



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO – UFRJ  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
ESCOLA DE QUÍMICA

**ANÁLISE E OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO PRIMÁRIO DE  
PETRÓLEO EM UNIDADES DE PRODUÇÃO  
DE ÓLEO E GÁS *OFF-SHORE*.**

WILLIAM DE SOUZA MAGALHÃES

**Monografia de Final de Curso**

Orientador

Professora Maria José O. C. Guimarães, D. Sc.

Junho / 2009



**ANÁLISE E OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO PRIMÁRIO  
DE PETRÓLEO EM UNIDADES DE PRODUÇÃO  
DE ÓLEO E GÁS *OFF-SHORE*.**

**William de Souza Magalhães**

**Monografia de Final de Curso**

Orientadora

Prof<sup>ª</sup> Maria José O. C. Guimarães

Junho de 2009

# ANÁLISE E OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO EM UNIDADES DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS *OFF-SHORE.*

***Magalhães, William Souza***

Monografia de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

---

Andrea Medeiros Salgado – D. Sc.  
( EQ – UFRJ )

---

Marcella Baratta R. Moura – Eng<sup>a</sup> Química  
( EQ / UFRJ )

---

Eliana Mossé Alhadeff – D. Sc.  
( EQ / UFRJ )

Orientado por:

---

Prof<sup>a</sup> Maria José O. C. Guimarães – D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil  
Junho de 2009

Magalhães, William Souza.

**ANÁLISE E OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO PRIMÁRIO DE  
PETRÓLEO EM UNIDADES DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS**

*OFF-SHORE* / William de Souza Magalhães /

Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009.

(Monografia de Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2009.

Orientador: Maria José O. C. Guimarães.

1. Petróleo. 2. Tratamento. 3. Otimização. 4. Monografia (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Maria José O. C. Guimarães. I. Análise e Otimização do Tratamento Primário de Petróleo em unidades de produção de óleo e gás *off-shore*.

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda a minha família e aos meus amigos, em especial aos meus Pais: Eva e Laércio (*in memorian*).

Ao querido irmão Diogo e as irmãs Michelle, Eva e Elaine, aos sobrinhos Vitor Hugo, Nicolas e Kauã Felipe. A esposa Gleice por toda ajuda, amor e dedicação e aos seus pais Júlio e Nadir. Ao filho Guilherme que mesmo sem saber me deu motivação e alegria suficiente para me fazer seguir em frente. Obrigado a todos pelo amor, estímulo, orientação, companheirismo, apoio e dedicação dada durante a minha vida.

O dia mais belo?  
Hoje  
A coisa mais fácil?  
Errar  
O maior obstáculo?  
O medo  
O maior erro?  
O Abandono  
A raiz de todos os males?  
O egoísmo.  
A distração mais bela?  
O trabalho  
A pior derrota ?  
O desânimo  
Os melhores professores?  
As crianças  
A primeira necessidade?  
Comunicar-se  
O que mais lhe faz feliz?  
Ser útil aos outros  
O maior mistério?  
A morte  
O pior defeito?  
O mau humor  
A pessoa mais perigosa?  
A mentirosa  
O pior sentimento?  
O rancor  
O presente mais belo?  
O perdão  
O mais imprescindível?  
O lar  
A rota mais rápida?  
O caminho certo

A sensação mais agradável?  
A paz interior  
A proteção efetiva?  
O sorriso  
O melhor remédio?  
O otimismo  
A força mais potente do mundo?  
A Fé  
As pessoas mais necessárias?  
Os pais  
A mais bela de todas as coisas?  
O amor  
A inteligência sem amor, te faz perverso.  
A justiça sem amor, te faz implacável.  
A diplomacia sem amor, te faz hipócrita.  
O êxito sem amor, te faz arrogante.  
A riqueza sem amor, te faz avaro.  
A docilidade sem amor te faz servil.  
A pobreza sem amor, te faz orgulhoso.  
A beleza sem amor, te faz ridículo.  
A autoridade sem amor, te faz tirano.  
O trabalho sem amor, te faz escravo.  
A simplicidade sem amor, te deprecia.  
A oração sem amor, te faz introvertido.  
A lei sem amor, te escraviza.  
A política sem amor, te deixa egoísta.  
A fê sem amor te deixa fanático.  
A cruz sem amor se converte em tortura.  
A vida sem amor... não tem sentido.....

“ Anônimo”

"Existem mais coisas entre o céu e a terra do que pode supor a nossa vã filosofia."

“William Shakespeare”.

## **AGRADECIMENTOS**

Meus sinceros agradecimentos primeiramente a Deus, que me possibilitou chegar até aqui, me fortalecendo a cada obstáculo superado e me auxiliando em mais uma conquista.

Aos meus pais, irmãos e amigos agradeço pela paciência e apoio prestados durante toda a realização deste trabalho.

À professora Andrea Medeiros Salgado, pela orientação dada durante a graduação.

À professora Maria José O. C. Guimarães, pela orientação e dedicação dada para a elaboração do presente estudo.

E finalmente a todos da Escola de Química que contribuíram direta ou indiretamente para a realização desta monografia de final de curso.

Resumo da Monografia de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

# **ANÁLISE E OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO EM UNIDADES DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS *OFF-SHORE*.**

Magalhães, William de Souza

Junho , 2009

Orientadora: Prof<sup>ª</sup> Maria José O. C. Guimarães – D. Sc.

O Tratamento Primário de Petróleo em unidades de produção de óleo e gás depende da aplicação de aditivos químicos. Neste trabalho foi analisado o sistema de tratamento primário de uma unidade produtora *off-shore* e proposto uma metodologia para a otimização do uso de aditivos químicos, permitindo a redução dos custos operacionais do tratamento. Estima-se que para uma produção diária de dois milhões de barris de petróleo dia a redução dos custos podem chegar na ordem de cem milhões de reais anuais.



# SUMÁRIO

<b>CAPITULO I</b> .....	12
1.1 – Introdução.....	12
1.2 – Objetivo.....	12
<b>CAPITULO II</b> .....	15
2.1 – Normas .....	15
2.1.1 – Normas Internacionais.....	15
2.1.1.1 – ISO – International Organization for Standardization.....	15
2.1.1.2 – OSHAS – Occupational Health and Safety Assessment Series.....	17
2.1.2 – Normas Nacionais.....	17
2.1.2.1 – ABNT NBR ISO 14001 – Sistema de Gestão Ambiental.....	17
2.1.2.2 – ABNT NBR ISO 17025 – Acreditação Laboratorial.....	18
2.2 – Legislação Aplicável.....	19
<b>CAPITULO III</b> .....	20
3.1 – Tratamento primário de Petróleo, especificações para exportação e processamento nas refinarias: .....	20
3.2 – Planta de tratamento primário de petróleo em uma unidade off-shore tipo FPSO.....	21
3.3 – Descrição do sistema de injeção de produtos químicos automatizado.....	25
3.4 – Processamento Primário de Petróleo, principais equipamentos.....	25
3.4.1 – Separador Gravitacional tipo Trifásico.....	26
3.4.1.1 – Acessórios internos do Separador Trifásico e funcionalidades.....	26
3.4.2 – Tratadores Eletrostáticos.....	26
3.4.2.1 – Mecanismo.....	28
3.4.2.2 – Acessórios internos dos tratadores eletrostáticos e funcionalidade.....	28
3.4.3 – Separador Atmosférico .....	30
<b>CAPITULO IV</b> .....	31
Emulsões Petróleo, Água e Gás	
4.1 –Emulsões Petróleo e Água.....	31
4.1.1 – Coalescência.....	32
4.1.2 – Fatores que estabilizam emulsões.....	32
4.1.3 – Remoção de Emulsões em sistemas Petróleo e Água.....	34
4.1.3.1 – Mecanismo de desidratação.....	35
4.1.3.2 – Fatores que auxiliam na quebra de emulsões.....	35
4.1.4 – Adição de Desemulsificante.....	36
4.1.4.1 – Desemulsificantes.....	37
4.1.4.2 – Mecanismo de ação do desemulsificante.....	37
4.1.4.3 – Método de Seleção e Dosagem do Desemulsificante.....	38
4.1.4.4 – Cálculo da Dosagem.....	39
4.1.4.5 – Pontos de Injeção.....	39
4.1.4.6 – Procedimento para determinação de BSW.....	40
4.2 – Espuma, emulsões Petróleo e Gás.....	41

4.2.1 – Mecanismo de formação da Espuma.....	41
4.2.2 – Fatores que influenciam na formação de espuma.....	41
4.2.3 – Fatores que estabilizam a espuma.....	41
4.2.4 – Mecanismo de remoção da espuma.....	41
4.2.5 – Problemas causados no Tratamento Primário.....	42
4.2.6 – Adição de Anti-Espumante.....	43
4.2.6.1 – Mecanismo de atuação.....	43
4.2.6.2 – Determinação e cálculo da dosagem do Anti-Espumante.....	43
4.2.6.3 – Pontos de Injeção.....	44
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>45</b>
Incrustação.....	
5.1 – Introdução.....	45
5.2 – Definições importantes.....	46
5.2.1 – Água do mar.....	46
5.2.2 – Água Produzida.....	46
5.3 – Características Físico-Químicas do Sulfato de Bário ( BaSO4) .....	47
5.3.1 – Incrustação de Sulfatos .....	47
5.4 – Controle de incrustações em instalações de superfície.....	48
5.4.1 – Métodos utilizados para minimizar a precipitação.....	48
5.4.2 – Fatores que favorecem as incrustações.....	49
5.4.3 – Pontos críticos para depósitos de sais.....	49
5.4.4 – Indicadores da ocorrência de incrustação.....	49
5.4.5 – Ações Preventivas adotadas.....	50
5.4.6 – Produtos injetados para remoção de incrustação .....	50
5.4.6.1 – Anti-incrustante.....	50
5.4.6.2 – Determinação das Dosagens.....	50
<b>CAPITULO VI.....</b>	<b>52</b>
Metodologia de Gerenciamento e Otimização de Consumo de Aditivos Químicos.....	
6.1 – Sistema de abastecimento.....	52
6.2 – Controle de Qualidade.....	52
6.3 – Teste e Otimização das Dosagens.....	53
6.3.1 – Otimização de Anti-espumante.....	54
6.3.2 – Otimização de Desemulsificante.....	55
6.3.3 – Otimização de Anti-Incrustante.....	56
6.3.4 – Soluções técnicas necessárias para a otimização nas dosagens aplicadas.....	57
6.3.5 – Observações importantes sobre o processo.....	58
<b>CAPITULO VII.....</b>	<b>59</b>
Avaliação Econômica Simplificada.....	
7.1 – Anti-Espumante.....	59
7.2 – Desemulsificante.....	60
7.3 – Anti-Incrustante.....	61
7.4 – Discussão dos resultados da análise econômica simplificada.....	61
<b>CAPITULO VIII.....</b>	<b>63</b>
Considerações finais.....	63
<b>CAPITULO IX.....</b>	<b>64</b>

<b>ANEXO I</b> .....	64
Definições de termos técnicos	

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Normas Legais e Regulamentação da Indústria do Petróleo .....	19
Tabela 4.1 – Série histórica das dosagens aplicadas de desemulsificantes.....	36
Tabela 4.2 – Desemulsificantes Comerciais ( Clariant / 2004 ) .....	39
Tabela 5.1 – Solubilidade das principais incrustações em água pura a 25°C.....	47
Tabela 7.1 – Otimização na dosagem de anti-espumante para 100.000 barris de petróleo produzidos por dia. ....	59
Tabela 7.2 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia. ....	59
Tabela 7.3 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 1.000.000 barris de petróleo por dia. ....	59
Tabela 7.4 – Otimização na dosagem de desemulsificante para 100.000 barris de petróleo produzidos por dia. ....	60
Tabela 7.5 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia. ....	60
Tabela 7.6 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia. ....	60
Tabela 7.7 - Redução de consumo em litros de anti-incrustante para uma produção diária de 100.000 m <sup>3</sup> de água de formação. ....	61
Tabela 7.8 - Redução de custo obtida em valores de moeda nacional para produção de 100.000 m <sup>3</sup> de água de formação por dia. ....	61

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Planta simplificada de produção e tratamento primário de Petróleo e Gás Off-Shore .....	22
Figura 3.2 – Separador Gravitacional Trifásico.....	26
Figura 3.3 – Tratador Eletrostático.....	27
Figura 3.4 – A atração elétrica aproxima as gotas.....	28
Figura 4.1 – Explicação do efeito da Coalescência. ....	32
Figura 4.2 – exemplo de repulsão elétrica. ....	33
Figura 4.3 – exemplo de repulsão estérica. ....	33
Figura 4.4 – Barreira mecânica no filme interfacial. ....	34
Figura 4.5 – Solubilidade de água em óleos produzidos x Temperatura.....	34
Figura 4.6 – Distribuição das Gotas em diferentes Emulsões.....	36
Figura 4.7 – Amostra Emulsionada e Amostra após adição de Desemulsificante. ....	40
Figura 4.8 – Molécula de Silicone.....	43
Figura 5.1 – Composição da Água do Mar.....	46

Figura 5.2 – Corpos de prova sem e com inibidor de incrustação.....	49
Figura 6.1 – Curva de eficiência X Dosagem de desmulsificante.....	53

## SIGLAS

°API – American Petroleum Institute  
 $\Delta P$  – Diferencial de pressão  
 AC – Corrente Alternada  
 BSW – Basic Sediments Water, quantidade de água e sedimentos presentes no óleo.  
 CLP – Controlador Lógico Programado  
 CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente.  
 CO/ CO<sub>2</sub> – Monóxido e Dióxido de Carbono.  
 DC – Corrente Contínua  
 EVTE – Estudo de Viabilidade Técnico Econômico  
 EPI – Equipamento de proteção Individual  
 FISPQ – Ficha de Informação de Segurança de Produtos Químicos  
 FPSO – Floating Production, Storage Offloading ( Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência )  
 H<sub>2</sub>S – Ácido Sulfídrico.  
 IEC – International Electrotechnical Commission – Comissão Internacional de Eletrotécnica  
 ISO – International Organization for Standardization – Organização Internacional para Padronização  
 OSHAS – Occupational Health and Safety Assessment Series – Séries de Avaliação em Segurança e Saúde Ocupacional  
 ppm – Partes por milhão.  
 SMS – Segurança , Meio Ambiente e Saúde.  
 TIAC – Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais  
 TOG – Teor de Óleo e Graxas.  
 TEG – Tri-etileno-glicol  
 TG – Turbo Geradores  
 UEP- Unidade de Exploração e Produção.  
 UM – Unidade Marítima  
 UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural  
 UFCC- Unidade de Fracionamento Catalítico  
 Vs – Velocidade de Sedimentação

# CAPITULO I

## 1.1 - Introdução

A produção de petróleo depende da aplicação diária de milhares de litros de produtos químicos. Estes produtos garantem a integridade física das instalações, o controle das variáveis operacionais e possibilitam a otimização da produção. Os principais produtos químicos adicionados no petróleo são os de ação anti-espumante, desemulsificante e anti-incrustante.

O anti-espumante é essencial para estabilidade e funcionalidade da planta de processo, este produto impede a formação de espuma nos vasos tratadores. A espuma nos vasos é capaz de parar toda a planta de processo, pois provoca cavitação das bombas, atuação de alarmes indevidos de nível muito alto nos vasos e arraste de óleo pelo sistema de gás.

