados. Foram acompanhadas as atividades ligadas a engenharia de elevação, processamento primário de petróleo e gás natural, sistemas de escoamento, recuperação secundária por meio de injeção de água e as atividades relacionadas à manutenção, controle e operação de equipamentos.

### **3. EMPRESA**

A PETROBRAS, pela Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bahia, E&P - UO-BA, atua no Recôncavo Baiano a mais de 60 anos, sendo os campos explorados aqui, os mais antigos do Brasil. Com uma produção média atual de 46 mil barris de por dia, os campos da Bahia contribuem com uma parcela importante no abastecimento das refinarias e demais indústrias ligadas aos derivados do petróleo e gás natural, tendo ultrapassado a marca de 2 bilhões de barris produzidos, este ano, desde o início de sua exploração.

A UO-BA está dividida em três ativos de produção; Norte, Sul e Bahia - Mar, no qual está instalada a plataforma fixa de Manati, com produção de 7,2 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por dia, correspondendo a 55% da produção do Nordeste [SITE 1, 2011].

Nesse contexto, a Operação da Produção de Araçás, OP-AR, contribui com cerca de 6440 barris de petróleo e 140 mil m<sup>3</sup> de gás natural por dia à produção total da Bahia. A OP-AR opera oito concessões; Araçás – AR, Fazenda Azevedo – FA, Fazenda Boa Esperança – FBE, Fazenda Imbé – FI, Leodório – LE, Mandacaru – MDU, Riacho da Barra – RCB e Rio Sauípe – RSE. Toda a produção desses campos e mais a produção da concessão de Sesmaria, operada pela empresa PetroRecôncavo, é tratada pelas estações de tratamento de óleo – ETOs e de compressão de gás – ECOMPs.

A OP-AR é responsável pela continuidade da produção, tendo suporte dos setores; Manutenção e Inspeção - MI, Construção e Montagem - CM, Segurança - SEG, Reservatório - RES, Intervenção em Poços – IPERF-BA e Programação e Controle - PRGC. Cada um deles, com atividades específicas, auxiliam a operação no acompanhamento e manutenção de poços, sistemas de elevação, estações e equipamentos do ativo.

Por apresentar campos de características peculiares, contendo petróleo essencialmente parafínico e poços de grande profundidade, até 3000 m, são utilizados diversos sistemas de elevação; Gás-Lift Intermitente - GLI, Gás-Lift com Plunger - GLP, Bombeio Mecânico - BM, Bombeio por Cavidades Progressivas - BCP e Bombeio Centrífugo Submerso – BCS. Essa diversidade de métodos de elevação contribui com a continuidade da produção, possibilitando aumentar o fator de recuperação das reservas. O incremento na produção está associado, também,



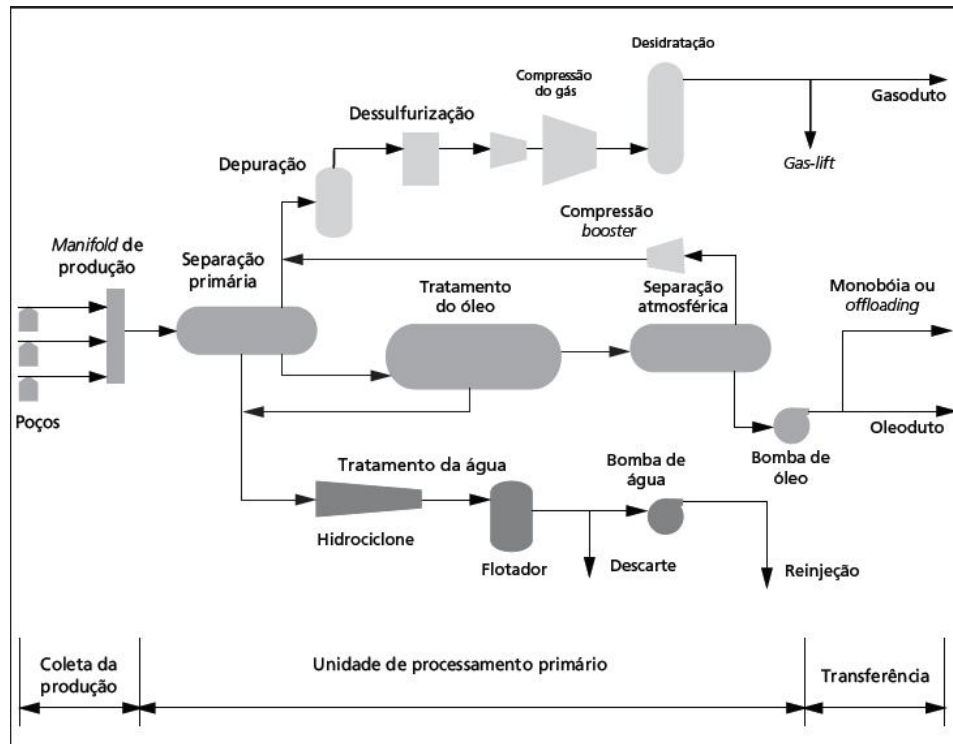
a projetos de recuperação secundária, sendo o mais amplamente utilizado a injeção de água, por ser uma alternativa lucrativa de dar destino a grande quantidade de água produzida com o petróleo e manter a pressão no reservatório.

Nas estações de tratamento, são feitas as separações de água/óleo/gás, sendo a emulsão água/óleo separada em tratadores ou em tanques lavadores. O gás recuperado é comprimido nas estações de compressores para ser utilizado como mecanismo de elevação e/ou exportado. O óleo tratado é transferido ao parque de armazenamento por oleoduto para, então, ser enviado à refinaria Landulpho Alves, RLAM.

## 4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 4.1. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO

As operações destinadas ao tratamento do petróleo para seu transporte para as refinarias, da cabeça do poço aos tanques de armazenamento, são chamadas de utilidades de processamento primário.



**Figura 1:** Diagrama de processamento

Nos processos de separação utilizados nos sistemas de processamento e tratamento do óleo, gás e água, são utilizadas propriedades características de cada fase. A recuperação do gás, associado ao petróleo, é feita por meio do “flasheamento” da mistura em vasos separadores. O mesmo processo é utilizado para a depuração do gás, para garantir o mínimo de óleo na corrente.

#### 4.1.1. PROCESSAMENTO DE GÁS

O gás úmido que sai dos vasos separadores e depuradores passa por processos de dessulfurização, para remoção de gases ácidos, principalmente o gás sulfídrico,  $H_2S$ , e o dióxido de carbono,  $CO_2$ . Após o adoçamento do gás, este passa em colunas nas quais são aplicados produtos para remoção da água ou para

inibir a formação de hidratos, que são estruturas amorfas formadas por cristais de água e gás a alta pressão e baixa temperatura.

#### **4.1.2. TRATAMENTO DE PETRÓLEO**

O tratamento da emulsão produzida pode ser feito em vasos separadores bifásicos ou trifásicos. Na OP-AR, os vasos separadores bifásicos estão sendo substituídos pelos trifásicos, com o intuito de melhorar o tratamento do óleo e garantir a operação com o aumento da produção de água.

A água produzida juntamente com o petróleo, é separada pelos vasos e destinada a descarte ou injeção no reservatório, para atuar como mecanismo de recuperação secundária.

#### **4.2. SISTEMAS DE ELEVAÇÃO**

Abaixo são descritos os sistemas de elevação adotados nos campos da OP-AR e no Anexo II estão representados esquematicamente. No campo de Mandacaru existe um poço que não é equipado com sistema de elevação por ser surgente.

##### **GLI – Gás-Lift Intermitente**

Devido a grande quantidade de gás natural presente nas reservas do Recôncavo Baiano e da profundidade de alguns campos, a elevação por Gas-Lift foi uma alternativa econômica e eficiente encontrada para extrair o petróleo do subsolo. Uma variedade do método de Gas-Lift, é o GLI, Gás-Lift Intermitente, o qual eleva o petróleo através da coluna de produção por meio de golfadas, sendo elas regulares e com tempos bem definidos de abertura da válvula controladora. Esta válvula, também conhecida por *motor valve*, abre de acordo com um ciclo programado, o autociclo, que define o tempo de abertura e o tempo até a próxima abertura, definido de acordo com as características do poço. Este método é utilizado devido ao baixo índice de produtividade, IP, dos poços da OP-AR, consequência do alto grau de exploração do campo.

## **GLP – Gas-Lift com Plunger ou Plunger Lift**

O GLP é uma adaptação do GLI, nele o gás também é injetado na coluna em golfadas, sendo que no interior da coluna há o Plunger, um pistão, posicionado abaixo do nível hidrostático do poço. Quando a *motor valve* inicia o autociclo de abertura, a pressão no anular aumenta, até que a válvula de Gas-Lift abra e permita o fluxo de gás do anular para a coluna, elevando o Plunger com a coluna de fluido acima dele. No GLP, o Plunger funciona como um êmbolo para separar a fase líquida do gás injetado. Isso melhora a produção devido o Plunger subir e carrear a parafina depositada no interior da tubulação, aumentando o tempo entre operações de limpeza da coluna de produção e o tempo médio entre falhas, MTBF, sigla em inglês. Porém, como a coluna de produção deve estar livre para a passagem do Plunger, os mandris para assentamento das válvulas de Gas-Lift são posicionados para o interior do anular, impedindo as operações de troca de válvula para *kick off* por unidades de *Wireline*, que são unidades mais ágeis e simples que as sondas de limpeza e produção terrestre, SPTs.