O desemulsificante é essencial para o controle de parâmetros críticos da produção. O teor de óleo e graxas “*TOG*” da água descartada e a quantidade de água emulsionada no óleo “*BSW*” tratado dependem da ação deste produto. Este aditivo agiliza o processo de separação óleo e água, reduzindo o tempo de residência nos vasos tratadores, possibilitando o processamento de grandes volumes em espaço reduzido.

O anti-incrustante é um aditivo de extrema importância nas unidades, porque garante a continuidade operacional da planta de processo evitando a formação de incrustações e o tamponamento de linhas e equipamentos. O problema de incrustação se deve ao fato da água de reservatório possuir um alto teor de metais como Bário, Cálcio, Magnésio, Estrôncio. Estes sais retornam na água que é produzida junto com o óleo. Durante o fluxo, as condições de pressão e temperatura se alteram acarretando a precipitação destes sais. Este precipitado adere de tal forma na parede das tubulações e dos equipamentos que a única solução é a substituição da parte afetada. Somando ainda o inconveniente da radiação presente no sistema incrustado, pois mesmo pequena exige cuidados especiais para manuseio e descarte deste material.

Apesar dos inúmeros benefícios trazidos por estes produtos, observam-se também problemas de poluição que comprometem principalmente a qualidade da água, devido ao descarte de “água produzida” oriunda do tratamento primário do petróleo, e do ar, devido a emissão de CO e CO<sub>2</sub> proveniente da queima do gás associado.

A água produzida necessita ser adequada para ser descartada no mar dentro dos limites estabelecidos pela legislação ambiental vigente “CONAMA 357”. Para o enquadramento da água para descarte muitas vezes se faz necessário a adição de produto químico para auxiliar no tratamento (polieletrólito).

O gás separado também necessita sofrer um tratamento primário antes de ser escoado para as unidades *Downstream*\*. A finalidade principal é a redução do percentual de água na composição do gás, pois esta água é extremamente prejudicial à operacionalidade dos dutos e dos poços que utilizam “*gas-lift*” como mecanismo auxiliar na produção. A combinação de água, gás, baixas temperaturas e altas pressões provocam a formação de blocos maciços muito parecidos com gelo, conhecidos como “hidratos”, estes são capazes de obstruir completamente

um duto ou uma linha de injeção de gás ocasionando enorme prejuízo financeiro e ambiental. A obstrução de um gasoduto que opera com volume diário de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, ocasionaria queda no fornecimento e conseqüentemente a queima deste gás. Poços que necessitam de “gas-lift” podem ter sua linha de injeção obstruída e o fluxo de gás interrompido provocando perda de produção. O processo para remoção da água do gás também é de extrema importância e é basicamente constituído pela lavagem do gás com Tri-etileno glicol através de uma torre contactora recheada. Após a desidratação o gás ainda recebe uma dosagem de inibidor de hidrato (etanol anidro) com a finalidade de baixar a temperatura de formação de hidrato, protegendo o duto em caso de falha no sistema de desidratação.

Existem também alguns reservatórios com alto teor de gases ácidos como CO<sub>2</sub>, e H<sub>2</sub>S. Nesses casos especiais as plantas necessitam de materiais mais resistentes e sistemas auxiliares para tratamento, tipo: Planta de amina e injeção de produtos especiais, como sequestrante de H<sub>2</sub>S. Estes gases além de terem um, alto poder de corrosão, o último “H<sub>2</sub>S pode ser letal dependendo da concentração e do tempo de exposição, exigindo da equipe de operação cuidados especiais.

Com a crescente preocupação com o Meio Ambiente, foram ampliados os mecanismos de fiscalização e controle de poluição. A conscientização ambiental global identificou a necessidade de adoção de políticas pró-ativas no que tange: segurança, meio ambiente e saúde ocupacional. Organizações Internacionais passaram a emitir certificações para valorizar aspectos importantes como o capital humano e o ecossistema. Várias empresas enxergaram na implementação de normas tais como: ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental) e OSHAS 18001 (Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional – SST) uma excelente oportunidade não apenas de adequação e redução de custos, mas também como uma credencial para entrada em novos mercados uma vez que estas certificações atestam a origem e a qualidade do produto.

Esta monografia teve por objetivo geral analisar e propor uma metodologia que permite a otimização do uso de aditivos químicos utilizados no tratamento primário do petróleo em uma unidade de produção de óleo e gás off-shore. Atualmente existem inúmeros tratamentos e uma infinidade de aditivos químicos utilizados, porém este trabalho limita-se aos aditivos com ação: Anti-espumante, Desemulsificante e Anti-incrustante.

## **1.2 - Objetivo**

Descrever de forma sucinta o tratamento primário do petróleo antes do refino, mostrando os impactos do processamento de uma carga fora de especificação. Propor uma metodologia que permita reduzir o desperdício de aditivos químicos e propiciar a otimização imediata das dosagens aplicadas no tratamento de acordo com os parâmetros de operação. Para isso foram explicitados neste trabalho conceitos básicos de espuma, emulsão e incrustação. Fez-se necessário também mostrar de forma simplificada uma planta de processo e as práticas atuais de injeção de produtos químicos e uma breve análise de custos envolvidos no tratamento, mostrando a viabilidade da proposta.

Esta monografia está estruturada em nove capítulos. O capítulo I, introdução e objetivo já apresentados. O capítulo II é destinado as Normas e Legislações do setor. No Capítulo III é apresentada a importância do tratamento primário do Petróleo e é apresentado um fluxograma de

uma planta de processo com seus principais equipamentos, fazendo-se uma descrição sucinta do funcionamento da planta. No capítulo IV é exposto os conceitos fundamentais de sistemas com emulsões água, óleo e gás. O capítulo V é uma extensão conceitual sobre incrustações. No capítulo VI esta descrita a proposta de metodologia para gerenciamento e otimização das dosagens aplicadas no tratamento primário do óleo. No capítulo VII é realizada uma breve e simplificada análise econômica onde pode ser observada a viabilidade do estudo proposto. O capítulo VIII foi reservado para as considerações finais deste trabalho e o Capítulo IX lista todas as referências bibliografia utilizadas nesta monografia.

# CAPITULO II

## Normas e Legislação

### 2.1 - Normas

Neste trabalho as principais normas e padronizações de procedimentos para aplicação de uma Gestão focada na excelência operacional priorizando o Meio Ambiente a Segurança e a Saúde em uma unidade de produção *off-shore* serão apresentadas a seguir :

#### 2.1.1 – Normas Internacionais

##### 2.1.1.1 - ISO - International Organization for Standardization (Organização Internacional para Padronização)

A Organização Internacional para Padronização é uma entidade que aglomera os grêmios de padronização/normalização de 158 países. Fundada em 23 de Fevereiro de 1947, em Genebra, Suíça, a ISO aprova normas internacionais em todos os campos técnicos, exceto na electricidade e na eletrônica cuja a responsabilidade é da Comissão Internacional de Eletrotécnica (IEC).

O Brasil está representado na ISO pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). Os EUA estão representados na ISO pela Instituto Nacional de Padrões Americanos (ANSI).

No século passado, a ISO viu a necessidade de se desenvolverem normas que tratassem da questão ambiental e tivessem como intuito a padronização dos processos de empresas que utilizassem recursos tirados da natureza e/ou causassem algum dano ambiental decorrente de suas atividades. ( Lima, Alessandra de Araújo et al, 2007 )

No ano de 1993, a ISO reuniu diversos profissionais e criou um comitê, intitulado Comitê Técnico TC 207 que teria como objetivo desenvolver normas (série 14000) nas seguintes áreas envolvidas com o meio ambiente.

Este comitê desenvolveu a norma ISO 14001 que estabelece as diretrizes básicas para o desenvolvimento de um sistema que gerenciasse a questão ambiental dentro da empresa, ou seja, um sistema de gestão ambiental. É a mais conhecida entre todas as normas da série 14000.

#### Estrutura da norma ISO 14001

Esta é primeira parte da norma onde é abordado o contexto histórico em que foi desenvolvida, ressaltando a necessidade das empresas estabelecerem parâmetros para a área ambiental. É mencionada a estrutura e importância dos requisitos descritos nela.

Alguns pontos fundamentais descritos:

- As auditorias e análises críticas ambientais, por si só, não oferecem evidência suficientes para garantir que a empresa está seguindo as determinações legais e sua própria política.
- O sistema de gestão ambiental deve interagir com outros sistemas de gestão da empresa.
- A norma se aplica a qualquer tipo de empresa, independente de suas características, cultura, local, etc.



- A ISO 14001 tem como foco a proteção ao meio ambiente e a prevenção da poluição equilibrada com as necessidades sócio-econômicas do mundo atual

## **Escopo**

Esta área é relativa aos objetivos gerais da norma, tais como:

- Estabelecer a criação, manutenção e melhoria do sistema de gestão ambiental;
- Verificar se a empresa está em conformidade (de acordo) com sua própria política ambiental e outras determinações legais;
- Permitir que a empresa demonstre isso para a sociedade;
- Permitir que a empresa possa solicitar uma certificação/registro do sistema de gestão ambiental, por um organismo certificador (empresa que dá o certificado) externo.

## **Definições**

São especificados as definições para os seguintes termos utilizados na norma. São os seguintes: Melhoria contínua;

- Ambiente;
- Aspecto ambiental;
- Impacto ambiental;
- Sistema de gestão ambiental;
- Sistema de auditoria da gestão ambiental;
- Objetivo ambiental;
- Desempenho ambiental;
- Política ambiental;
- Meta ambiental;
- Parte interessada;
- Organização.

## **Requisitos do sistema de gestão ambiental**

Nesta área da norma são expostos todos os requisitos que a empresa deve seguir para implantar e manter o sistema de gestão ambiental. Ela está dividida da seguinte forma:

- Aspectos gerais;
- Política ambiental;
- Planejamento;
- Implementação e operação;
- Verificação e ação corretiva;
- Análise crítica pelos responsáveis;
- Anexos.

## **Benefícios e resultados da ISO 14000**

Os certificados de gestão ambiental da série ISO 14000 atestam a responsabilidade ambiental no desenvolvimento das atividades de uma organização.

Para a obtenção e manutenção do certificado ISO 14000, a organização tem que se submeter a auditorias periódicas, realizadas por uma empresa certificadora, credenciada e reconhecida pelo Inmetro e outros organismos internacionais. ( Lima, Alessandra de Araújo et al, 2007 )

Nas auditorias são verificados o cumprimento de requisitos como:

- Cumprimento da legislação ambiental;
- Diagnóstico atualizado dos aspectos e impactos ambientais de cada atividade;
- Procedimentos padrões e planos de ação para eliminar ou diminuir os impactos ambientais;
- Treinamento, qualificação e reciclagem de pessoal.

### **Um Pouco Mais Verde a Cada Dia**

A norma exige das organizações que identifiquem todos os impactos ambientais ou aspectos relacionados, para então implementar ações que melhorem os processos em áreas prioritárias que apresentem aspectos significativos. A ISO 14001 estabelece o melhor procedimento para uma gestão pró-ativa do impacto ambiental de sua organização além do mero cumprimento da lei. O seu foco torna-se o aperfeiçoamento constante.

#### **2.1.1.2 - OSHAS – Occupational Health and Safety Assessment Series ( Séries de Avaliação em Segurança e Saúde Ocupacional )**

A OSHAS é uma especificação que tem por objetivo fornecer às organizações, os elementos de um sistema de gestão da Segurança e Saúde no Trabalho (SST) eficaz, passível de integração com outros sistemas de gestão (qualidade e meio ambiente, principalmente), de forma a auxiliá-la a alcançar seus objetivos de segurança e saúde ocupacional, tendo sido redigida de forma que possa ser aplicada a todos os tipos e portes de empresas, visando se adequar a diferentes condições geográficas, culturais e sociais.

A série de avaliação em segurança e saúde ocupacional OHSAS 18001 foi projetada para ajudar as organizações a formularem políticas e metas de saúde e segurança ocupacional. A série inclui a norma 18001 e diretrizes para a implementação da OHSAS 18001. A norma se aplica qualquer organização que queira adotar uma abordagem pró-ativa para a gestão dos riscos à saúde e segurança ocupacional. ( Lima, Alessandra de Araújo et al, 2007 )

### **Eliminando riscos e perigos**

A OHSAS 18001 mede seus sistemas de gestão em várias dimensões. A abrangência da aplicação vai depender de fatores como da política de saúde e segurança ocupacional da organização, a natureza de suas atividades, e as condições sob as quais opera.

### **Um sistema de gestão bem-sucedido deve se fundamentar em:**

- Uma política de segurança e saúde apropriada para a companhia.
- A identificação dos riscos e exigências legais de saúde e segurança ocupacional.
- Objetivos, metas e programas que assegurem o aperfeiçoamento contínuo.
- Atividades de gestão que controlem os riscos de saúde e segurança ocupacional.
- Monitorar o desempenho do sistema de saúde e segurança ocupacional.
- Revisões, avaliações e aperfeiçoamentos contínuos do sistema.

A criação da OSHAS 18001 atendeu a um grande clamor internacional. Sua importância pode ser aquilatada pela representatividade dos organismos certificadores que participaram de sua elaboração (BSI, BVQI, DNV, Lloyds Register, SGS, etc), os quais respondem por cerca de 80% do mercado mundial de certificação de Sistemas de Gestão. O desenvolvimento da série deu-se através da compatibilidade com a ISO 9000 (para Sistemas de Gestão da Qualidade) e com a ISO 14001 (para Sistemas de Gestão Ambiental) com o objetivo de facilitar às empresas a implementação de Sistemas Integrados de Gestão (SIG's), totais ou parciais.

## **2.1.2 - Normas Nacionais**

### **2.1.2.1 - ABNT NBR ISO 14001 – Sistema de Gestão Ambiental**

O aumento crescente da consciência ambiental e a escassez de recursos naturais vêm influenciando cada vez mais as organizações a contribuírem de forma sistematizada na redução dos impactos ambientais associados aos seus processos.

A Conformidade do sistema com a ABNT NBR 14001 garante a redução da carga de poluição gerada por essas organizações, porque envolve a revisão de um processo produtivo visando a melhoria contínua do desempenho ambiental, controlando insumos e matérias-primas que representem desperdícios de recursos naturais.

Certificar um Sistema de Gestão Ambiental significa comprovar junto ao mercado e a sociedade que a organização adota um conjunto de práticas destinadas a minimizar impactos que imponham riscos à preservação da biodiversidade.

Com isso, além de contribuir com o equilíbrio ambiental e a qualidade de vida da população, as organizações obtêm um considerável diferencial competitivo, fortalecendo sua imagem e participação no mercado.

Os programas de avaliação da conformidade da ABNT, de caráter voluntário ou compulsório, visam a contribuir para demonstrar a conformidade de produtos, processos, sistemas ou serviços a requisitos estabelecidos em normas técnicas, especificações ou regulamentos. ( Lima, Alessandra de Araújo et al, 2007 )

### **2.1.2.2 - ABNT NBR ISO 17025 – Acreditação Laboratorial**

A NBR ISO 17025:2005 fornece os requisitos gerais para a competência de laboratórios de ensaio e calibração e é utilizada pelo INMETRO como norma base para a acreditação (certificação) laboratorial. Sendo assim, os laboratórios que desejam demonstrar sua competência perante esse órgão devem então ter implementado um Sistema de Gestão da Qualidade de acordo com essa norma, que possui como filosofia principal a melhoria contínua, além da padronização e manutenção do conhecimento no Sistema devido à utilização de procedimentos, registros e instruções de trabalho.