## **BM – Bombeio Mecânico**

O BM é o método de elevação mais utilizado em todo o mundo, de característica bastante versátil e baixo custo. O BM é composto pela Unidade de Bombeio, UB, o conjunto de hastes e a bomba de fundo. O conjunto de hastes transfere o movimento da UB para a bomba de fundo, que é equipada com válvulas tipo *check*, válvula de pé e válvula de passeio, as quais servem para impedir o fluxo descendente do petróleo. Seu uso se torna menos eficaz em poços direcionais e muito profundos, como o caso de FBE. Com poços de 2800 a 3000 m, o campo de FBE possui algumas das maiores UBs da Bahia.

## **BCP – Bombeio por Cavidades Progressivas**

O BCP é uma alternativa ao BM, por utilizar um mecanismo de motor-polias diretamente ligado a coluna de hastes, tornando-o mais compacto e econômico que o BM. Seu uso possui as mesmas restrições que o BM, exceto por não poder

trabalhar sob condições muito agressivas, com temperaturas elevadas e produção de areia.

### **BCS – Bombeio Centrífugo Submerso**

O BCS é composto por uma sistema de bombeio centrífugo alocado no fundo do poço. Na superfície são instalados os sistemas de fornecimento de energia ao motor da bomba, onde estão acoplados os equipamentos para filtragem, entrada de fluxo, deposição de sedimentos e de separação de gás. É um sistema bastante seguro em operação, havendo apenas o risco decorrente da alimentação elétrica do sistema.

## **5. ATIVIDADES REALIZADAS**

As atividades realizadas foram de caráter instrutivo, com o intuito de conhecer os trabalhos desenvolvidos na área operacional, em conjunto com outros setores. Foram acompanhadas equipes dos diferentes setores para se obter uma visão ampla dos desafios enfrentados na exploração e produção de petróleo.

Dentre as atividades acompanhadas, a criação dos fluxogramas de processo das Estações de Tratamento, o acompanhamento das perdas térmicas do oleoduto Araçás-Recife e o sistema de injeção de água por BCSH foram os mais profundamente estudados.

### **5.1. ESTAÇÕES DE TRATAMENTO**

A OP-AR opera com oito concessões de campos produtores e possui três estações de tratamento de óleo e duas estações de compressão de gás natural. Dentre as concessões, apenas quatro possuem alto potencial de produção, são elas: Araçás (AR), Fazenda Boa Esperança (FBE), Fazenda Imbé (FI) e Riacho da Barra (RCB). Os outros campos; Fazenda Azevedo (FA), Leodório (LE), Mandacaru (MDU) e Rio Sauípe (RSE), produzem pequena quantidade de óleo, sendo que os mais distantes, FA, LE e RSE, a produção é armazenada em tanques e transportada por carretas. Apenas MDU produz diretamente para uma das estações de tratamento de óleo, a Estação B de Araçás.

Fisicamente, existem três estações em operação na OP-AR, em duas das quais funcionam a Estação de Tratamento de Óleo, ETO, e a Estação de Compressores, ECOMP, concomitantemente. A quarta estação, Estação A de Araçás, foi desativada e só restam alguns tanques de armazenamento, um satélite/*manifold* de poços e as câmaras de lançamento e recebimento de PIG do oleoduto Araçás-Recife e do gasoduto Araçás-Paralelo. Sendo o Paralelo o gasoduto que liga as estações de compressão de gás às Unidades de Processamento e Recuperação de Gás Natural, UPGN – Candeias e URGN – Santiago, respectivamente. Foram criados os fluxogramas de processo para as estações de FBE e FI, ilustradas no anexo III. Os desenhos elaborados durante o estágio foram utilizados como base para a criação dos fluxogramas oficiais, gerando três desenhos; as estações de tratamento de FBE e FI e a estação de compressores de FI, sob os nomes de: ESTAÇÃO COLETORA FAZ. BOA ESPERANÇA, ESTAÇÃO COLETORA FAZENDA IMBÉ e ESTAÇÃO DE COMPRESSORES DE FAZENDA IMBÉ, respectivamente.

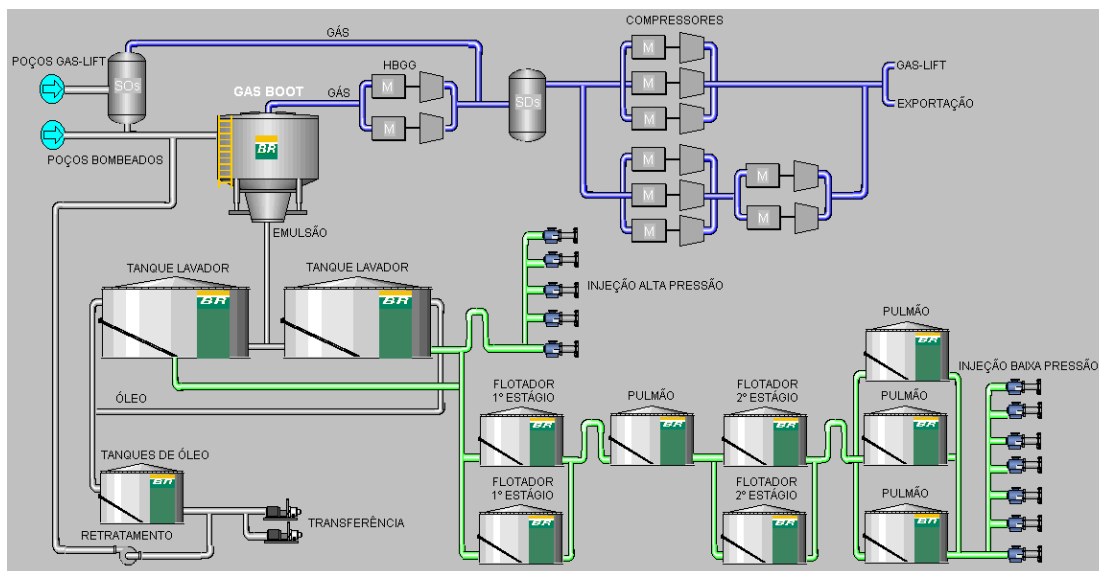
A estação B de Araçás, já possuía os fluxogramas de processo, recentemente elaborados.

### **5.1.1. ESTAÇÃO B DE ARAÇÁS**

A produção dos campos de AR e MDU é transportada por linhas até o *manifold* principal da Estação de Tratamento de Óleo, ETO-B, da Estação B de Araçás, onde é direcionada para os separadores de óleo e gás e onde recebem a dosagem de desemulsificante para facilitar a separação água/óleo. Toda a produção de poços isolados, os que produzem para tanques e são transportados por carretas, é tratada na ETO da estação B. O desembarque do petróleo é feito para tanques de armazenamento para, depois, ser tratado nos tanques lavadores.

Devido aos vários métodos de elevação empregados nos campos da OP-AR, ocorre uma variedade operacional nos processos de tratamento do petróleo. Os poços que produzem por Gas-Lift, quando chegam ao *manifold* da estação B, passam pelos separadores de óleo, SOs, para que o gás associado seja recuperado por flash. Os poços bombeados, BM, BCP e BCS, são enviados a um vaso chamado *Gas Boot*, no qual o gás dissolvido é recuperado e enviado ao sistema de compressão. A finalidade do *Gas Boot* é minimizar a perda de carga no

final das linhas de produção, devido alto grau de exploração do campo e a significativa quantidade de gás que pode ser recuperada desse petróleo.



**Figura 2:** Fluxograma de processo simplificado da Estação B de

#### **5.1.1.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO - ETO-AR**

O petróleo, após ter o gás retirado, segue para tanques com aquecimento, chamados Lavadores, que possuem serpentinas por onde circula vapor gerado em caldeiras. O aquecimento tem o objetivo de diminuir a densidade do óleo e evitar a solidificação das parafinas contidas nele, facilitando a separação e o escoamento.

Após a especificação do óleo quanto ao BSW e salinidade, menor que 1% e 450 ppm, respectivamente, ele segue para os tanques de armazenamento para ser transferido para o parque de armazenamento Recife. Caso o óleo não esteja dentro das especificações, ele retorna aos tanques lavadores para retratamento.

Capacidade de tratamento: 7.500 m<sup>3</sup>/dia.