## 2.2 - Legislação Aplicável

Todo Sistema de Gestão da Produção deve cumprir a Legislação vigente. A Tabela 1.1 lista as principais normas que direcionam a atividade de Exploração de petróleo *Off-Shore* .

Tabela 2.1: Normas Legais e Regulamentação da Indústria do Petróleo. ( Lima, Alessandra de Araújo et al, 2007 )

<b>NORMAS LEGAIS</b>	<b>REGULAMENTAÇÃO</b>
<b>NR-04</b>	Serviço Especializado em Segurança e Medicina do Trabalho-SESMT
<b>NR-05</b>	Comissão Interna de Prevenção de Acidentes-CIPA
<b>NR-06</b>	Equipamento de Proteção Individual-EPI
<b>NR-07</b>	Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional-PCMSO
<b>NR-09</b>	Programa de Prevenção de Riscos Ambientais-PPRA
<b>NR-10</b>	Instalações e Serviços em Eletricidade (110.000-9)
<b>NR-13</b>	Caldeiras e Vasos e Pressão
<b>NR-14</b>	Fornos
<b>NR-15</b>	Atividades e Operações Insalubres
<b>NR-16</b>	Atividades e Operações Perigosas
<b>NR-17</b>	Ergonomia
<b>NR-23</b>	Proteção Contra Incêndios
<b>NR-25</b>	Resíduos Industriais (125.000-0)
<b>NR-32</b>	Equipamentos de Proteção Coletiva
<b>NR-33</b>	Trabalhos em espaço Confinado
<b>NBR 10004/04</b>	Resíduos Sólidos-Classificação
<b>NBR 12235/87</b>	Resíduos Sólidos- Armazenamento
<b>NBR 11174/89</b>	Armazenamento de Resíduos Classe II (não-inertes) e III (inertes)
<b>Res.CONAMA Nº 275/99</b>	Descarte de Pilhas e Baterias
<b>Res.CONAMA Nº 275/01</b>	Simbologia de Resíduos
<b>Res.CONAMA Nº 357/07</b>	Descarte de Efluentes Industriais
<b>NBR 13221/94</b>	Transporte de Resíduos – Procedimento
<b>NBR 12.235/92</b>	Armazenamento de Resíduos Sólidos Perigosos

# CAPITULO III

## Especificações do Petróleo para Processamento e Etapas do Tratamento Primário de uma Planta de Processo *Off-Shore*.

### 3.1 - Tratamento primário de Petróleo, especificações para exportação e processamento nas refinarias:

Todo óleo produzido deve ser tratado para ser armazenado em tanque e posteriormente transferido para ser processado.

O óleo para ser processado deve atender aos parâmetros operacionais requeridos conforme exposto a seguir:

- **Água livre** : O ideal é que após o tratamento primário toda água livre seja removida e descartada. A ocorrência de água livre no óleo tratado provoca a imobilização de tanques de petróleo com água reduzindo a capacidade de armazenagem da unidade. Para a Petrobras, mais especificamente para o Segmento do E&P, isto causa redução no preço do Petróleo comercializado. Nas Refinarias existe a dificuldade de logística de navios para retirada da água de formação que não pode ser descartada na costa conforme as normas ambientais vigentes no “CONAMA 357” onerando o custo operacional.
- **Gás** : O ideal é que após o tratamento primário o gás dissolvido no óleo, esteja na menor quantidade possível. A presença de gás dissolvido no óleo tratado provoca risco à embarcação e a cavitação das bombas de transferência.
- **BSW** : Após o tratamento primário, o BSW máximo permitido é 1%, A ocorrência de BSW maiores que o especificado acarretam a demora na preparação de tanques na refinaria pois esta água tem que ser removida antes do refino; Caso este óleo seja exportado, ocorre a redução no preço do Petróleo comercializado. A presença de emulsões água e óleo afeta a capacidade de produção, escoamento e processamento dos sistemas, causando:
  - Perda de carga adicional com redução da produção em sistemas de bombeio centrífugo submerso (BCS), *gas-lift* e surgência;
  - Redução da capacidade de escoamento nas linhas de transferência (off loading);
  - Aumento da temperatura de processamento e do tempo de residência nos separadores. No segmento de abastecimento, a presença de sais devido a presença de emulsões causa envenenamento de catalisadores, corrosão nos equipamentos de refino e perda de qualidade dos produtos refinados.
- **Sais** : Após o tratamento primário o máximo de salinidade permitida são 570 ppm. Esta especificação muitas vezes obriga a um controle mais rigoroso de BSW, pois alguns reservatórios possuem salinidade acima de 110.000 ppm e o óleo com 1% de água acarreta salinidade de mais de 1000 ppm. A ocorrência de salinidade maior que a especificada aumenta a corrente nas dessalgadoras da refinaria provocando a redução da

eficiência do processo e aumento da corrosão. Para o caso de exportação do Petróleo, causa redução no preço do Petróleo comercializado.

- **Cloreto Orgânico** : É proibido a utilização de solventes organoclorados em sistemas que alimentem o tanque de armazenamento ou dutos de exportação. O óleo produzido não pode conter este tipo de substância. O descumprimento desta recomendação acarreta a deposição de cloreto de amônia no sistema de gás combustível das refinarias, corrosão em sistemas e equipamentos e deposição de cloreto de amônia nos compressores de gás da UFCC. Além de contaminação no produto refinado que fica impossibilitado de ser comercializado no Brasil. ( PETROBRAS, REDUC, Março/2006 )

### **3.2 – Planta de tratamento primário de petróleo em uma unidade *off-shore* tipo FPSO.**

O petróleo no Brasil é encontrado predominantemente nas bacias sedimentares. Atualmente mais de 80% da produção nacional é extraída da Bacia de Campos, na região costeira ao norte do estado do Rio de Janeiro. Grandes acúmulos de óleo e gás encontram-se nessa região, no fundo do mar em lâminas d'água que variam de 80 à 3000 m de profundidade, localizados entre 80 e 300 Km do litoral. Este fator adverso impulsionou o desenvolvimento da tecnologia exploratória *off-shore*.

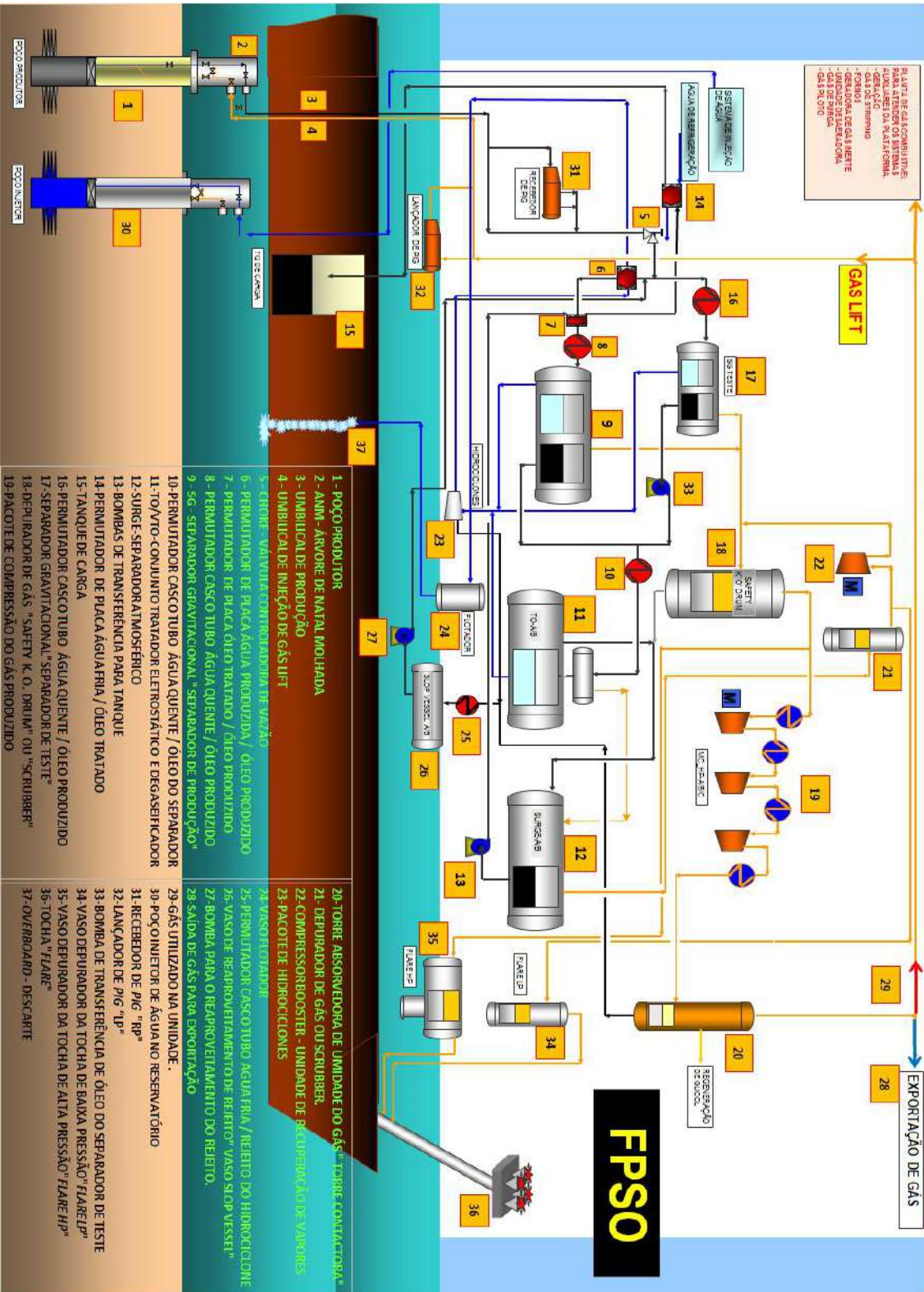
Abaixo segue a descrição simplificada do tratamento de petróleo. Utilizou-se como referência o fluxograma simplificado mostrado na figura 3.1, da planta de processo de uma unidade produtora tipo FPSO. No “Anexo I” serão encontrados os principais termos técnicos mencionados. ( PETROBRAS, UN-RIO, 2006 )

O petróleo chega a plataforma através de sistemas coletores denominados “Poços Produtores(1)”. Os poços produtores são estruturas que empregam alta tecnologia na construção e nos materiais utilizados. Um poço de produção tradicional possui um umbilical de produção(3), um umbilical para injeção de gás-lift(4) e um umbilical de controle elétrico-hidráulico acompanhado com 3 linhas de injeção química. Todos esses umbilicais fazem a ligação do FPSO ( Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência ) até a “Árvore de Natal Molhada”(ANM)(2). Os umbilicais são linhas flexíveis com alta resistência mecânica coberta com material isolante que tem a finalidade de reduzir a troca térmica do óleo com o mar.

O óleo flui do reservatório pela coluna de produção (1) até a ANM (2), e então é conduzido pelo umbilical de produção até o FPSO. Para aumentar o fator de recuperação, poços injetores (3) de água do mar, são perfurados à margem do reservatório com a finalidade de manter a energia e o equilíbrio de massa, e ao mesmo tempo empurrar o óleo para as zonas produtoras. Os poços produtores (1) ainda contam com sistema auxiliar de injeção de gás. Embora distintos, em ambos os casos a finalidade é aumentar a eficiência de recuperação de hidrocarbonetos que normalmente não ultrapassa 30% do volume total do reservatório “*in-place*”.

A injeção de gás no poço produtor, mais conhecida como “gás-lift” é um método de recuperação secundário, onde o óleo é gaseificado na coluna de produção diminuindo sua densidade e provocando a redução do peso da coluna de líquido a ser vencida pelo reservatório. A consequência natural é o aumento da produtividade do poço. Esta injeção é realizada através de válvulas especiais que comunicam o “*anular*” com a “*coluna de produção*” em profundidades abaixo do leito marinho.

# Planta Simplificada de Produção e Tratamento Primário de Petróleo e Gás Off-Shore



Na chegada dos poços ao FPSO, temos uma válvula controladora de vazão (5), *Choke*, na linha de produção de cada poço. Após as válvulas *choke*, os poços podem ser direcionados para 3 caminhos distintos na planta, estes caminhos são chamados de *header's* de Produção A, B e Teste. Estes caminhos direcionam o petróleo para a planta de tratamento.

Nas unidades produtoras, observa-se a existência de duas plantas gêmeas de tratamento de petróleo, conhecidas na operação como “*Header A*” e “*Header B*”, além de um “*Header para Teste de Poço*”, este último permite a obtenção individualizada dos parâmetros de produção de um determinado Poço Produtor e a realização de ajustes para otimização da sua produção.

Os *header's* de produção A e B possuem um sistema de reaproveitamento de calor das correntes de óleo e água tratadas para fazer o pré-aquecimento do óleo frio que chega na Unidade. Um conjunto de pré-aquecedores tipo Permutadores de Placa (7) reaproveitam o calor do óleo da saída do processo à 116°C e ao mesmo tempo ajuda a resfriá-lo para armazenamento em tanque de modo que não ultrapasse os 60°C. O mesmo reaproveitamento de calor ocorre nos Permutadores de Placa (6) com as correntes de água produzida que também necessitam ser resfriadas até 40°C para descarte. Existe ainda um aquecedor tipo Casco & Tubos (8) após o pré-aquecimento, alimentado com água quente para elevar a temperatura do óleo pré-aquecido até a requerida para tratamento no vaso separador.

Após o aquecimento, o óleo é encaminhado para um vaso tipo Separador Gravitacional Trifásico (9) “SG” onde há uma separação inicial do Petróleo, da Água Produzida e do Gás. A saída de óleo sofre um novo aquecimento em um permutador alimentado com água quente tipo Casco & Tubos (10) e o óleo aquecido é enviado para um vaso de processo tipo Tratador Eletrostático (11) “TO” onde o óleo é desidratado com a aplicação de campo elétrico. A corrente de óleo desidratado é levada à um Vaso à pressão atmosférica (12) “Surge” que tem a função de desgaseificar o óleo.

Na saída de óleo do vaso existe um conjunto de bombas (13) para efetuar a transferência do óleo tratado para os tanques. Neste trajeto existe um sistema de Medição Fiscal que totaliza os volumes produzidos. Antes de chegar nos tanques o óleo tratado passa pelos pré-aquecedores(7) para trocar calor com o óleo na entrada da planta, e em seguida passa em um Permutador de Placa (14) alimentado com água fria para ajustar a temperatura para armazenamento nos tanques de carga (15).

Algumas unidades modernas possuem sistema auxiliar para remoção de areia dos Separadores Trifásicos, esta areia é oriunda do reservatório pode ser produzida junto com o óleo ficando depositada nos vasos do processo comprometendo a capacidade de processamento da planta. Este sistema aproveita a própria água do vaso para limpeza.

Logo na entrada do *Header* de produção o óleo recebe dosagens de anti-espumante, anti – incrustante e desemulsificante. Na saída de óleo do “SG” existe outro ponto de injeção de desemulsificante para complemento de dosagem para auxiliar o tratamento no “TO” se necessário. Na entrada do Surge também pode ser injetada nova dosagem de anti-espumante para reforço na dosagem.

A água produzida separada no SG e no “TO” é direcionada para um conjunto de hidrociclones (23), onde os “rejeitos” dos hidrociclones são resfriados em um permutador tipo Casco & Tubos (25) alimentado com água fria e enviado para o tanque de drenagem fechada (26), “Slop Vessel”. Todo óleo recuperado neste vaso é bombeado (27) para o processo para ser reaproveitado.



A saída de água do hidrociclone passa pelos pré-aquecedores (6) para trocar calor c/ o óleo frio produzido e depois é enviada para vaso tipo Flotador (24) para ajuste final do TOG e posterior descarte para o mar, via *Overboard* (37). O óleo recuperado neste vaso também é enviado para Slop Vessel (26).

O Gás separado no SG é encaminhado para o Vaso depurador de gás ou Vaso de gás separado (18), “Safety KO Drum,” para remover possível óleo carreado pelo sistema. A saída de gás deste vaso é enviada para o Pacote de Compressão (19), que basicamente possui um conjunto Resfriador e Depurador de gás “Scrubber” na entrada de cada estágio de Compressão. Após a compressão, o gás passa por uma Torre Contactora (20), absorvedora de umidade, onde o gás é desidratado com “Glicol Pobre”. O “Glicol rico” que deixa a Torre Absorvedora é regenerado e re-circulado na Torre. O gás desidratado com alta pressão é disponibilizado para os consumidores (29) e para exportação (28), sendo que a prioridade é a injeção de gás nos poços e alimentar a planta de Gás Combustível para alimentação dos sistemas de utilidades gerais da unidade, como; Turbo Geradores “TG’s”, Fornos, “Gas de Stripping” da planta de Glicol, “Desaeradora”, vaso *Flash* de Glicol, Vaso de Expansão de Água Quente, Flotadores, Purga do sistema de *Flare*(36), Piloto do *Flare*(36), Geradora de Gás Inerte. O restante do gás é exportado através de gasoduto para as “UPGN’s”. No header de exportação de gás ocorre a injeção de inibidor de hidrato. Cada poço produtor que utiliza injeção de gás lift recebe injeção de inibidor de hidrato de forma individualizada.

Os vapores orgânicos gerados pelo aquecimento do óleo e pela redução da pressão no processo de desgaseificação, que ocorre no Separador atmosférico “Surge” são enviados para o um vaso depurador ( 21) e são recuperados na Unidade de Recuperação de Vapores ( 22 ) “Compressor *Booster*” onde este vapor é comprimido e enviado para o processo de compressão principal.(19).

### **Observações Importantes:**

A planta analisada apresenta algumas peculiaridades importantes. Devido ao baixo °API do óleo produzido e a alta salinidade do reservatório, o óleo antes de entrar no “TO” sofre um novo aquecimento para elevar sua temperatura até 120°C. Esta condição é fundamental para obter a eficiência necessária no desidratador para o enquadramento do óleo nos parâmetros de BSW e Salinidade.

A temperatura elevada para o tratamento gera uma série de complicadores para o processo. Para a desidratação é necessário a instalação de um vaso desgaseificador (V-TO) antes da entrada do óleo no TO, para remoção de vapores de hidrocarbonetos leves gerados no aquecimento, para que os mesmos não atinjam os eletrodos do desidratador comprometendo assim o seu funcionamento.

O tratamento em sistema óleo e água à elevadas temperaturas geram também complicadores adicionais de segurança. O fenômeno de “*Steam Explosion*” ainda pouco conhecido na literatura passa a ser temido e estudado.

O “*Steam Explosion*” é um fenômeno hipotético previsto em simuladores de processo. Ainda não foi verificada a ocorrência deste fenômeno na literatura. O TO desta planta é um vaso de 150 m<sup>3</sup> que trabalha atolado com óleo e água, na temperatura de 120°C. Verifica-se que neste sistema apenas o controle de pressão do vaso mantém a água no seu estado líquido.

Falhas no sistema que controla a pressão do vaso podem ocorrer repentinamente de modo que a pressão caia abaixo da condição requerida para manter a água no estado líquido.

Acredita-se que nesta situação um grande volume de água à 120°C, fora da condição de equilíbrio termodinâmico possa vaporizar bruscamente. O risco temido é uma expansão descontrolada de um volume muito grande de água provocando aumento súbito de pressão no sistema acarretando o rompimento de tubulações conectadas no vaso.

Em simulações de campo realizadas pelo CENPES, em escalas muito menores, não observou-se o rompimento de tubulações, porém quando a pressão foi bruscamente reduzida grande volume de água vaporizou no interior do vaso e foi verificada a elevação súbita da pressão que carregou grande volume de óleo para fora do vaso. Este fato também é preocupante, pois este óleo é arrastado para o sistema de gás. Além dos danos causados nos equipamentos, existe o risco deste óleo ser arrastado para os queimadores (36) da unidade que são projetados para queimar gás.

Além do perigo do “*Steam Explosion*”, cuidados também devem ser tomados com outro fenômeno conhecido nas refinarias como “*Slop Over*”. O combate a incêndio em sistemas com óleo a mais de 100°C exige cuidados especiais. Não é recomendado o combate a chamas com água, pois quando a água entra em contato com o óleo quente ocorre uma vaporização brusca e acaba pulverizando o óleo em chamas, aumentando o incêndio o ideal é abafar o foco com jatos de espuma. ( PETROBRAS, CENPES, 2006 )

### **3.3 - Descrição do sistema de injeção de produtos químicos.**

O sistema de injeção química é um sistema auxiliar no tratamento primário de petróleo e destina-se a manter a rentabilidade e a operacionalidade da planta.

A maior parte das unidades, possuem um sistema relativamente simples, onde o produto químico é dosado na própria bomba e aferido a partir de proveta graduada e arqueada instalada na sucção da bomba. Neste sistema cada ponto de injeção tem uma bomba dosadora tipo pistão, específica para o ponto, e outra bomba reserva em *stand-by*. A bomba reserva muitas vezes não é exclusiva para o ponto, ela acaba atendendo a um grupo de pontos através de um *manifold* de válvulas.

Este sistema é ajustado manualmente com a utilização de um cronômetro e com o auxílio da proveta instalada na sucção da bomba. A aferição precisa é muito difícil pois requer grande habilidade na leitura da proveta em sintonia com o cronômetro, e na maioria das vezes as condições de iluminação e ergonomia são muito ruins. É muito comum o arredondamento nos ajustes, e de praxe sempre para mais.

Nas unidades mais modernas, vem sendo utilizado um sistema de controle de injeção mais apurado onde utiliza-se um sistema automático onde as dosagens são inseridas via software e controlados por um CLP ( Controlador Lógico Programado ). Neste sistema é obtida a maior precisão nas dosagens aplicadas. Podendo controlar até os mililitros injetados. Bastando uma boa rotina de aferição e calibração do sistema de injeção para garantir a precisão nos volumes injetados. ( PETROBRAS, UN-RIO/ATP-RO/OP-P54, 2006 )

### 3.4 - Processamento Primário de Petróleo e Equipamentos correlatos.

O petróleo produzido é uma mistura heterogênea constituída principalmente de gás, óleo, água salobra e areia.

O óleo que flui do poço pela coluna de produção e passa pelo *choke*, é alinhado para o header de produção ( A ou B ou T ), onde recebe as dosagens químicas ( desemulsificante, anti-espumante e anti-incrustante ) e segue para os pré-aquecedores ( água-óleo / óleo-óleo / água quente ), entrando nos separadores de produção à temperaturas que variam 75° à 90°C e pressão de aproximadamente 800 kPa.

#### 3.4.1 - Separador Gravitacional tipo Trifásico.

Equipamento onde é iniciada a separação gás/óleo/água (fig. 3.2) via ação gravitacional. Neste equipamento é removida toda a água livre e parte da água emulsionada no óleo. Neste vaso também ocorre a separação de mais de 95% do gás presente no óleo.

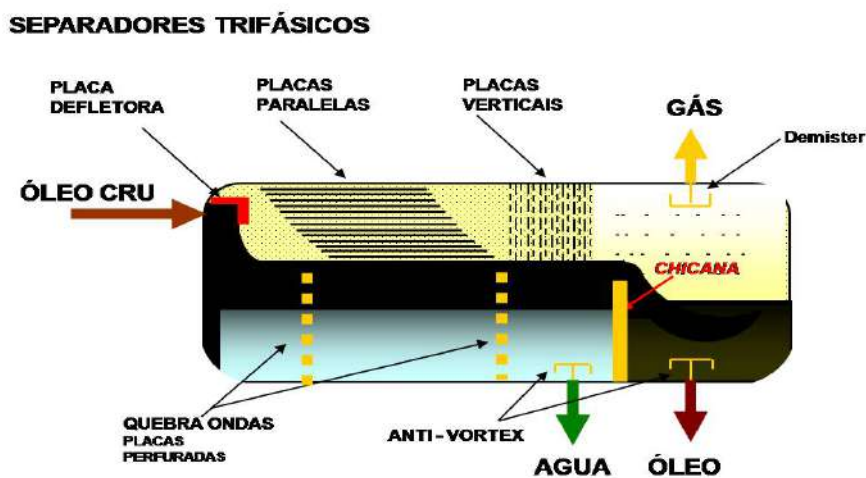


Figura 3.2 – Layout de um Separador Trifásico

##### 3.4.1.1 - Acessórios internos do Separador Trifásico e funcionalidades:

###### Vaso Separador

O vaso é um cilindro horizontal calculado para atender as condições de pressão e temperatura da planta, no pico de produção estimado no EVTE.

As principais variáveis utilizadas são: vazões atingidas na capacidade total da planta, velocidade de sedimentação “Vs” estimada pelos parâmetros previstos para operação e as especificações de operação do Tratador Eletrostático. Com base neste conjunto de fatores é estimado o tempo de residência mínimo no vaso para que a água livre seja removida e a água emulsionada seja reduzida a valores tratáveis no TO.

###### Controle de nível da interface

O nível da interface água-óleo é controlado automaticamente, alterando-se a vazão de saída da água produzida. Desta forma quando o nível sobe, o controlador atua aumentando a vazão de saída da salmoura e vice-versa.

Existem vários tipos de medidor de nível de interface, a saber:

- Tipo flutuador (bóia): Opera melhor com óleos leves e em uma faixa limitada de densidade. É baseado no princípio de empuxo.
- Medidor baseado na capacitância consiste em uma sonda vertical colocada no interior do vaso.
- O medidor baseado na admitância
- Profiler, da Tracerco. Utiliza uma fonte radioativa introduzida no interior do vaso e é capaz de traçar o perfil de composição do vaso. Sem dúvida é o mais eficaz porém ainda não foi verificado em nenhuma unidade na Bacia de Campos.

### **Placa defletora**

Instalada na entrada de óleo no vaso e tem a finalidade de direcionar o fluxo para o fundo do vaso e propiciar a separação Gás/Óleo. Em alguns sistemas modernos esta placa vem sendo substituída por ciclones para aumento de eficiência na separação Gás/Óleo/Água.

### **Placas Perfuradas “Quebra Ondas”**

Instaladas no interior do vaso com a finalidade de minimizar a interferência do balanço na leitura e controle de nível dos vasos.

### **Anti-Vortex**

Dispositivo instalado nas saídas de água e óleo. Evita a formação de redemoinho no interior dos vasos, pois acarretaria arraste de correntes indesejadas.

### **Chicana**

Placa que divide o vaso. Durante a separação, o óleo fica concentrado na parte superior da mistura. A finalidade é permitir o controle da interface óleo/água de modo que somente o óleo passe para outra seção, chamada de câmara de óleo.

### **Placas Paralelas / Placas verticais**

Instaladas na parte superior do vaso, também são chamadas de “removedores de névoa”, tem a finalidade de remover as gotículas de óleo que estão pulverizadas no gás. Estas placas metálicas vem sendo substituídas por estrutura semelhante a “colméias” de material polimérico.

### **Demister**

Acessório instalado na saída de gás e tem a finalidade de remover a névoa remanescente e evitar o arraste de óleo pelo sistema de Gás.

### 3.4.2 - Tratadores Eletrostáticos

Equipamento que utiliza da ação de campo elétrico ( figura 3.3 ), para ajustar o BSW e a salinidade da água conforme especificação.

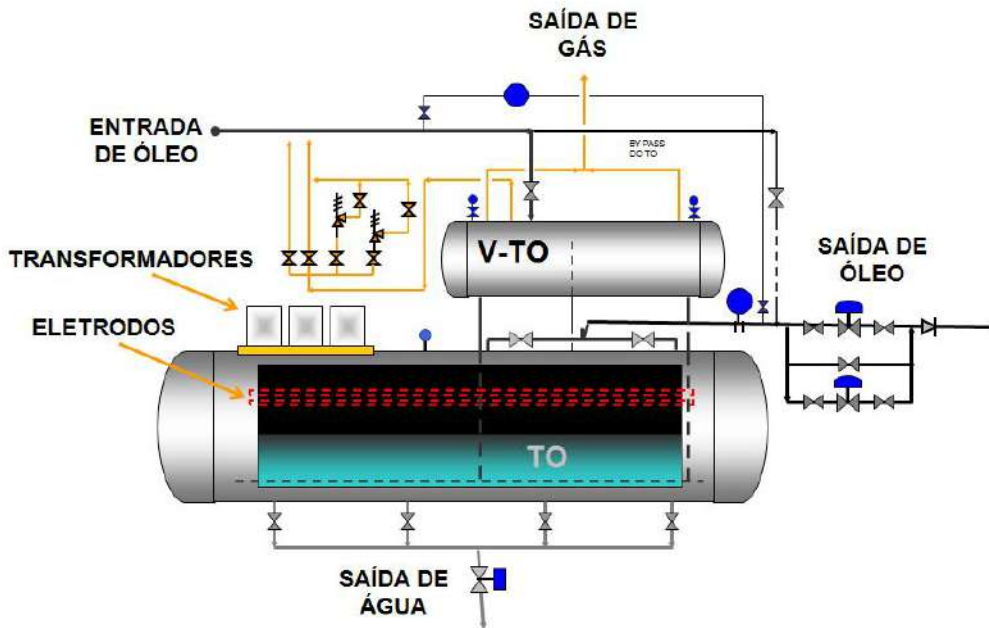


Figura 3.3 – Tratador Eletrostático

#### 3.4.2.1 - Mecanismo

As gotas tornam-se polarizadas e tendem a se alinhar com a linhas do campo elétrico. A atração elétrica aproxima as gotas e causa a coalescência. Esse tipo de mecanismo pode ser observado quando o teor de água na emulsão supera 5% v/v.

As gotas sofrem indução de carga elétrica conforme é mostrado na figura 3.4. Sob tensão AC, as gotas pequenas vibram a distâncias maiores que as gotas grandes promovendo a coalescência. Sob tensão DC, as gotas se concentram nos eletrodos formando gotas cada vez maiores até que sedimentam pela ação da gravidade. ( NATCOGROUP, 2005 Edition )

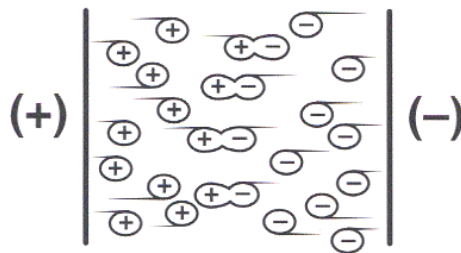


Figura 3.4 – A atração elétrica aproxima as gotas.

O campo elétrico, em ciclos, tende a desorver parte das moléculas do tensoativo natural enfraquecendo o filme interfacial facilitando assim a coalescência.

Quanto maior o gradiente de tensão maior será a força que causa a coalescência. Todavia, existe um gradiente crítico a partir do qual ocorre partição das gotas gerando gotas menores.