#### **5.1.1.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-AR**

O gás recuperado nos separadores de óleo, SOs, passa por separadores de gás, SGs, onde ocorre novo flash, e mais líquido é removido do gás. O gás oriundo do Gas Boot é comprimido por compressores de médio porte, HBGGs, e passa por um SG, onde se junta ao gás dos poços de Gas-Lift e segue para a Estação de Compressores, ECOMP-B. Nela, o gás passa por vasos separadores de

condensado, SD's, a fim de remover qualquer vestígio de líquido que possa ser carregado pela corrente de gás.

Após passar pelos SDs, o gás entra numa tubulação de 24 polegadas que serve de pulmão para a sucção dos compressores, sob pressão de 3,5 kgf/cm<sup>2</sup>. Nesta linha são conectados seis compressores, três elevam a pressão do gás até 30 kgf/cm<sup>2</sup> e outros três que elevam até a pressão de operação do Gás-Lift, 80 kgf/cm<sup>2</sup>. Os que elevam a pressão do gás até 80 kgf/cm<sup>2</sup> são compressores de 4 estágios, que descarregam o gás diretamente na tubulação de Gas-Lift e exportação. As máquinas que comprimem o gás até 30 kgf/cm<sup>2</sup> têm as descargas ligadas a sucção de outros dois compressores, que elevam desta pressão até 80 kgf/cm<sup>2</sup>. O esquema dos compressores pode ser visualizado no fluxograma apresentado na figura 2, na seção 5.1.1.

Além do gás recuperado na ETO-B, a ECOMP-B comprime o gás que vem do campo de Sesmaria, da ETO de Fazenda Boa Esperança e dos poços de gás não associado do campo de Araçás.

Capacidade de compressão: 930.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **5.1.1.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-AR**

A água produzida juntamente com o petróleo é separada nos tanques Lavadores, desses, uma parte é destinada a injeção a alta pressão, 145 kgf/cm<sup>2</sup>, e outra parte segue para os chamados tanques flotadores, nos quais ocorre a segregação gravitacional da água e do óleo residual e onde são injetados os produtos químicos, sequestrante de oxigênio e inibidor de corrosão, também injetados na sucção das bombas de alta, para minimizar a corrosão causada pela oxidação e pelos sais presentes na água.

A estação de injeção de água é composta por dois sistemas de injeção, um a alta, com cinco bombas, e outro a baixa pressão, com sete bombas, relativo à pressão de descarga das bombas. O sistema a alta pressão capta a água diretamente dos tanques Lavadores, injetando para fins de recuperação secundária ou para armazenamento geológico. O sistema a baixa pressão, 80 kgf/cm<sup>2</sup>, capta a água produzida dos tanques flotadores. O sistema de flotação é composto por dois estágios, contendo tanques flotadores e tanques pulmão, dos quais é retirada a água para alimentação das bombas. Estas injetam, através de *manifolds* e multivias, nos poços injetores distribuídos pelo campo de Araçás.



Toda a água produzida é injetada na formação, estabilizando a produção e aumentando o fator de recuperação.

Capacidade de tratamento e injeção de água produzida: 7.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **5.1.2. ESTAÇÃO FAZENDA BOA ESPERANÇA**

A Estação de Fazenda Boa Esperança é a menor das estações, possui uma ETO e uma EIA, tendo todo o gás exportado para a ECOMP-B.

O campo de FBE contém alguns dos poços mais profundos da Bahia, assim como o reservatório Araçás profundo, com profundidade de 2800 a 3000 m. Em FBE, por não possuir uma estação de compressores, não é utilizado o Gás-Lift como método de elevação, apresentando apenas poços produtores equipados com BM e BCS.

Fluxograma de processo no anexo III.

#### **5.1.2.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FBE**

Os poços do campo de FBE que produzem para a ETO são ligados ao *manifold* de entrada da estação. O petróleo passa por SOs, de onde o gás flui para SGs para ser medido e enviado à ECOMP-B e a emulsão óleo/água segue para os tratadores termoquímicos, TOs, nos quais é injetado um desmulsificante e a emulsão é aquecida por meio de uma fornalha acoplada aos TOs.

O óleo separado da água é encaminhado aos tanques de armazenamento para ser transferido ao Parque Recife, caso esteja dentro das especificações da refinaria, BSW até 1% e salinidade abaixo de 450 ppm. Caso o petróleo não esteja dentro dessas especificações, além da temperatura mínima para permitir o fluxo, ele é bombeado novamente para os tratadores para retratamento.

Capacidade de tratamento de petróleo: 650 m<sup>3</sup>/dia.

#### **5.1.2.2. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FBE**

A água separada nos TOs flui para dois tanques flutuantes em paralelo, sendo o sistema de apenas um estágio. Um sifão permite que o óleo residual, presente na superfície da água, seja extravasado para canaletas para retratamento. A água entra em um tanque pulmão de onde as bombas de injeção retiram-na para atuar como mecanismo de recuperação secundária.

São dois sistemas de injeção de água, um a alta pressão, composto por apenas uma bomba centrífuga, e o sistema a baixa pressão com três bombas alternativas. As pressões são as mesmas da EIA-B, 140 e 80 kgf/cm<sup>2</sup>, respectivamente.

Capacidade de tratamento e injeção de água produzida: 990 m<sup>3</sup>/dia.

### **5.1.3. ESTAÇÃO FAZENDA IMBÉ**

No espaço físico da estação de Fazenda Imbé operam duas estações parcialmente separadas. Uma delas referente a concessão de Riacho da Barra, RCB, que possui equipamentos no campo, bombas de injeção e tanques de armazenamento de água, e na estação de FI, separadores de óleo, SOs, separadores de gás ou *scrubbers*, SGs e tanques de armazenamento de óleo.

#### **5.1.3.1. ESTAÇÃO DE TRATAMENTO DE ÓLEO – ETO-FI**

A ETO-FI recebe o petróleo dos campos de FI e RCB, em linhas independentes. Cada campo possui um conjunto de SOs que faz a separação primária. Devido ao campo de RCB produzir majoritariamente por Gas-Lift, são ligados às saídas dos SOs dois SGs, para que a grande quantidade de gás associado seja recuperada. Depois de sair dos SOs, a emulsão segue para os TOs, seguindo o mesmo processo da ETO-FBE.

#### **5.1.3.2. ESTAÇÃO DE COMPRESSORES – ECOMP-FI**

A ECOMP-FI é composta por compressores acionados por motores elétricos e a combustão, este último utilizado para evitar a parada total da compressão por falta de energia elétrica. Esse tipo de arranjo também é utilizado em sistemas críticos, como o de ar comprimido, transferência de petróleo e combate a incêndio.

Na ECOMP-FI é recebido o gás proveniente de poços de GNA, Gás Não Associado, da coleta dos poços de FI, RCB e de FBM, Fazenda Bálsamo. Todo o gás passa por SGs, para remoção da maior parte do condensado volatilizado e segue para um grande vaso, servindo de ampola para a linha de sucção dos compressores.

Após a compressão, o gás é destinado à elevação por Gas-Lift, sendo o excedente exportado pelo Paralelo, gasoduto que liga as estações às UPGN e URGN.

### **5.1.3.3. ESTAÇÃO DE INJEÇÃO DE ÁGUA – EIA-FI**

A EIA-FI trata a água produzida da mesma forma que a Estação B, com dois estágios de tanques flutuantes e um tanque pulmão para alimentação das bombas de injeção dos campos de FI e RCB.

O diferencial da EIA-FI está na utilização de água captada por poço para complementar a recuperação secundária. Devido ao volume de água necessário, recorreu-se a captação de água do subsolo para integrar a injeção de água.

## **5.2. TEMPERATURA EM OLEODUTO**

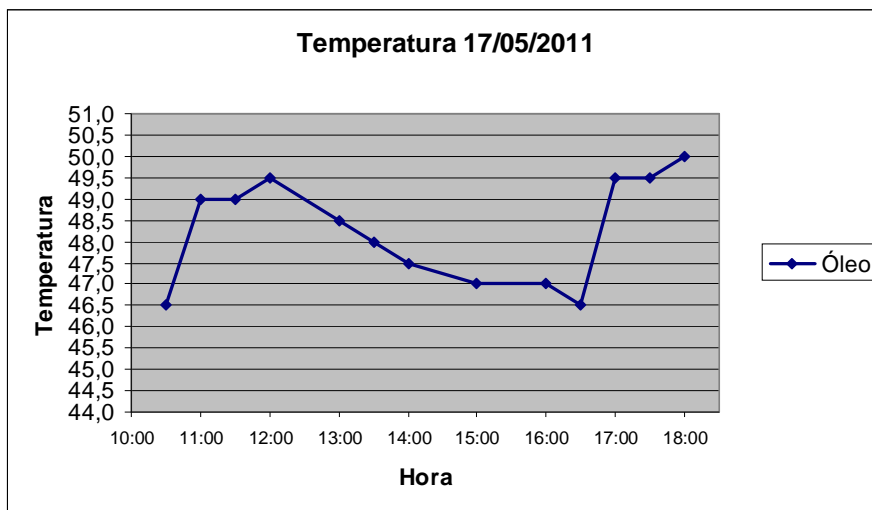
As transferências de petróleo entre estações e parques de armazenamento são feitas através oleodutos. Toda a produção de óleo do Ativo Norte, Araçás (OP-AR), Buracica (OP-BA) e Fazenda Bálsamo (OP-FBM), é transferida por um oleoduto que conecta todas as estações de tratamento de óleo.