### **3.4.2.2 - Acessórios internos dos tratadores eletrostáticos e funcionalidade:**

#### **Controle de nível da interface**

Segue os mesmos padrões utilizados nos Separadores Trifásicos.

#### **Vaso tratador**

O vaso é um cilindro horizontal de diâmetro interno usual de 3048 mm (10 ft), 3660 mm (12 ft) ou 4270 mm (14 ft). Em geral, os tratadores eletrostáticos possuem a relação L/D (comprimento / diâmetro) na faixa de 3 a 10. Em particular, os tratadores de baixa velocidade colocados em unidades offshore, tem esta faixa reduzida para 3 a 6, devido aos problemas de espaço e peso. O comprimento do vaso deve ser definido em função do tempo de residência entre eletrodos, do tempo de residência necessário para a sedimentação das gotículas de água e do número de módulos de dessalgação requeridos para o caso dos tratadores de alta velocidade.

#### **Eletrodos**

Uma característica importante de um tratador eletrostático é o tempo que o petróleo permanece sob ação do campo elétrico. Este tempo de residência é função direta da vazão de petróleo. Para evitar fuga de corrente dos eletrodos para o vaso, é adotada uma distância mínima de 200 mm entre os eletrodos e qualquer parte do vaso.

#### **Coletor de petróleo**

Está localizado na parte superior do vaso, tão próximo do topo quanto possível. Para impedir que o petróleo percorra caminhos preferenciais, o coletor é projetado para escoar o petróleo com uma vazão mais uniforme possível em toda seção transversal do vaso.

#### **Coletor de salmoura**

O coletor de salmoura é composto de um ou dois ramais de tubulação que se estendem ao longo do vaso, entre as linhas de tangência. O número de ramais é definido em função da coleta da salmoura com uma vazão a mais uniforme possível. Em pontos equidistantes ao longo da tubulação são dispostos orifícios voltados para cima. Para evitar a formação de **vortex**, uma placa circular de grande diâmetro, de 40 a 50 cm, pode ser colocada acima de cada orifício, presa a um suporte soldado no casco do vaso. O coletor deve ser instalado o mais baixo possível no vaso, de maneira a minimizar o arraste de óleo pela salmoura.

#### **Isoladores de suporte e buchas de entrada**

Os eletrodos são suspensos e fixados a suportes na parte superior do vaso através de isoladores de alta voltagem, fabricados de teflon. A alta voltagem é transmitida dos transformadores externos aos eletrodos no interior do vaso, através de buchas de entrada (ou de passagem) por onde passam os condutores. Existe uma bucha para cada transformador. A bucha também é feita de teflon, devido a sua excelente propriedade isolante. Problemas de ruptura da bucha podem ocorrer pelo fato de o teflon não resistir a elevadas temperaturas e pressões. Não é recomendável operar os tratadores com temperaturas acima de 163°C e pressão de 28 kgf/cm<sup>2</sup>.

Um eletroduto cheio de óleo isolante permite levar os condutores elétricos de cada transformador para as respectivas buchas de entrada.

### **Chave de nível (interruptor de segurança)**

Esta chave tem por objetivo desarmar o tratador por nível baixo de petróleo no interior do vaso. Consiste em um contato elétrico normalmente aberto, tipo ampola de mercúrio, acoplado a um flutuador (bóia), que está em contato com o petróleo. Quando o nível de óleo cai, o contato fecha desenergizando os eletrodos, evitando-se, dessa forma, o perigo de se ter os eletrodos energizados expostos ao ar, quando o equipamento não estiver em operação.

### **Amostrador variável**

Este dispositivo tem por finalidade retirar amostras da interface água-óleo em alturas diferentes, com o objetivo de localizar o nível da mesma e/ou fazer amostragens. Dois tipos de amostrador são normalmente utilizados. Um é conhecido como *try-cock* ou *try-cut*, que consiste em cinco pontos fixos de amostragem, com extensões de tubos convenientemente espaçados dentro do vaso, existindo uma válvula em cada tubo. O outro tipo consiste em um tubo pescador interno, cuja altura pode ser variada pelo operador, e a posição da interface é mostrada em uma escala graduada localizada externamente.

### **Painel elétrico**

É um conjunto único contendo o interruptor de circuito (disjuntor), voltímetro e amperímetro.

### **Lâmpada piloto**

Esta lâmpada fica em paralelo com o voltímetro. Ela tem como objetivo dar uma indicação visual da condição do campo elétrico que atua no tratador. Uma luz mais intensa indica condição normal de funcionamento (tensão normal). Com pouco brilho ou apagada indica que há algo errado com os eletrodos, denotando baixa tensão (alta corrente).

Principais fatores que comprometem a eficiência do tratador eletrostático:

- Temperatura a baixo da requerida pelo processo pode comprometer a eficiência do Tratador eletrostático.
- Injeção insuficiente ou excessiva de desemulsificante
- Alto BSW na carga: poderá causar o aumento da condutividade do meio, com conseqüente redução do gradiente de tensão entre os eletrodos e perda de eficiência do processo;
- Vazão de carga mais alta que a de projeto;
- Interface muito alta no tratador.

( PETROBRAS, CENPES, 2006 )

### **3.4.3 - Separador Atmosférico “ SURGE”.**

Este vaso não apresenta nenhum dispositivo novo ou diferente dos vasos anteriores, tem a finalidade de desgaseificar o óleo produzido, para isso este equipamento é operado à pressão ligeiramente positiva e bem próxima da pressão atmosférica.

# CAPITULO IV

## EMULSÕES PETRÓLEO, ÁGUA E GÁS.

### 4.1 - Emulsões Petróleo e Água

Emulsões são sistemas heterogêneos em que uma fase interna imiscível está dispersa na forma de micro gotas entre 0,1 e 100  $\mu\text{m}$ , em outra fase chamada de fase externa. Para a formação de emulsão é necessário a presença de um agente emulsificante e de energia cisalhante.

Nas unidades marítimas de produção, esta energia cisalhante aparece naturalmente quando o poço é colocado em fluxo, pois o diferencial de pressão gerado reduz o tamanho das gotas. Durante o processo de produção, a energia cisalhante é fornecida através do escoamento dos fluidos pelas tubulações, manifolds, bombas e pelo diferencial de pressão em chokes e demais válvulas. ( PETROBRAS, CENPES, 2006 )

As Emulsões de interesse deste trabalho, são as emulsões de petróleo e água. Neste sistema podemos ter:

- Água em óleo (A/O) – emulsão normal
- Óleo em água (O/A) – emulsão inversa “água oleosa”

Quanto maior a energia cisalhante envolvida ( $\Delta P$ ), menor será o tamanho das gotas. Emulsões com gotas de pequeno tamanho são usualmente mais estáveis e difíceis de separar.

Nas emulsões de petróleo o teor de água emulsionada pode atingir valores da ordem de 60%v/v. Enquanto que nas águas oleosas o teor de óleo emulsionado pode atingir valores máximos de 1%v/v.

A equação 4.1 mostra a relação de  $\Delta P$  com o tamanho da gota.

$$\Delta P = \frac{2 \cdot \gamma_{a/o}}{R_{gota}} \quad (4.1)$$

$R_{gota}$  = Raio da Gota

$\Delta P$  = Diferencial de pressão de Fluxo

$\gamma_{a/o}$  = Tensão superficial da interface água e óleo

Pela equação, percebe-se que quanto maior o diferencial de pressão no escoamento menor o tamanho da gota.

Em geral emulsões óleo e água, são sistemas instáveis, isto significa que, se permanecerem em repouso por tempo suficiente, retornam naturalmente a forma original. Este efeito que leva ao desaparecimento da emulsão é chamado de coalescência.



#### 4.1.1 - Coalescência

Toda gota dispersa no óleo sofre o efeito da força da gravidade, e esta força é diretamente proporcional a sua área superficial. As gotas são esféricas não é por acaso, a esfera é a forma que consegue armazenar o maior volume com a menor área superficial, logo esta é a geometria mais estável. No esquema mostrado na figura 4.1, é possível entender porque as gotas buscam umas as outras, pois desta forma elas somam seus volumes e conseguem obter uma menor área superficial.

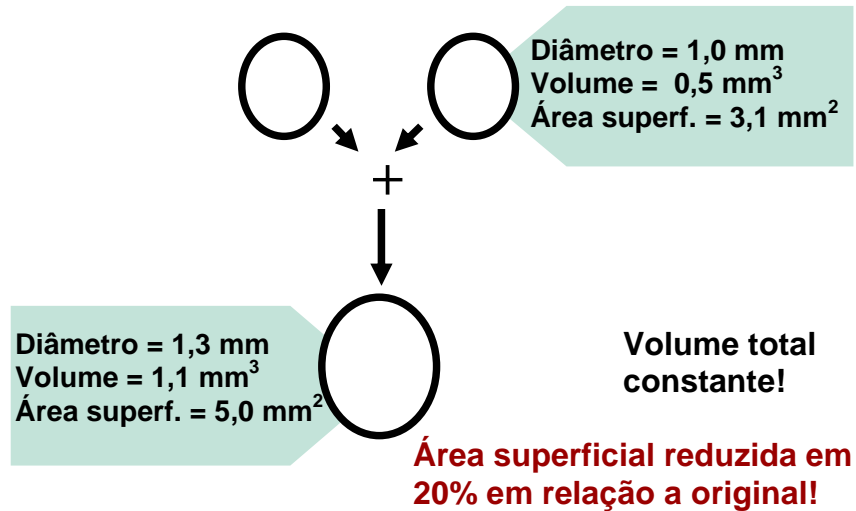


Figura 4.1 – Efeito da Coalescência

#### 4.1.2 - Fatores que estabilizam as emulsões - Emulsificantes

Mesmo as emulsões sendo sistemas instáveis o processo natural de quebra é lento, pois existem fatores naturais na composição do petróleo que estabilizam as emulsões :

- **Parafinas abaixo da TIAC :** O termo parafina é usado para descrever todo composto saturado de alta massa molecular (geralmente  $> C_{20}$ ) que precipita do petróleo abaixo de uma dada temperatura (TIAC). Em temperaturas abaixo da TIAC, a presença de parafinas tem um efeito determinante sobre a estabilidade das emulsões de petróleo, especialmente nos petróleos mais leves ( $API > 30^\circ$ ), devido à formação de redes cristalinas no interior do filme intersticial que separa as gotas. As parafinas não tem ação sobre a tensão interfacial A/O.
- **Ácidos naftênicos :** São ácidos carboxílicos de média massa molecular ( $>400$ ), com propriedades anfífilas ou seja, tem elevada afinidade pela interface óleo-água sendo os principais responsáveis pela redução da tensão interfacial, geração e estabilização das emulsões de petróleo. São também responsáveis pela acidez do petróleo que por sua vez agrava os problemas de corrosão e reduz o valor dos derivados de refino.
- **Asfaltenos :** São compostos com alta massa molecular ( $> 2000$ ) constituído por anéis aromáticos condensados e cadeias alifáticas. Metais e heteroátomos, como oxigênio, enxofre e nitrogênio, podem estar presentes em pequenas quantidades. Os asfaltenos

apresentam baixa atuação sobre a tensão interfacial. No entanto, uma vez adsorvidos são capazes de blindar a superfície das gotas sendo em grande parte responsáveis pela elevada estabilidade das emulsões de petróleos pesados (< 20° API).

- **Resinas** : São similares aos asfaltenos apresentando menor massa molecular (< 2000). Estão presentes no petróleo em pequenas quantidades e são mais polares que os asfaltenos, contendo grandes teores de oxigênio, enxofre e nitrogênio. As resinas apresentam baixa atuação sobre a tensão interfacial. No entanto, devido a sua grande afinidade com os asfaltenos auxiliam na fixação destes na superfície das gotas aumentando a estabilidade das emulsões.
- **Repulsão elétrica** : Cargas elétricas se formam na superfície das gotas (figura 4.2) na presença de eletrólitos inorgânicos (ex. NaCl) ou pela adsorção de um tensoativo iônico.

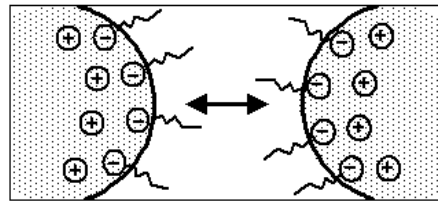


Figura 4.2 – exemplo de repulsão elétrica.

A estabilização pela repulsão elétrica é geralmente mais significativa quando a fase contínua é a água (O/A)  $\Rightarrow$  Água oleosa. Contudo também está presente na presença de ácidos orgânicos e sólidos. A estabilização é atribuída à força de repulsão entre a dupla camada elétrica das gotas até uma dada concentração de eletrólito. Acima dessa concentração (isto é, aumentando a salinidade da água) ocorre a compressão da dupla camada elétrica reduzindo o efeito de estabilização.

- **Impedimento estérico** : A presença de sólidos finos como: areia, carbonatos, produtos de corrosão “FeS”, produtos de incrustação “CaSO<sub>4</sub>” ou tensoativos com cadeias longas nas emulsões de A/O dificultam a aproximação das gotas (figura 4.3) promovendo a sua estabilização por repulsão estérica.

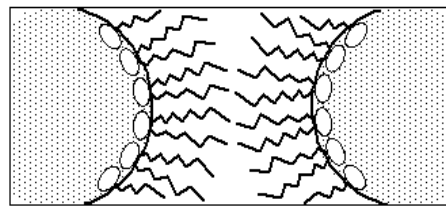


Figura 4.3 – exemplo de repulsão estérica.

A estabilização das emulsões por partículas, como areia e finos, provenientes da produção, depende da relação entre o tamanho das partículas e das gotas. Por questões geométricas, o tamanho das partículas deve ser pelo menos uma ordem de grandeza menor do que o tamanho das gotas.

- Relação entre as tensões interfaciais “ $\gamma$ ” :

$\gamma_{sa}$ (sólido e água),  $\gamma_{so}$  (sólido e óleo) e  $\gamma_{oa}$  (óleo e água)  
 $\gamma_{so} > \gamma_{sa} + \gamma_{oa} \Rightarrow$  o sólido se mantém na fase aquosa  
 $\gamma_{sa} > \gamma_{so} + \gamma_{oa} \Rightarrow$  o sólido se mantém na fase óleo  
 $\gamma_{oa} > \gamma_{sa} + \gamma_{so} \Rightarrow$  o sólido se mantém na interface A/O

- **Filme interfacial** : A tensão do filme interfacial entre a água e o óleo é um dos fatores primários na formação de emulsões e está relacionada ao tipo e à quantidade de moléculas adsorvidas na interface água-óleo. O envelhecimento da emulsão favorece a formação de um filme altamente viscoso e rígido na interface água-óleo promovendo uma barreira mecânica (figura 4.4) impedindo a coalescência das gotas.

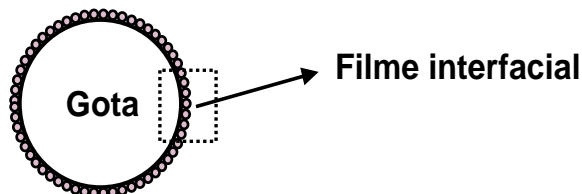


Figura 4.4 – Barreira mecânica no filme interfacial.

#### 4.1.3 – Remoção de Emulsões em Sistemas Petróleo e Água

A água presente no petróleo produzido é encontrada em três formas principais:

- **Água livre**: Esta não oferece problemas, é decantada facilmente no Separador Trifásico, é composta tanto pela fração de água sob a forma contínua quanto pela fração de água dispersa no petróleo sob a forma de dispersões grosseiras com tamanho de gotas acima de 1.000 micrometros.
- **Água emulsionada**: É a de maior interesse, pois além da aplicação de produto desemulsificante exige a elevação da temperatura de processamento e auxílio de tratadores eletrostáticos (TO). É composta pela água dispersa na fase oleosa sob a forma de gotas com diâmetro abaixo de 1.000 micrometros. Os separadores gravitacionais são dimensionados para capturar as gotas acima de 100 micrometros, logo parte da água emulsionada consegue ser removida nos separadores, mas não o suficiente para enquadrar a carga, esta só será enquadrada no TO.
- **Água dissolvida** : representa a fração solubilizada no petróleo a uma dada condição de temperatura e pressão. Tem grande relevância no processamento de petróleos pesados sob elevadas temperaturas, não há o que fazer nas unidades marítimas, é uma mistura a nível molecular. A figura 4.5 mostra como a solubilidade da água varia com a temperatura do óleo processado.

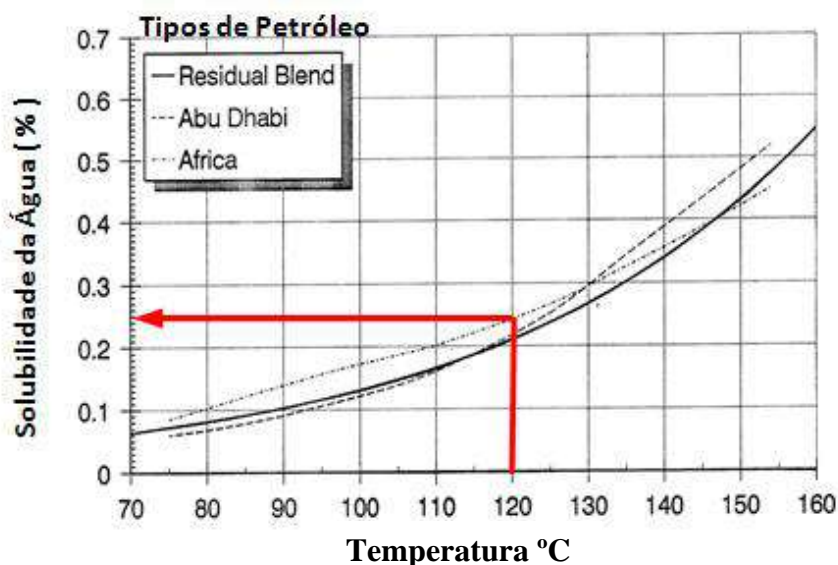


Figura 4.5 – Solubilidade da água em óleo X Temperatura

#### 4.1.3.1 – Mecanismo de Desidratação.

A remoção de água livre é fácil e só depende das condições de projeto como tempo de residência dos vasos e temperatura de processamento.

Para que o processo de desidratação ocorra de forma rápida e eficiente, é necessário desestabilizar as emulsões e aumentar a velocidade de sedimentação. Para remoção de emulsões é realizada a injeção de produto coagulante “desemulsificante” para remover os estabilizadores de emulsões promovendo a aproximação das gotas. Em seguida é desencadeado o processo de floculação onde é observada a formação de aglomerados que após adquirir volume suficiente iniciam o processo de sedimentação. Nesta etapa é observada a decantação das gotas pela ação da força gravitacional. Este processo ocorre parte nos Separador Trifásico e parte no TO.

Segundo Stokes ( equação 4.2 ), a velocidade de sedimentação (Vs), é uma função que depende do tamanho da gota, da diferença de densidade das espécies e da viscosidade do meio.

$$V = \frac{2}{9} \frac{R^2 g (\rho_2 - \rho_1)}{\eta} \quad (4.2)$$

V = velocidade de sedimentação das gotas

R = raio da gota

$\eta$  = viscosidade

$\rho$  = densidade

g = aceleração da gravidade

Obs.: A equação de Stokes foi elaborada para uma partícula esférica, rígida e isolada, sedimentando sem a interferência de outras partículas, cenário muito diferente quando comparado com as emulsões de petróleo.

Segundo Stokes, podemos concluir sobre a velocidade de sedimentação ( Vs ):

- Aumenta quanto maior for a diferença de densidade entre as fases água e óleo.
- É proporcional ao quadrado do raio da gota.
- A distribuição de tamanho das gotas nas emulsões de petróleo é determinada pelo cisalhamento imposto durante o processo de escoamento.
- É inversamente proporcional a viscosidade da fase externa (óleo). A viscosidade do petróleo pode variar de 10 mPa.s (óleos leves) até 10.000.000 mPa.s (óleos extrapesados) a 15°C.

#### 4.1.3.2 - Fatores que auxiliam na quebra da emulsão:

##### Temperatura

O aumento da temperatura gera benefícios relevantes no tratamento de sistemas emulsionados, tais como:

- Redução da viscosidade da fase externa (óleo);
- Elevação da taxa de colisão gota-gota por aumento do movimento Browniano das gotas;
- Solubilização das parafinas e parte dos tensoativos naturais adsorvidos na interface óleo-água;
- Redução da rigidez do filme interfacial;
- Aumento da difusão e da ação do agente desemulsificante.

Mas em contra partida também são gerados alguns inconvenientes, tais como:

- Aumento do gasto com energia;
- Perda de constituintes leves
- Aumento da densidade do óleo
- Aumento dos gastos com manutenção
- Aumento do processo de corrosão
- Aumento do risco operacional

### Adição de Água

A adição de água de lavagem favorece a coalescência da emulsão, seja devido a diferença de pressão interna entre as gotas ou pela migração de parte das moléculas tensoativas inicialmente adsorvidas na superfície das gotas da emulsão, para as gotas da água de lavagem adicionada. Quando as emulsões superam o limite de incorporação de água, as emulsões geradas tornam-se muito instáveis. O processo de lavagem é mais eficiente quando a água encontra-se previamente aquecida e a emulsão previamente dopada com desmulsificante. A figura 4.6 mostra a distribuição de gotas em emulsões com percentuais diferentes de BSW. Nesta figura é possível constatar que quanto maior o BSW, maior é a probabilidade de encontro e aproximação das gotas. ( PETROBRAS, CENPES, 2006 )

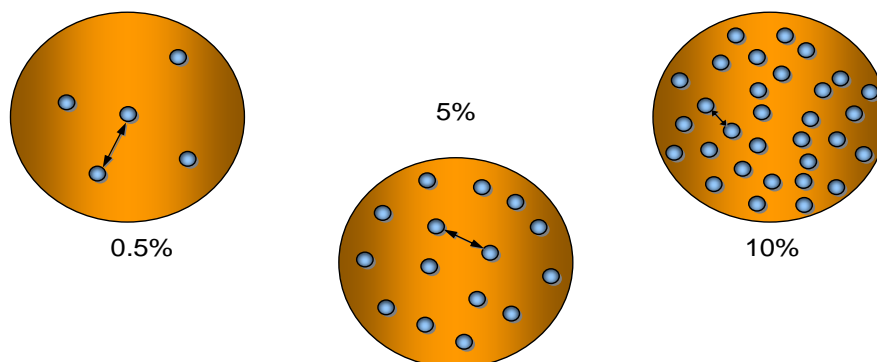


Figura 4.6 – Distribuição das Gotas em diferentes Emulsões

#### 4.1.4 – Adição de produto Desemulsificante

##### Historia dos Desemulsificantes

Os desemulsificantes químicos são utilizados desde 1920, e com o tempo ficaram mais sofisticados quimicamente, possibilitando uma redução significativa nas concentrações para tratamento, conforme mostrado na tabela 4.1;

Tabela 4.1 – Série histórica das dosagens aplicadas de desemulsificantes ( Clariant/2004 )

Período aproximado	Dosagem aproximada ( ppm )
1920 – 1935	500 – 1000
1935 – 1950	100 – 500
1950 – 1970	50 – 200
1970 – 1980	10 – 100
1980 em diante	2 – 50

#### **4.1.4.1 - Desemulsificantes**

Produtos químicos de ação interfacial. A matéria ativa é normalmente copolímero de óxido de etileno e óxido de propileno e os solventes em geral, são misturas de hidrocarbonetos aromáticos e/ou etanol.

A adição de desemulsificante promove a desestabilização da emulsão a partir do mecanismo de deslocamento dos tensoativos naturais inicialmente adsorvidos na interface óleo-água.

Os desemulsificantes mais empregados no mercado são à base de; éster poliglicólico (condensados de EO/PO), sulfonatos, óleos e ésteres polimerizados, alceno-aminas e derivados de poliamina. A maioria dos produtos comerciais é formada por misturas destes compostos.

No caso da presença de sólidos pode ser necessária à adição de agentes modificadores de molhabilidade. ( CLARIANT, 2004 )

#### **4.1.4.2 - Mecanismo de atuação do desemulsificante :**

**Os desemulsificantes agem em 3 etapas principais:**

##### **Etapa 1 – Coagulação**

Processo de neutralização de cargas elétricas concentradas ao redor das gotas dos componentes da fase dispersa. Isto eleva a interação entre as cadeias dos produtos químicos e das moléculas dos sólidos estabilizantes localizados na superfície das gotas.

##### **Etapa 2 – Flocculação**

Processo de aglomeração das partículas coaguladas.

##### **Etapa 3 – Coalescência**

Implica na substituição de uma película estabilizada que os agentes emulsionantes formam ao redor das gotas. Nesta etapa o produto químico penetra através de uma capa do emulsificante. As moléculas do desemulsificante substituem as moléculas do emulsificante para formar uma nova película, menos estável a qual permite que ocorra a coalescência. O emulsificante não é removido completamente, o desemulsificante penetra na película do emulsificante e forma uma passagem hidrofílica através do qual a água pode ser drenada de uma gota a outra.

De modo geral os desemulsificantes aumentam a velocidade de sedimentação das gotas. A adição do desemulsificante acarreta:

- Redução da tensão interfacial A/O de 30 mNm para valores inferiores a 1 mNm;
- Inibição da formação da película rígida incompressível;
- Enfraquecimento da película formada, tornando-a compressível;
- Deslocamento dos tensoativos naturais e competindo com eles na interface;

Contudo não são capazes de manter a estabilidade do filme interfacial acelerando a coalescência das gotas.

### **Fatores que interferem na ação do desemulsificante:**

- O aquecimento favorece a ação do produto desemulsificante porque reduz a viscosidade da emulsão facilitando a difusão e a adsorção do produto no filme interfacial;
- A turbulência, quando controlada, facilita a difusão do desemulsificante, aumenta a probabilidade e a intensidade de choque das gotas favorecendo a coalescência.
- Dosagens muito elevadas de desemulsificante podem dificultar o tratamento da água oleosa separada e dosagens insuficientes não proporcionam a eficiência esperada.
- O envelhecimento da emulsão dificulta a sua desestabilização. Dessa forma, o quanto antes o desemulsificante for adicionado mais fácil será a quebra da emulsão.
- Outros produtos tensoativos aplicados em campo, tais como os inibidores de corrosão e incrustação podem interagir com o desemulsificante afetando a sua atuação e reduzindo o seu desempenho.
- Lote de produto, fora de especificação.
- Temperatura de processo inadequada para tratamento.

#### **4.1.4.3 - Método de Seleção de Desemulsificante:**

Não existe uma metodologia universal, é necessária a realização de “*Teste de Garrafa*”, procedimento similar ao “*Jar Test*”. São realizados ensaios com amostras do óleo que se deseja tratar, onde são avaliadas as eficiências dos produtos disponíveis no mercado e as variáveis de controle.

O “*Teste de Garrafa*” é a chave para a escolha do produto a ser utilizado. O subsídio técnico é obtido através da interpretação dos resultados e das observações durante os ensaios.

#### **Seleção do desemulsificante para Separadores Trifásicos**

O Método padrão é o “*Teste de Garrafa*” para a escolha do desemulsificante a ser injetado nos Separadores Gravitacionais.

As variáveis avaliadas durante a seleção:

- Tempo de residência nos vasos de processo;
- Temperatura de operação da planta;
- Seleção do tipo e da dosagem do desemulsificante.

#### **Seleção do desemulsificante para Tratadores Eletrostáticos**

O padrão também é o “*Teste de Garrafa*”, porém as diferenças principais na seleção estão nas variáveis avaliadas:

- Condutividade do petróleo produzido;
- Noção da qualidade da água e do óleo tratado, para determinar a eficiência necessária do produto;
- Seleção do tipo e da dosagem do desemulsificante.

A obtenção de uma amostra representativa é um momento crítico pois a amostra deve ser :

- Representativa do óleo que se deseja tratar.
- Consistente com a produção atual.
- Livre de outras substâncias químicas.
- Livre de qualquer outra contaminação.
- A amostra deve ser “Nova”.

#### 4.1.4.4 - Determinação das Dosagens

A dosagem deve ser reavaliada sempre que houver modificações no processo. Fatores que alteram as dosagens :

- Temperatura e pressão de operação.
- Tempo de Residência
- Característica do óleo (viscosidade, °API)
- Alterações nas características do produto.

As concentrações geralmente aplicadas variam entre 20ppm e 50ppm. A dosagem de desemulsificante é calculada utilizando a vazão bruta no ponto a ser injetado. A equação 4.3 mostra o cálculo para a dosagens do produto.

$$C (ppm) = \frac{\text{vazão de produto (litros/hora)} \times 1000}{\text{produção bruta (m}^3/\text{h)}} \quad (4.3)$$

Onde;

$C (ppm)$  = Concentração de desemulsificante em ppm.

#### 4.1.4.5 - Ponto de Injeção :

- O mais a montante possível do Separador Gravitacional, preferencialmente a montante do choke.
- Constatada a necessidade de injeção de produto específico para auxiliar no tratamento eletrostático, pode ser injetado na saída de óleo do Separador Gravitacional.

Na tabela 4.2 é possível observar os diferentes produtos desemulsificantes comercializados pela Clariant e utilizados em unidades produtoras na Bacia de Campos:

**Tabela 4.2 – Desemulsificantes Comerciais ( Clariant / 2004 ).**

PRODUTO COMERCIAL	FUNÇÃO	PLATAFORMAS
DISSOLVAN 021	DESEMULSIFICANTE	P - 09
DISSOLVAN 063	DESEMULSIFICANTE	
DISSOLVAN 065	DESEMULSIFICANTE	P - 15
DISSOLVAN 066	DESEMULSIFICANTE	P - 07
DISSOLVAN 072	DESEMULSIFICANTE	PNA - 2
DISSOLVAN 080	DESEMULSIFICANTE	PNA - 1
DISSOLVAN 081	DESEMULSIFICANTE	PCH - 1
DISSOLVAN 909	DESEMULSIFICANTE	P - 18 / P - 20
DISSOLVAN 910	DESEMULSIFICANTE	P - 37
DISSOLVAN 937	DESEMULSIFICANTE	PCH - 2
DISSOLVAN 040	DESEMULSIFICANTE	P - 40
DISSOLVAN 973	DESEMULSIFICANTE	P - 37
FLOW TREAT 20606	MELHORADOR DE FLUXO	P - 09
FLOW TREAT 20666	MELHORADOR DE FLUXO	PCE - 1
PHASETREAT PT 2685	MELHORADOR DE FLUXO	P - 09
FLOW TREAT 20607	MELHORADOR DE FLUXO	P - 08
FLOW TREAT 20676	MELHORADOR DE FLUXO	PCH - 2
FLOW TREAT 20678	MELHORADOR DE FLUXO	P - 07



#### 4.1.4.6 - Procedimento atualmente utilizado para determinação do BSW do óleo tratado em bancada:

Determina-se o BSW através de ensaios em pêra graduada, adicionando 50% de querosene à amostra; 2 a 3 gotas de desemulsificante; aquecimento durante 15 minutos em banho de água quente à 60°C e centrifugação a 1500 rpm por 10 minutos.