O petróleo extraído no Recôncavo Baiano apresenta grande quantidade de parafinas, por isso, sendo classificado como parafínico. Essa característica garante a exploração pelo alto valor desse petróleo na fabricação de lubrificantes, no entanto, a presença de parafinas dificulta seu transporte e bombeio em tubulações, pois, a baixas temperaturas, o óleo solidifica impedindo o fluxo.

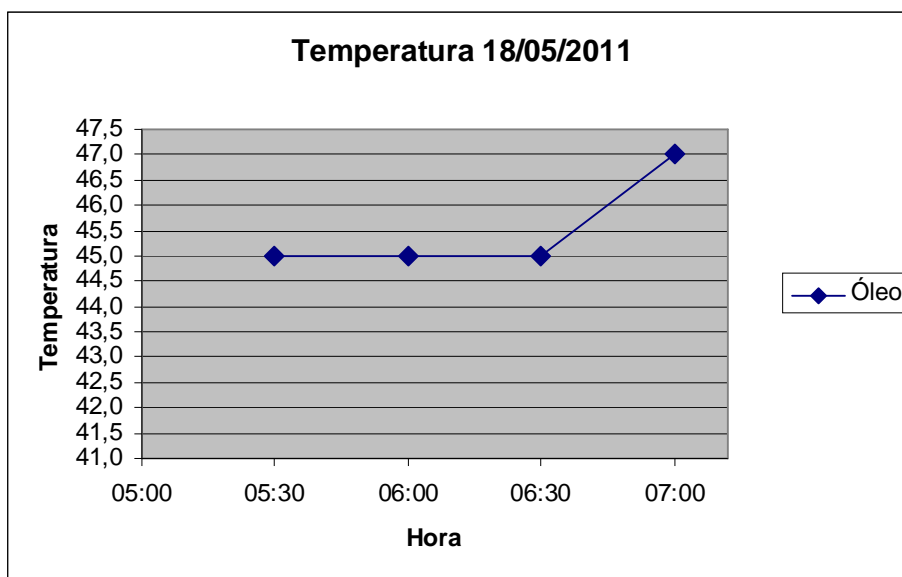
Devido a acontecimentos anteriores, foi realizado um estudo do oleoduto por uma equipe do CENPES, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras, que constatou severas perdas de temperatura ao longo do trecho Estação A - Parque Recife. Esse trecho não possui isolamento térmico e passa por trechos com acúmulo de água, rios e riachos, o que torna crítico o funcionamento do oleoduto, não podendo parar o fluxo sem o risco de obstrução da linha. Em consequência da composição do óleo, as estações de tratamento aquecem-no a, no mínimo, 55°C para facilitar o fluxo e evitar a deposição de parafinas no interior dos dutos.

Com base nos dados obtidos pelo CENPES, foi proposta a instalação de estações de aquecimento ao longo do duto para evitar a solidificação do petróleo e consequente obstrução da linha. Essa alternativa foi proposta pelo fato de que o oleoduto é enterrado, com poucos pontos de afloramento, o que inviabilizaria a

aplicação de um material isolante térmico. Contudo, existe um projeto para substituir o trecho Araçás - Parque Recife, o que permitiria a aplicação de um isolante térmico a linha. Foram coletadas amostras para verificar a temperatura na qual o óleo se encontra ao chegar à Estação A, esses valores foram confrontados com os valores de saída do óleo das estações para mensurar a perda térmica nos trechos com isolamento e sem isolamento.



**Gráfico 1:** Temperatura do óleo na Estação A de Araçás. Valores abrangem os horários nos quais a estação de FBM e estação B transferem pelo oleoduto. Queda na temperatura entre o fim da



**Gráfico 2:** Temperatura do óleo na Estação A de Araçás. Período da manhã mostra grande perda térmica devido à baixa temperatura a noite, 18°C.

A temperatura na qual o óleo é transferido é de 60°C em FBM e 57°C na estação B. A queda de temperatura sofrida pelo óleo transferido por FBM é de cerca de 10°C, em um trecho de 48 km, enquanto que o óleo transferido pela estação B sofre uma queda de 7°C em 0,5 km. O trecho da Estação B ao oleoduto não é revestido com isolante térmico, o que permite essa queda acentuada na temperatura do fluido. Com base nesses valores, foi solicitada, ao setor de projetos, a simulação das condições de transferência com o duto isolado. Tendo o intuito de contra-argumentar os dados informados pelos projetistas de que o isolamento térmico não seria suficiente para manter a temperatura do óleo acima de 33 °C, ao chegar ao Parque Recife.

Origens	Vazão (m³/h)	T transf.	Simulações	
			T no entroncamento (trecho atual)	T no entroncamento (trecho isolado)
FI	100	53°C	42,6°C	52,8°C
AR	110	58°C	36,8°C	57,4°C
FBE	70	58°C	40,2°C	58°C

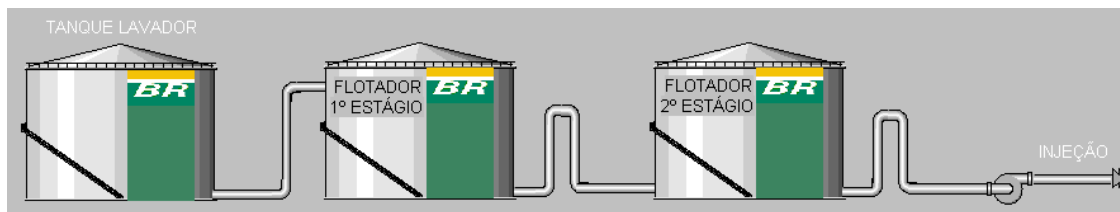
**Tabela 1:** Simulações da perda de calor pelo duto sem e com isolamento térmico, para temperatura

### 5.3. INJEÇÃO DE ÁGUA

A água produzida juntamente com o petróleo é separada do óleo pela adição de desemulsificantes e aquecimento da emulsão em tratadores ou tanques lavadores. Os tratadores de óleo possuem uma fornalha que aquece a emulsão para facilitar a separação das fases, nos tanques lavadores, o aquecimento é feito por serpentinas por onde circula vapor. O tratamento em tanques lavadores é feito apenas na Estação B, enquanto que nas estações de FBE e FI o tratamento é feito em tratadores.

Toda a água produzida é injetada na formação como método de recuperação secundária. Este ciclo permite que seja mantida a pressão no reservatório, possibilitando aumentar o fator de recuperação do campo.

Em todas as estações há o sistema para injeção de água produzida. Após passar pelos tratadores ou tanques lavadores, a água é enviada a tanques chamados “flotadores”, nos quais a ocorre a segregação gravitacional da água com o óleo residual, este vai por canaletas para a caixa de recuperação, para ser retratado. Para evitar que haja níveis significativos de óleo na água, está passa por outro tanque “flotador”, 2º estágio, para, então, ser injetada na formação.



**Figura 3:** Esquema de tratamento em dois estágios e inieção de água.

### 5.3.1. SISTEMA DE BCSH

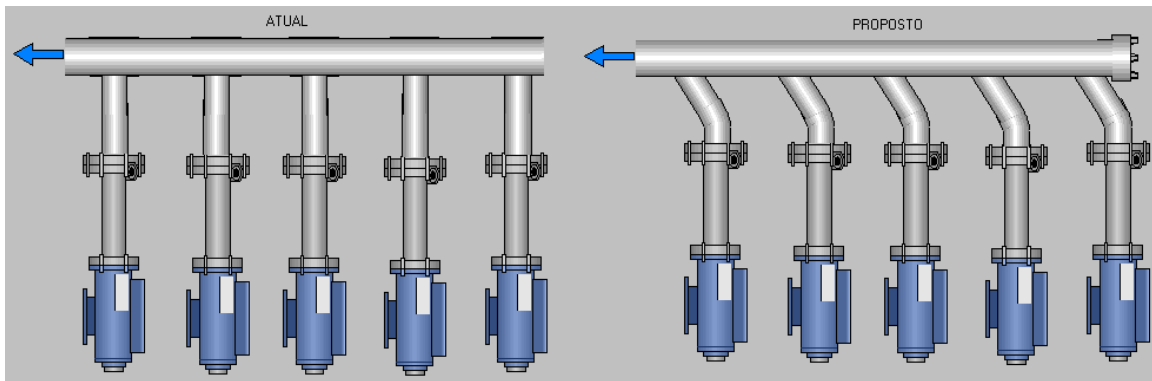
Todas as estações possuem dois sistemas de injeção de água, um conjunto injetando a 80 kgf/cm<sup>2</sup> (1200 psi) e outro conjunto de BCSH – Bombeio Centrífugo Submerso Horizontal, com pressão de recalque de 145 kgf/cm<sup>2</sup>. Na Estação B, ambos os sistemas são de bombas centrífugas, enquanto que nas outras estações a injeção a 80 kgf/cm<sup>2</sup> é feita por bombas alternativas.

O sistema de injeção a alta pressão, 145 kgf/cm<sup>2</sup>, instalado na Estação B apresentou um comportamento inesperado, segundo o projeto. A curva vazão X pressão do conjunto das bombas não corresponde ao dimensionamento projetado, pois o incremento da vazão não ocorre na proporção esperada.

Bombas	Vazão	Precalque (B1)	Precalque (B2)	Precalque (B3)	Precalque (B4)
1	504 m <sup>3</sup> /d	133,5 kgf/cm <sup>2</sup>	-	-	-
1 e 2	1080 m <sup>3</sup> /d	137 kgf/cm <sup>2</sup>	105,5 kgf/cm <sup>2</sup>	-	-
1,2,3 e 5	1392 m <sup>3</sup> /d	155 kgf/cm <sup>2</sup>	131 kgf/cm <sup>2</sup>	129 kgf/cm <sup>2</sup>	-
1,3,4 e 5	1488 m <sup>3</sup> /d	158 kgf/cm <sup>2</sup>	142 kgf/cm <sup>2</sup>	144 kgf/cm <sup>2</sup>	140,5 kgf/cm <sup>2</sup>

**Tabela 2:** Teste de vazão e pressão no conjunto de bombas. A vazão nominal de cada bomba é de 750 m<sup>3</sup>/dia. Dados: Ivo Machado.

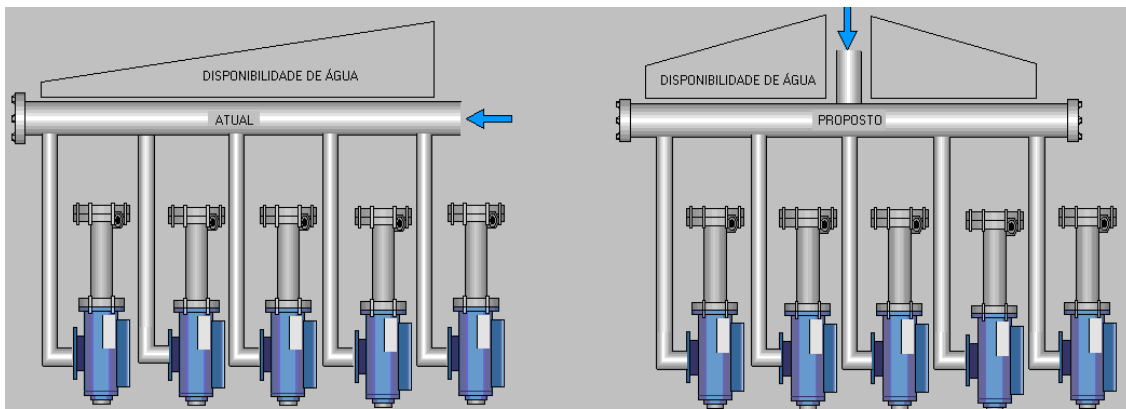
Foram levantadas possíveis causas para o comportamento do sistema, considerando, inicialmente, o arranjo do “header” de sucção e descarga, além das condições dos poços injetores quanto à porosidade e permeabilidade.



**Figura 4:** Arranjo atual e proposto para o recalque das bombas de injeção a alta pressão. O arranjo proposto pretende diminuir a perda de carga devida ao contra-fluxo gerado no header de

A proposta de alteração do arranjo foi pensada para diminuir a perda de carga gerada pelo fluxo da bomba a 90° com o header de descarga, sem a necessidade de refazer as bases das bombas e reposicionar a linha-tronco, header.

Também foi proposto um arranjo diferente para o header de sucção, visando melhorar o fornecimento de água para as bombas. No arranjo proposto, a alimentação das bombas seria feita no ponto médio do header de sucção, com o intuito de aumentar a disponibilidade de água em cada bomba. O anexo I mostra o isométrico o header de sucção do sistema.



**Figura 5:** Arranjo atual e proposto para a sucção das bombas de injeção a alta pressão. O arranjo proposto visa aumentar a disponibilidade de água na sucção de cada bomba.

As condições de operação foram avaliadas a partir das curvas fornecidas pelo fabricante. Segundo documentos internos, o memorial descritivo do sistema de descarte e a folha de dados das bombas de injeção, a condição atual das bombas não atende aos valores solicitados nesses documentos:

Vazão, m<sup>3</sup>/h: 31,25 = 750m<sup>3</sup>/dia = 4717 bbl/dia

Pressão de Descarga,  $\text{kgf/cm}^2$ :  $175,8 = 1760,55 \text{ mH}_2\text{O} = 5776 \text{ ftH}_2\text{O}$

Pressão de Sucção,  $\text{kgf/cm}^2$ :  $0,1 = 2,9 \text{ inHg}$

Eficiência da bomba:  $>65\%$

Condições atuais:

$P_{\text{desc\_atual}} = 140 \text{ kgf/cm}^2 = 4600 \text{ ftH}_2\text{O}$

$P_{\text{suc\_atual}} = 8 - 9 \text{ inHg}$

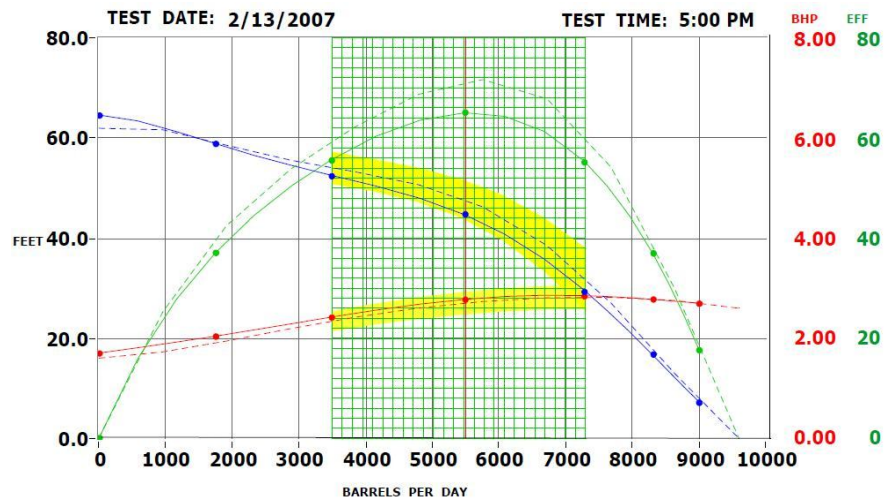


Figura 6: Curva da bomba com 38

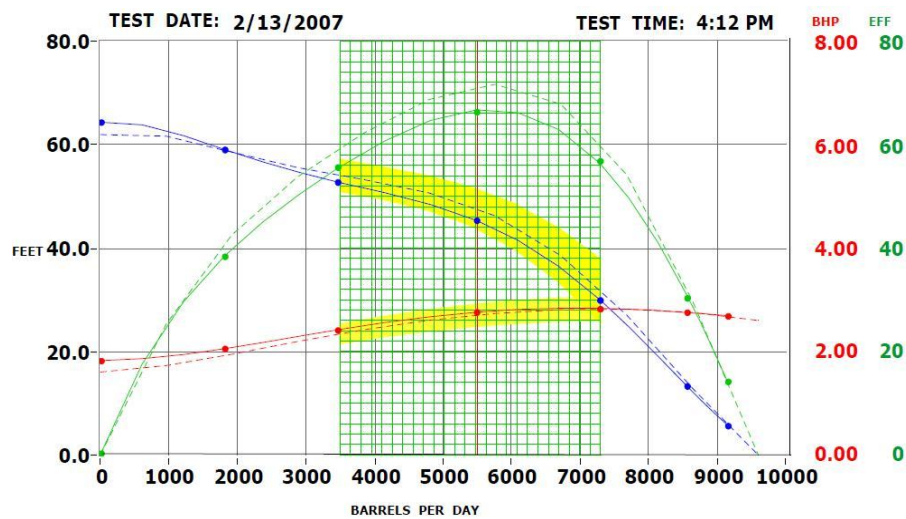
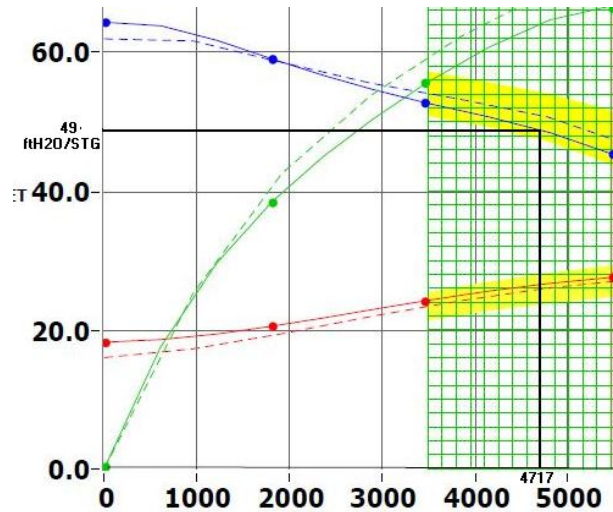


Figura 7: Curva da bomba com 47

Como os cartuchos de estágios estão acoplados em série, a pressão será adicionada para cada estágio e a vazão será a mesma para o conjunto.