A quantidade de água da amostra pode ser lida na pêra. Com o volume de água e o volume da amostra, determina-se o percentual de água no óleo. Lembrando que o volume considerado é o da amostra descontando o volume de querosene adicionado. A figura 4.7 mostra uma amostra emulsionada sem produto desemulsificante e uma amostra após adição de desemulsificante, aquecimento e centrifugação.



Figura 4.7 – Amostra Emulsionada e Amostra após adição de Desemulsificante.

Para pequenos valores de BSW, em geral abaixo de 2%, o método acima não é recomendado devido ao aumento da incerteza. Neste caso utiliza-se um aparelho eletrônico que utiliza o método de “*Carl Fisher.*” Neste equipamento são adicionados 3 mililitros da amostra de óleo que se deseja analisar em solução própria do equipamento. Eletrodos do aparelho em contato com a solução medem a quantidade de água na amostra. Este equipamento também não deve ser utilizado em amostras com BSW elevado, pois provocam a saturação da solução do equipamento com água. (PETROBRAS, UN-RIO/ST/EISA –2006).

## 4.2 Emulsões Petróleo e Gás “ESPUMA”

As espumas são sistemas termodinamicamente instáveis, que apresentam uma estrutura tridimensional constituída de células gasosas envolvidas por um filme líquido contínuo. Essa estrutura origina-se do agrupamento de bolhas geradas ao se dispersar um gás em um líquido que contenha agentes espumantes, como surfatantes solúveis ou impurezas. O processo de dispersão do gás pode ser desencadeado por agitação ou turbulência do líquido e por borbulhamento do gás no líquido, o que influi diretamente sobre as características da espuma. ( QUÍMICA NOVA, 126, 22(1) 1999 )

### 4.2.1 – Mecanismo de formação de Espuma

Moléculas do surfatante difundem-se na solução em direção à interface gás-líquido, formando uma monocamada adsorvida que estabiliza a bolha de gás e retarda a sua coalescência. A destruição das bolhas é termodinamicamente favorável pois provoca a redução da elevada área superficial da espuma e expansão do gás contido nas células e, conseqüentemente, redução da energia livre na espuma.

### 4.2.2 – Fatores que influenciam na formação de Espuma

Espumas formam-se quando há redução de pressão ou aumento de temperatura em soluções supersaturadas de gás. Entretanto, fatores como velocidade do gás e concentração de surfatantes nas células e, sobretudo, a natureza química dos agentes estabilizantes são significativos na estruturação da espuma.

### 4.2.3 - Fatores que influenciam a estabilidade da Espuma

- A viscosidade do líquido presente nas bolhas contribui para o retardamento de qualquer tipo de movimento no filme e impõe resistência mecânica a ele. Com um escoamento mais lento, a velocidade de drenagem é alterada principalmente nos momentos iniciais após a formação da espuma.
- A hidratação das interfaces retarda a interpenetração das moléculas adsorvidas, mantendo a espessura do filme.

### 4.2.4 – Remoção de Espuma

A drenagem do líquido presente nos filmes e nos canais ocorre, inicialmente, sobretudo pela ação da força gravitacional e por sucção capilar do líquido intralamelar pelos canais.

O canal de “*Plateau*” desempenha um importante papel na drenagem da espuma, pois essa região, pela curvatura da sua superfície, apresenta grande diferença de pressão entre as fases líquido e gasosa. O líquido é então succionado da região lamelar em direção aos canais, onde há menor pressão local. Com o escoamento do líquido, os filmes afinam até uma espessura crítica a partir da qual as interações de *van der Waals* e propriedades elétricas da superfície passam a governar o processo de afinamento do filme.

O afinamento do filme pode ser acompanhado através das cores de interferência produzidas pela reflexão da luz incidente. O fenômeno de interferência produzido em um filme de espuma deve-se ao formato angular de seu perfil lateral, resultante da drenagem do líquido intralamelar.

Na fase do filme negro, as deformações superficiais começam a crescer e as forças no filme tornam-se mais importantes. *Derjaguin* definiu o balanço de forças que atuam no filme e o qual determina a sua estabilidade como pressão de ruptura. Esse conceito envolve forças repulsivas eletrostáticas, devido a existência de duplas camadas elétricas nas suas superfícies, e, opondo-se a elas, as forças atrativas de *van der Waals*. Enquanto a repulsão eletrostática tende a manter o filme, evitando que as atmosferas iônicas das interfaces se sobreponham impedindo o colapso, as forças de dispersão fazem com que as moléculas sejam atraídas para as regiões mais espessas do filme, provocando a aproximação das duas superfícies e a ruptura da lamela.

Em monocamadas formadas por moléculas não iônicas, apenas forças repulsivas de natureza não eletrostática, como forças estéricas contribuem para repulsão mútua entre as interfaces, e a pressão de ruptura perde o seu efeito estabilizador.

Um estado Metaestável é atingido com o equilíbrio entre a componente eletrostática e a componente molecular da pressão de ruptura, mas perturbações térmicas e mecânicas no filme podem acelerar a sua ruptura. Segue-se à ruptura do filme, a coalescência das bolhas adjacentes, e quanto mais rápida as alterações na espuma menor a sua estabilidade, ou seja, menor a resistência da lamela à diminuição da área interfacial da estrutura.

O líquido resultante da drenagem tende a restituir a solução geradora da espuma, mas possui surfatante em concentração maior do que a solução inicial, e menor em relação aos filmes, onde constantemente sofre alterações. ( QUÍMICA NOVA, 22(1) 1999 )

A partir do momento de formação de uma espuma, três processos podem ocorrer simultaneamente:

- Rearranjo das células, devido à difusão de gás entre as bolhas;
- Drenagem do líquido intramelar pelos filmes e canais de “*Plateau*” levando ao afinamento do filme e a ruptura da célula;
- As progressões dos processos anteriores determinam o tempo de “vida” da espuma. Sua existência depende basicamente, da natureza do agente espumante, da composição relativa de todos os componentes presentes no filme e das condições que a espuma está submetida. Soluções diversas podem formar espumas cujo tempo de vida pode ser de alguns segundos ou de até centenas de meses.

Um filme de espuma pode ser desestabilizado se exposto a:

- Flutuações térmicas, sob redução de temperatura, reduzindo sua elasticidade, enquanto a elevação de temperatura pode provocar a dessorção do agente espumante da interface e redução da viscosidade e da resistência superficial. Temperatura mais elevada estimula a desidratação do filme e exerce papel desestabilizador sobre o filme e leva ao colapso;
- Adição de produto anti-espumante.
- Distúrbios mecânicos expõe os filmes da espuma a sofrerem antecipadamente a ruptura;
- Variações rápidas de pressão e espalhamento de agentes sobre o filme podem provocar um afinamento rápido até a espessura crítica, aumentando a probabilidade de ruptura.

#### **4.2.5 - Problemas Causados pela Espuma no Tratamento Primário :**

- **Redução de produção :** Indicação de nível falso nos vasos, obrigando a redução da produção até o restabelecimento do controle de nível.

- **Shutdown na planta de processo:** A espuma gerada nos Separadores Trifásicos pode ser arrastada pelo gás atolando o vaso Depurador “ Safety K.O Drum” ou dependendo da operação da planta, pode ser arrastada pelo Gás do separador atmosférico e atolar o Vaso do Flare. Em ambos os casos a parada é geral da produção.
- **Problemas com bombas e compressores :** A formação de espuma nos vasos atmosféricos provoca a cavitação das bombas de transferência, Na sucção dos compressores podem provocar a parada do sistema e causar sérios danos ao equipamentos.
- **Maiores cuidados com a confiabilidade e segurança do processo:** Em processos que são propícios a formação de espuma, a operação tem que estar sempre alerta para os parâmetros de temperatura e injetividade das bombas de produto químico.
- É mais crítico a baixas temperaturas e baixas pressões.
- Ocorre mais comumente em processos operando em vazões acima de sua capacidade de processo.

#### 4.2.6 – Adição de Produto Anti-espumante

Atualmente o produto utilizado no tratamento primário para inibição de espuma é o silicone, nome comercial “*Pollan PJJ Sol*” fornecido pela Poland Química. A adição de anti-espumante é uma atitude preventiva, e impede a formação de espuma. Existem no mercado produtos quebradores de espuma, porém para quebrar a espuma uma vez formada é necessário a aplicação de altas dosagens, onerando muito o custo do tratamento. A figura 4.8 mostra a estrutura de uma molécula de silicone.

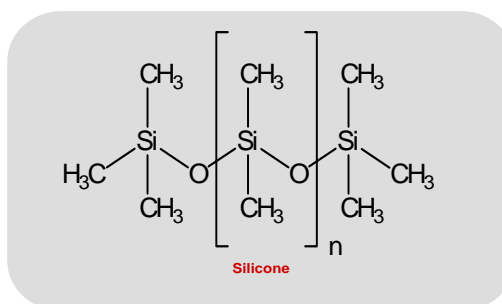


Figura 4.8 – Molécula de Silicone

##### 4.2.6.1 - Mecanismo de atuação do Anti-espumante:

Na presença de eletrólitos ou aditivos, as forças de estabilização nos filmes de espuma são modificadas. A introdução de eletrólitos provoca a compactação da camada elétrica difusa, diminuindo a magnitude da componente eletrostática da pressão de ruptura. Logo a espessura de equilíbrio diminui à medida que a concentração de eletrólito aumenta;

##### 4.2.6.2 - Determinação das Dosagens

Assim como o desmulsificante, não existe uma metodologia universal, o método de determinação das dosagens é empírico e depende de otimização no campo, direto na planta de

processo. A dosagem deve ser reavaliada sempre que houver modificações no processo. Fatores que alteram as dosagens :

- Temperatura e pressão de operação.
- Tempo de Residência
- Característica do óleo (viscosidade, °API)

As concentrações geralmente aplicadas variam entre 20 ppm e 50 ppm. A dosagem de anti-espumante é calculada utilizando a vazão bruta no ponto a ser injetado, conforme equação 4.3. ( PETROBRAS, UN-RIO/ST/EISA –2006)

#### **4.2.6.3 - Ponto de Injeção :**

- O mais a montante possível da separação óleo-gás.
- Tem uma melhor eficiência a montante do choke.
- Tem ação anti-espumante e quebrador de espuma.

# CAPITULO V

## INCRUSTAÇÕES

### 5.1 - Introdução:

Os problemas de incrustações por sais insolúveis “*scaling*” vêm sendo estudado há alguns anos devido à sua ocorrência em reservatórios de petróleo de todo o mundo. A incrustação ocorre principalmente devido à incompatibilidade química entre as águas de injeção e de formação que se misturam causando a deposição de sais insolúveis como o sulfato de bário e estrôncio. Tal deposição compromete a formação e conseqüentemente afeta tanto o índice de injetividade quanto o de produtividade. Por este ser um problema importante na indústria do petróleo, este capítulo faz uma abordagem sobre incrustação. ( EMBRAPA, 1999 )

A formação de incrustações de Sulfato de Bário / Estrôncio ou Carbonatos de Cálcio / Magnésio em tubulações de aço, válvulas, bombas e outros equipamentos utilizados na extração de petróleo, acarreta em redução da produção e aumento do custo operacional.

A formação do depósito de  $\text{CaCO}_3$  ocorre devido à despressurização da água presente nos reservatórios petrolíferos, que desloca o equilíbrio  $\text{HCO}_3^- / \text{CO}_3^{2-}$  pela eliminação de  $\text{CO}_2$  dissolvido.

No caso do  $\text{BaSO}_4/\text{SrSO}_4$  a deposição se dá pelo contato da água do mar, injetada no reservatório para otimizar a produção de óleo, com as águas subterrâneas ricas em íons  $\text{Ba}^{2+}/\text{Sr}^{2+}$

As incrustações de sulfatos provocam sérios problemas em projetos de injeção de água devido a incompatibilidade química entre a água de injeção e a água da formação.

A reação química entre o bário e o sulfato é a mais relevante e ocorre ao longo de todo o reservatório, porém, a acumulação do sal precipitado que ocorre próximo dos poços produtores provocam dano à formação e redução da permeabilidade. A precipitação do sulfato de bário no interior do reservatório, longe dos poços produtores, não altera o fluxo.

Para evitar a adesão de precipitados nas paredes dos tubos têm sido utilizado inibidores formados por Fosfonatos  $\text{R-PO}_3\text{H}_2$ , cuja ação no controle da formação das incrustações não é bem conhecida.

Uma das hipóteses para este controle é que o inibidor modifica as velocidades de nucleação/crescimento do precipitado, assim como a superfície das partículas resultando na formação de um sólido cujas partículas não aderem na superfície das tubulações.

## 5.2 - Definições importantes:

### 5.2.1 - Água do mar

Nos projetos de desenvolvimento de campos petrolíferos, normalmente é prevista a injeção de água por este ser considerado um método de recuperação secundária eficaz e relativamente barato. Em especial, nos reservatórios *offshore* a água de injeção é a água do mar devido à sua disponibilidade e abundância.

A água do mar apresenta elevada salinidade, na faixa de 30.000ppm, baixos teores de sólidos (1 a 3mg/l); teor de óleo e graxa (TOG) ausente e pequeno tamanho de partículas o que favorece por somente necessitar de um processo de filtragem simples. Entretanto, nesta elevada salinidade destaca-se a alta concentração ânions de sulfato, cerca de 3000 ppm. E quando esta água entra em contato com a água de formação ou é misturada com a água produzida, pode provocar a deposição de sais solúveis e insolúveis, culminando na formação de incrustações. Por isto ela é denominada quimicamente incompatível com a água de formação ou produzida. A figura 5.1 apresenta um gráfico de barras que exhibe a composição da água do mar e sua apreciável quantidade de sais. ( Patrício, Flávia Marcela- UENF,2006 )

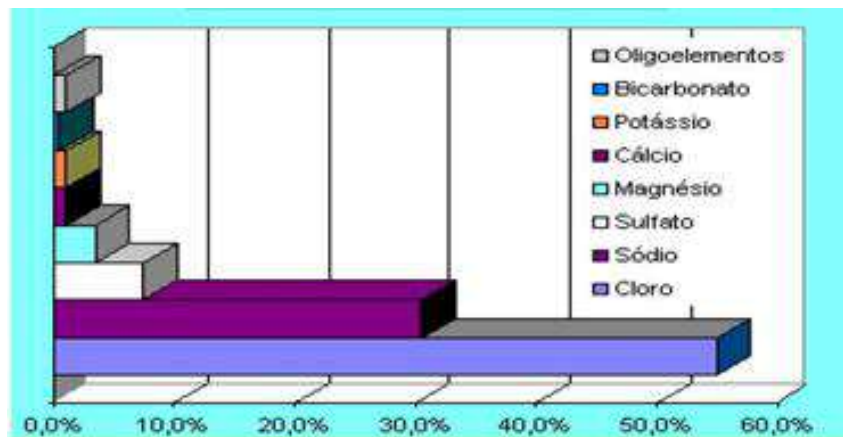


Figura 5.1 – Composição da Água do Mar

### 5.2.2. Água Produzida

A água de formação, também conhecida como água conata, é a água que está no reservatório desde a sua formação. Esta água é traçada no momento da deposição dos sedimentos que irão compor o reservatório e seu arcabouço básico. Ela está em contato direto com diversos grãos minerais e, alguns deles apresentam em sua formulação química elementos que podem ser encontrados na água de formação. Por isso, como característica essencial, a água de formação apresenta concentrações consideráveis de cátions metálicos, tais como, bário, estrôncio e cálcio e sua salinidade bem superior a água do mar.