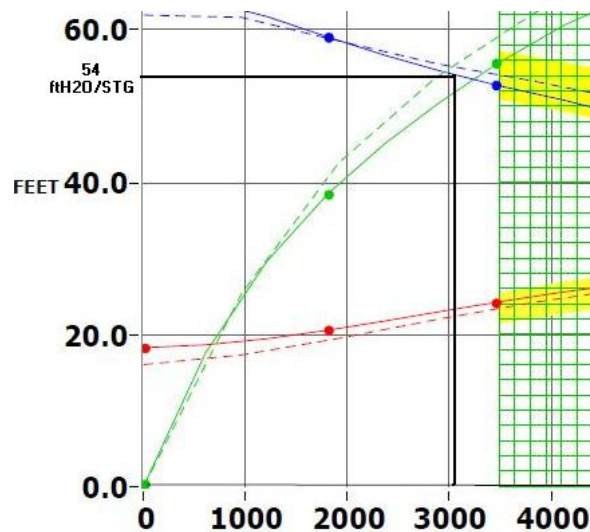
Para uma vazão individual de 750 m<sup>3</sup>/dia (4717 bbl/dia), a pressão de recalce deveria ser de 4165 ftH<sub>2</sub>O (49 ftH<sub>2</sub>O/STG \* 85 STG) (126,8 kgf/cm<sup>2</sup>), dado pelas curvas.



**Figura 8:** Condição da bomba na vazão

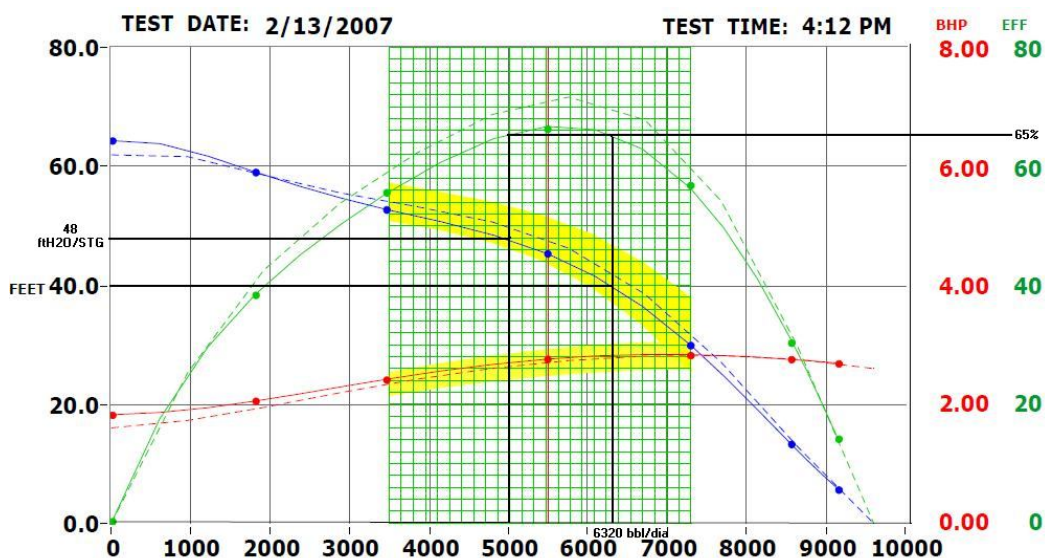
Na condição atual com pressão de recalque de 140 kgf/cm<sup>2</sup> (4600 ftH<sub>2</sub>O), a pressão incrementada por estágio é de 54 ftH<sub>2</sub>O/estágio (4600 ftH<sub>2</sub>O/ 85 estágios), o que forneceria uma vazão de 3071,47 bbl/dia (488,36 m<sup>3</sup>/dia) para a operação a 3500 rpm, como indicado nos testes da curva.

Nessa condição, a bomba estaria operando fora da faixa recomendada e com eficiência de 51 %, abaixo da mínima determinada, 65 %.



**Figura 9:** Condição da bomba na pressão atual de operação.

Para atender a condição de eficiência mínima dos documentos, 65%, a bomba deveria operar na faixa de 5000 a 6320 bbl/dia (795 a 1004 m<sup>3</sup>/dia), com pressão de 3400 a 4080 ftH<sub>2</sub>O ( 103,5 a 124 kgf/cm<sup>2</sup>).



**Figura 10:** Condições de operação da bomba para a eficiência

No entanto, as bombas estão trabalhando a 3580 rpm, elevando um pouco a curva. Isso faz com que a condição atual se aproxime da faixa operacional indicada, porém, ainda estaria trabalhando no limite do equipamento, podendo gerar desgaste do equipamento (*downthrust* – desgaste na parte inferior do impelidor).

Foram verificadas não-conformidades quanto ao número de estágios em cada cartucho da bomba, conforme relatório emitido pelo MI. O sistema está em análise pela engenharia responsável pelo projeto e pela engenharia de reservatório para que sejam analisadas as curvas do sistema e do conjunto de bombas.

#### 5.4. MEDIÇÃO

Segundo a portaria ANP/INMETRO 001, de 19/06/2000, através do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, todos os sistemas de medição devem ser inspecionados freqüentemente para que sejam mantidos valores adequados das variáveis medidas. O acompanhamento das condições de funcionamento dos equipamentos de medição é de responsabilidade da própria

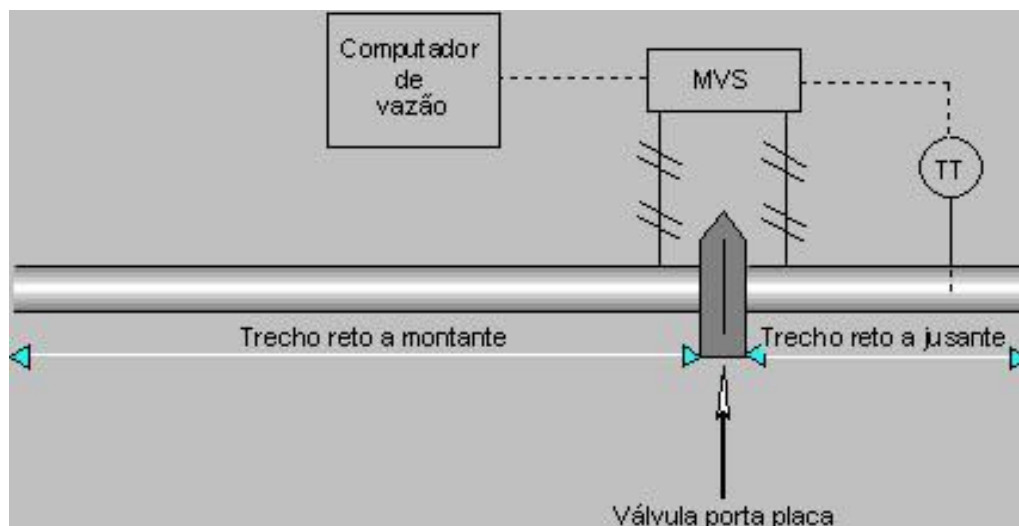
empresa, devendo, ela, reportar os relatórios de inspeção a ANP, para que seja mantido um banco de dados atualizado e de fácil acesso.

Na OP-AR, o Grupo de Fiscalização da Medição é composto por um operador e um engenheiro, cabendo ao operador as atividades relacionadas à continuidade da operação dos sistemas de medição de petróleo e gás natural. Tais sistemas, instalados nas Estações Coletoras de Óleo e de Compressão de Gás, devem estar devidamente certificados e calibrados, sendo o acompanhamento dos prazos desses certificados, umas das atividades críticas da Fiscalização da Medição, que mantém um banco de dados atualizado dos equipamentos de medição direta e dos acessórios anexados.

Os sistemas de medição fiscalizados pelo Grupo de Medição são os equipamentos que inferem direta ou indiretamente os volumes de óleo e gás natural produzidos nos campos da OP-AR, são eles: EMED's e Tanques de Óleo.

#### 5.4.1. MEDIÇÃO DE GÁS

As EMED's, Estações de Medição, são ligadas em série com a tubulação de gás natural e são compostas por trecho reto a montante e a jusante, placa de orifício, transmissor de pressão diferencial e temperatura e computador de vazão.



**Figura 11:** Desenho esquemático do sistema de medição de gás natural EMED.

A placa de orifício pode ser inserida na tubulação pela válvula porta-placa, também chamada válvula “Daniel”, a qual permite que seja feita a sua troca ou

vistoria sem a necessidade de interromper o fluxo na tubulação. O trecho reto a montante e a jusante são trechos da tubulação que não devem contar curvas, válvulas ou qualquer tipo de equipamento que possa gerar turbulência no fluxo de gás, pois o cálculo do volume é feito com base em um regime de fluxo totalmente desenvolvido. O transmissor MVS, Sensor Multi-Variável, transmite o sinal de pressão diferencial e pressão estática, gerada pela placa de orifício, e a temperatura do fluxo para o computador de vazão, FloBoss. Um termopar, inserido a jusante da placa de orifício, envia o sinal de temperatura para o MVS, para que este seja transmitido ao computador de vazão. Os sinais recebidos do MVS, pelo computador de vazão, são computados e os valores de vazão são calculados de acordo com equações estabelecidas pela AGA, *American Gas Association*.

#### **5.4.2. MEDIÇÃO DE ÓLEO**

A medição do óleo em tanque é feita de acordo com a seção 2.2 do manual de inspeção da ANP. São gerados certificados de arqueação, mostrando a correspondência entre o nível de líquido no tanque com seu volume ocupado, de estanqueidade das válvulas e tubulações nas entradas e saídas, dos termômetros instalados e das trenas usadas para medição de nível e interface.



**Figura 12:** Desenho esquemático de posicionamento de termômetros e válvulas em tanque de óleo.

#### **5.5. SONDA DE PRODUÇÃO TERRESTRE**

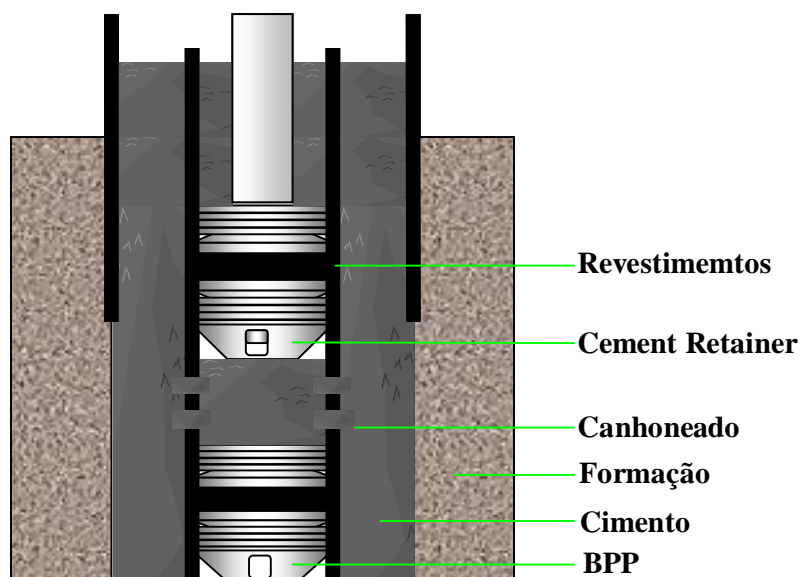
Foram acompanhadas as operações realizadas em uma Sonda de Produção Terrestre, durante a completção de um poço produtor a ser equipado para produção por Gas-Lift Intermitente, GLI. O poço havia sido perfurado, inicialmente,

até a profundidade de 2338 m, na zona do campo Araçás profundo, porém, devido a ocorrência de um *kick* durante a perfuração, o poço foi tamponado temporariamente. Após a avaliação pela engenharia de reservatório, o poço foi aprofundado até 2809 m, atingindo outras zonas produtoras. O anexo IV mostra o esquema ilustrativo do poço.

### 5.5.1. CIMENTAÇÃO

Quando um poço é perfurado, a sonda de completção ou de produção terrestre, SPT, ocupa a base do poço para prepará-lo para produzir. A verificação da cimentação primária, feita pela sonda de perfuração ou convencional, é uma das primeiras atividades a serem realizadas. Para tanto, é feita a perfilagem a poço fechado, na qual são traçados os perfis CBL/VDL/CCL/GR, os quais fornecem informações sobre a qualidade da cimentação, características da formação e profundidade de conexões e luvas. Em função dos dados obtidos com os perfis, verifica-se a necessidade de realizar o squeeze ou compressão de cimento, quando o intervalo é curto, ou a recimentação, quando um longo trecho necessita de correção.

Após o aprofundamento, com instalação do liner de produção, foi realizada a correção da cimentação primária, por *squeeze* ou compressão de cimento, após ter sido verificada uma falha na cimentação do liner com a formação e o revestimento da terceira fase. Foram traçados novos perfis, CBL/VDL/CCL/GR, para comprovar o isolamento da zona.



**Figura 13:** Desenho esquemático de posicionamento de BPP e CR em operação de recimentação

Concluída a cimentação, a sonda condiciona o revestimento, que é a limpeza do interior do poço, retirando resíduos de cimento e outros equipamentos que são deixados em seu interior. Exemplos desses equipamentos são o BPP, Bridge Plug Permanent, e o CR, Cement Retainer. O BPP é utilizado para isolar zonas, tal como um packer, sendo que o isolamento é feito em todo o diâmetro do revestimento de alocação, não só no anular, que é o espaço entre o revestimento e a coluna de produção. Como sugere o nome, o BPP é instalado permanentemente, sendo extraído apenas por corte, geralmente com Sapata Mill, uma espécie de broca de testemunho. Outro tipo de Bridge Plug é o BPR, Bridge Plug Retrievable, é um equipamento recuperável, possuindo um mecanismo que permite o seu desassentamento da coluna após a operação. O CR, Cement Retainer, possui a mesma estrutura do BPP, diferenciando apenas por possuir um tipo de *check valve* em seu interior, permitindo o fluxo em apenas um sentido. Esse equipamento é utilizado para operações de cimentação em longos intervalos, permitindo uma varredura maior da pasta de cimento, evitando que esta retorne pela coluna.

Quando são utilizados equipamentos não recuperáveis, BPP e/ou Cement Retainer, é necessário descer uma ferramenta para cortá-los, geralmente a Sapata Mill, por permitir a recuperação da carcaça do “peixe”, como é chamado qualquer equipamento que fique preso dentro do poço. A Sapata Mill possui a face de corte impregnada com carbeto de tungstênio, possibilitando o corte das estruturas em aço. O corte também pode ser feito com o uso de brocas, no entanto, brocas com partes móveis podem se fragmentar durante o corte e alguns desses pedaços podem dificultar o avanço da coluna. O mais comum de ocorrer é um dos cones da broca se soltar e impedir o corte do “peixe”. Outro empecilho ao uso de brocas é a necessidade de destruir completamente o “peixe”, enquanto que a Sapata Mill corta apenas as laterais do equipamento, recuperando a carcaça.



**Figura 14:** Ferramentas de corte: Sapata Mill a esquerda e Broca Mill a direita.



**Figura 15:** Pescaria: À esquerda, Cement Retainer e cascalho de cimento. À direita, Sapata Mill danificada após cortar e encamisar o Cement Retainer



**Figura 16:** Sapata de revestimento de superfície.

### **5.5.2. CANHONEIO E PISTONEIO**

Depois de verificados os trechos cimentados, a operação seguinte foi o canhoneio das zonas produtoras, para, em seguida, realizar o pistoneio, que é o bombeio dos fluidos produzidos por cada zona para o poço.

Para realizar o canhoneio, a empresa responsável se baseia nas medidas obtidas com os perfis CBL, VDL e CCL, e nos dados informados pelo programa do poço. Após o canhoneio de todas as zonas, a sonda as isola com *packers* e realiza o pistoneio, que é a drenagem, por bombeio, da coluna de produção.

Com base nos valores encontrados, nível de fluido, volume pistoneado, BSW (Bottom Sediments and Water), estima-se a vazão diária de cada zona pelo volume recuperado e o tempo decorrido.



## **6. CONCLUSÃO**

A vivência no ambiente de trabalho, na área operacional, propicia uma experiência profissional e pessoal enriquecedora e ímpar, permitindo o melhor aprendizado sobre os conhecimentos necessários às atividades de engenharia. Ao acompanhar as operações de campo e nas estações coletoras, o aprendizado se torna palpável e crítico; dessa maneira, a atuação do estagiário se torna, progressivamente, mais efetiva e pertinente. Muito é o que se necessita aprender, sendo nas operações, atividades, reuniões e avaliações as oportunidades oferecidas e aproveitadas, objetivando o constante aprimoramento e aperfeiçoamento profissional.

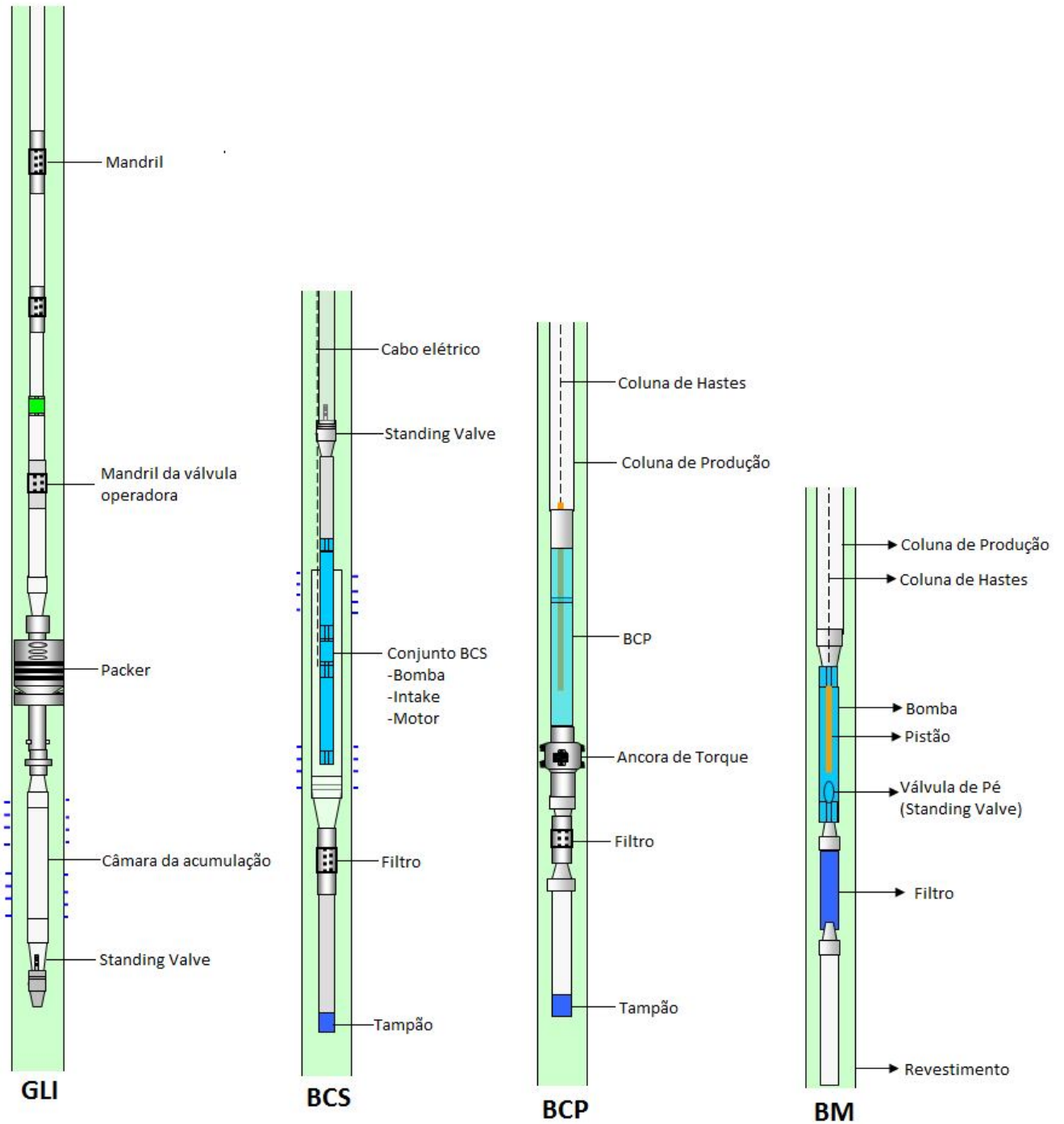
## **7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- CENPES, **LEVANTAMENTO DO PERFIL DE TEMPERATURA, PRESSÃO E VIBRAÇÃO NO OLEODUTO DE 12”**, ARAÇÁS-RECIFE, DA UN-BA. Serviço Técnico, 2003.
- PADRÃO OPERACIONAL, **ARMAZENAMENTO E TRANSFERÊNCIA DE PETRÓLEO DAS ESTAÇÕES DO OP-AR PARA O PARQUE RECIFE**, Sistema Petrobras, 2011.
- NORMA INTERNA, **SÍMBOLOS GRÁFICOS PARA FLUXOGRAMAS DE PROCESSO E DE ENGENHARIA**, Rev. C, 1999.
- ANSI/ISA-5.1, **Instrumentation Symbols and Identification**, American National Standard, USA, 2009.
- ISO/TR 15377, **Measurement of fluid flow by means of pressure-differential devices**, 2ª Ed. 2007.
- ANP, **MANUAL DE PROCEDIMENTOS PARA INSPEÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**, Rev. 2, 2000.
- THOMAS, J. E. **FUNDAMENTOS DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**, Edit. Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro, 2001.
- SITE1:[http://portalpetrobras.petrobras.com.br/PetrobrasPortal/appmanager/portal/desktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=dctm\\_noticia\\_engenharia&idConteudo=eng\\_noticia\\_4202362&areaAtual=unba](http://portalpetrobras.petrobras.com.br/PetrobrasPortal/appmanager/portal/desktop?_nfpb=true&_pageLabel=dctm_noticia_engenharia&idConteudo=eng_noticia_4202362&areaAtual=unba); Sistema Petrobras, acesso em 01/09/2011.



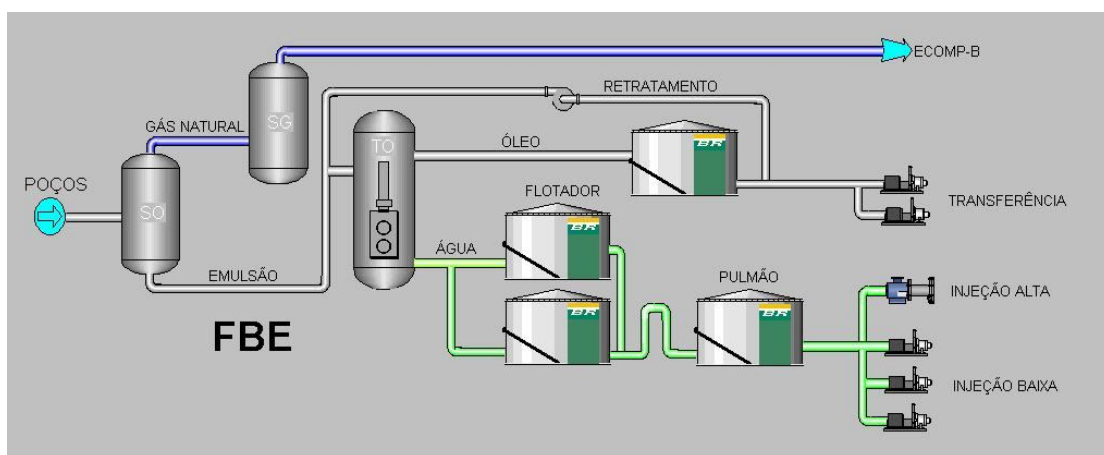
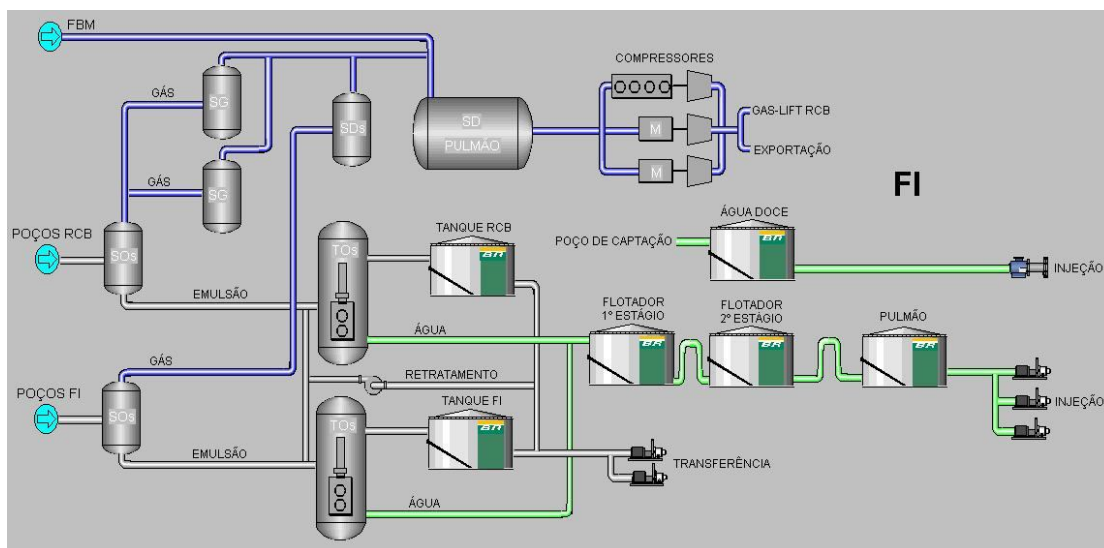
## Anexo II

Desenhos esquemáticos dos sistemas de elevação em subsuperfície.



### Anexo III

#### Fluxogramas esquemático das estações de FBE e FI



### Anexo IV

Esquema ilustrativo do poço equipado para GLI.