No período inicial em que campos submetidos à injeção de água começam a apresentar BSW, a água produzida que retorna é essencialmente a água de formação com grande parte das suas características inalteradas. Passado algum tempo será observado pelas análises a modificação das características da água produzida, este indicativo sinaliza que a água injetada já atingiu a zona produtora e já está retornando pelo poço produtor. Nas unidades *offshore* injeta-se água do mar. Deste modo, a água produzida passa a ter características tanto da água de formação quanto da água do mar. Logo, esta água produzida conterá, além dos cátions metálicos, alguns ânions e até mesmo sais dissolvidos.

Esta água produzida pode apresentar tendências corrosivas devido à produção de H<sub>2</sub>S, além da formação de incrustação. Somado a isto, pode possuir alto teor de sólidos devido a uma possível produção de sedimentos finos da formação. Por isso tornam-se necessários tratamentos para adequar o teor de sólidos de modo a não afetar o meio ambiente, em caso de descarte, ou não danificar os equipamentos da planta em caso de re-injeção desta água.

Como esta água é produzida juntamente com o óleo explotado do reservatório ela apresentará óleo residual implicando em altos teores de óleo e graxas, e isto implica na necessidade de um tratamento especial desta água sendo essencial a passagem dela por uma planta de tratamento. ( Patrício, Flávia Marcela- UENF,2006 )

### 5.3 - Características Físico-Químicas do Sulfato de Bário ( BaSO<sub>4</sub>)

O sulfato de bário, em sua forma mineral também conhecido como barita, se forma de acordo com a reação química que ocorre entre a água de injeção e a água da formação.

Em geral, a barita é um cristal ortorrômbico, com densidade de 4,47 g/cm<sup>3</sup> nesta morfologia. Entretanto, formas diferentes são obtidas em distintas condições reacionais, podendo ser obtidos cristais dendríticos, em forma de agulha, estrela e rosetas.

Sua solubilidade em água deionizada à 25°C é de 0,0023 g/L. Essa grande insolubilidade faz com que métodos quantitativos de análise de sulfato e de bário se baseiem na sua precipitação. Na Tabela 5.1 podem ser comparadas as solubilidades das incrustações mais comuns na indústria do petróleo, destacando-se o sulfato de bário como o mais insolúvel. É importante ressaltar que a solubilidade deste sal é diretamente influenciada tanto pela temperatura quanto pela força iônica da solução. A variação da solubilidade devido a mudanças de temperatura pode ocasionar grandes problemas pois, mesmo não havendo supersaturação da solução na água produzida, esta pode se tornar supersaturada antes de atingir a unidade produtora, podendo ocorrer precipitação do sal no poço produtor.

Tabela 5.1 - Solubilidade das principais incrustações em água pura a 25°C.( Patrício, Flávia Marcela- UENF,2006 )

Tipo de Incrustação	Fórmula Química	Mineral	Solubilidade (mg/L)
<b>Sulfato de Bário</b>	BaSO <sub>4</sub>	<b>Barita</b>	<b>2,3</b>
Carbonato de Cálcio	CaCO <sub>3</sub>	Calcita	53
Sulfato de Estrôncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita	114
Sulfato de Cálcio	CaSO <sub>4</sub>	Gipsita	2000

#### 5.3.1 - Incrustação de Sulfatos

Incrustações podem ser definidas como compostos químicos de natureza inorgânica, podendo ser solúveis ou insolúveis, e que precipitam, acumulando na formação, canhoneados, telas de “*gravel packing*”, poço propriamente dito e equipamentos de superfície.

A água da formação e a água de injeção, quando submetidas a condições termodinâmicas adequadas, reagem entre si fazendo com que sejam depositados compostos insolúveis tais como o sulfato de bário, de estrôncio e de cálcio. Dentre estes compostos, o sulfato de bário é o de mais difícil remoção por ser o mais insolúvel. Além disso, a precipitação destas incrustações pode vir associada com a presença de íons de rádio que irão co-precipitar com o bário e estrôncio e gerar resíduos radioativos cuja remoção e descarte são perigosos e dispendiosos.



As incrustações de sulfato de bário são comuns em vários campos de petróleo do mundo, daí a importância do conhecimento do seu mecanismo de formação, do tipo e a quantidade de deposição e a sua localização para, em função disto, se tomar medidas preventivas e/ou corretivas. É na fase inicial de desenvolvimento de um campo de petróleo, onde os investimentos são feitos, que se deve avaliar e prever os futuros problemas de incrustações, pois isto pode influenciar a estratégia do gerenciamento destas incrustações. É nesta fase que se decide, por exemplo, a compra de uma planta de dessulfatação para remover os íons sulfatos da água do mar a ser injetada e o esquema de completação dos poços, entre outros. Além disto, é fundamental que um planejamento seja feito visando à seleção de um inibidor de incrustação .

A estratégia de se avaliar o potencial de incrustação na fase da concepção do projeto de desenvolvimento do campo é muito útil no caso de campos marginais ou de águas profundas, onde a identificação prévia dos problemas de incrustações e o estabelecimento de uma estratégia de prevenção pode ser vital para a viabilidade econômica do projeto.

#### **5.4 – Controle de incrustações em instalações de superfície.**

Devido ao que já foi exposto neste capítulo, é necessário um controle rigoroso na prevenção de incrustações. Em reservatórios e poços em lâminas d'águas profundas e ultra-profundas este tipo de inconveniente é extremamente oneroso para empresa. A localização geográfica desfavorável dificulta as operações. A realização de intervenção em poço produtor acarreta custos elevadíssimos. Além da perda de produção, ainda tem-se os gastos com as Sondas de Intervenção e Perfuração tipo “SS” ( Semi-Submersível ) cujo as diárias ultrapassa os US\$ 150.000,00 dólares.

##### **5.4.1 - Métodos utilizados para minimizar a precipitação:**

- Controle das condições físicas (pH, temperatura, pressão, agitação...) na indústria do petróleo no segmento de exploração e produção o único parâmetro manipulável de forma viável até a chegada do óleo na unidade é o pH. Na planta de processo as possibilidades de controle aumentam, existem equipamentos de superfície que permitem a manipulação das variáveis pressão e temperatura.
- Remoção de elementos incrustantes : Atualmente algumas unidades de produção de óleo e gás tem investido em modernas unidades de nanofiltração para remoção de sulfato no tratamento da água do mar para de injeção no reservatório, de modo a evitar a interação da água injetada com a água de formação.
- Aplicação de inibidores de incrustação:
  - Quelantes, sequestrantes e complexantes;
  - Inibidores de crescimento (dispersantes).

##### **5.4.2 - Fatores que favorecem as incrustações:**

- Agitação,
- Superfícies rugosas,
- Bolhas de gás,
- Partículas suspensas.
- Tempo de contato

### 5.4.3 - Pontos críticos para depósitos de sais.

O depósito geralmente ocorre em lugares onde as pressões reduzem ou ocorrem variações de temperatura. Na planta de processo alguns pontos necessitam de monitoramento constante devido a ocorrência de mudanças bruscas nas variáveis de processo. Tais como:

- Entrada do Manifold – É um local crítico pois além da variação de pressão e temperatura tem o agravante do risco de interação das águas de diferentes poços produtores.
- Trocadores de calor – Variação brusca de temperatura na corrente de processo
- Bombas – Variações bruscas de pressão.
- Vasos degassing / células de flotação
- Eletrodos da desalgadora

### 5.4.4 - Indicadores da ocorrência de incrustação:

- A formação de incrustação é monitorada através de “cupons de incrustação” conforme mostrado na figura 5.2, instalados nas linhas em pontos críticos. Cupons são corpos de prova que ficam em contato direto com a corrente de produção. Inspeções rotineiras são realizadas para avaliar as condições das tubulações;



Figura 5.2 – Corpos de prova sem e com inibidor de incrustação

Nesta figura é realizada a análise dos corpos de prova em duas condições distintas. Na condição ( A ) o sistema não injetou anti-incrustante, na condição ( B ) o sistema aplicou dosagem contínua de anti-incrustante. Os ganhos obtidos com a injeção do produto são nítidos.

- Problemas de capacidade de processamento sinalizam possível aumento na dureza total e na concentração de sais de sulfato na água produzida.
- O aumento nas pressões de descarga das bombas, sinalizam possíveis obstruções na linha;
- A pressão na “cabeça do poço” aumenta indicando obstrução a jusante. “Cabeça do poço” é o trecho imediatamente a montante do *Choke*.
- Supersaturação, quanto mais supersaturada estiver a água, maior a tendência desta água causar incrustações.
- È necessário medir o Índice de saturação (IS) da água produzida, este índice mede o potencial incrustante de uma água.

#### **5.4.5 - Ações Preventivas adotadas:**

- A prevenção do aparecimento de incrustações pode ser feita basicamente através da utilização de inibidores e/ou pela dessulfatação da água do mar antes da injeção.
- Atualmente, existe uma boa diversidade de produtos que são aplicáveis na inibição de incrustações inorgânicas na indústria do petróleo. Os inibidores pertencem a diversas classes químicas (fosfonato, ácido policarboxílico, ácido poliacrílico, sulfonato, entre outros) e normalmente, são compostos hidrófilos e apresentam massa molecular variável.

#### **5.4.6 - Produtos injetados para remoção de incrustação :**

- Ácidos inibidores, características;
  - Ação rápida.
  - Altamente Corrosivo.
  - Provoca aumento dos sólidos suspensos totais (TSS) nas linhas de água.
  - Provoca a Liberação de H<sub>2</sub>S.
- Sequestrantes, EDTA, características;
  - Ação lenta.
  - Limpador menos agressivo
  - Menor impacto no TSS na água

##### **5.4.6.1 - Anti-incrustante**

Substâncias ou mistura de substâncias que adicionadas ao meio tem a função de inibir ou retardar a incrustação ou depósitos de origem inorgânica que se aderem nas tubulações, equipamentos e instrumentos causando perda de carga, perdas térmicas, etc.

Na fase aquosa da mistura óleo/água existem sais que se encontram dissolvidos em quantidade maior do que aquela que ocorreria em uma situação de equilíbrio (temos uma solução supersaturada). Com mudanças de temperatura, pressão, pH estes compostos tendem a formar cristais e depositar –se formando incrustações, podendo levar ao entupimento de equipamentos, e ao bloqueio de linhas, causando a diminuição da eficiência e do tempo de serviço dos equipamentos. Podemos destacar a incrustação de carbonato de cálcio, obtida a partir da decomposição do bicarbonato solúvel, e as incrustações do sulfato de bário, cálcio e estrôncio.

##### **5.4.6.2 - Determinação das Dosagens**

Assim como os demais produtos, não existe uma metodologia universal, o método de determinação das dosagens é empírico e depende de otimização no campo, direto na planta de processo. A dosagem deve ser reavaliada sempre que houver modificações no processo. Fatores que alteram as dosagens :

- Temperatura e pressão de operação.
- Características da água produzida.

As concentrações geralmente aplicadas variam entre 10ppm e 30ppm. A dosagem de anti-incrustante é calculada utilizando a vazão de água produzida no ponto a ser injetado. A equação 5.1 mostra o cálculo para a dosagem do produto.

$$C (ppm) = \frac{\text{vazão de produto (litros/hora)} \times 1000}{\text{produção de água}(m^3/h)} \quad (5.1)$$

Onde;

$C (ppm)$  = Concentração de anti-incrustante em ppm.

Caso o produto seja dosado na corrente de óleo a vazão de água é corresponde ao BSW.

**Observações :** As incrustações de Sulfato de Bário e Estrôncio são radioativas, devido à co-precipitação de Rádio. Nunca devem ser manuseadas sem que se tomem os devido cuidados, como a medição com Contador Geiger e a utilização de sensores individuais.

# CAPITULO VI

## Metodologia de Gerenciamento e Otimização de Consumo de Aditivos Químicos.

A crise mundial que se estabeleceu no mercado financeiro, no final do ano de 2008, obrigou muitas empresas sólidas e lucrativas a rever seus planos estratégicos, e reavaliar seus passivos operacionais. O ano de 2009 iniciou em um ambiente de incertezas e a palavra “corte” entrou em cena com força total jogando um balde de água fria na euforia que vivia o mercado internacional. Grandes *holding's*, como a Petrobras foram obrigadas a reduzir gastos operacionais.

O 2º maior passivo operacional de uma unidade de produção e tratamento de óleo e gás, está associado aos gastos com produtos químicos. Buscando a redução dos gastos com a injeção de Produto Químico, este trabalho teve como objetivo principal propor melhorias no sistema de abastecimento dos tanques para minimizar o desperdício e definir uma metodologia que permita determinar as dosagens ideais para o processo de tratamento do petróleo para os valores dos parâmetros operacionais correntes.

### 6.1 - Falhas no sistema de abastecimento

Durante avaliação das condições do sistema de injeção química da unidade estudada, foi possível identificar que o sistema de abastecimento acarreta grande desperdício de produto químico. Foram identificados inúmeros problemas:

- O sistema de leitura de nível dos tanques é ruim e interfere na aferição das malhas automáticas.
- O local onde é realizado o abastecimento na maioria das unidades é projetado de forma inadequada colocando em risco a segurança dos técnicos.
- Observa-se deficiência na estrutura de drenagem dos tanques em que muitos são devolvidos com produto residual no fundo, aumentando o desperdício.
- Utilização de conexões e mangotes inadequados que ocasionam vazamentos e desperdício.

Estima-se que 0.3% dos aditivos químicos recebidos pelas unidades é perdido devido à vazamentos e às falhas relacionadas acima. Para cada 100.000 Barris por dia produzidos o desperdício anual pode ultrapassar a casa dos R\$ 50.000,00 reais. Considerando a produção nacional de mais de 2 milhões de barris por dia o desperdício totalizado ultrapassa R\$1.000.000,00 reais por ano, porém estes números para a indústria do Petróleo são pouco significativos.

### 6.2 - Controle de Qualidade

É necessário que seja implantado um procedimento analítico de controle de qualidade. Atualmente é desconhecida a prática de qualquer tipo de controle de qualidade nos produtos referenciados neste projeto. Existem vários relatos de lotes “problemáticos” que após abastecimento já provocaram sérias complicações nas Unidades Produtoras. Esta análise prévia é essencial e não pode ser desprezada, pois o abastecimento de produto fora das especificações, pode ocasionar danos financeiros, devido a parada da planta de processo, e danos ambientais, quando estes interferirem no processo de separação e no tratamento da água oleosa.

### 6.3 - Testes e Otimização das Dosagens.

A prática atual de injeção de produtos químicos é seguir as recomendações dos fabricantes, mas é possível verificar que as dosagens recomendadas pelos fornecedores são extremamente conservadoras, ou seja, é proposto o máximo de eficiência com a máxima vazão admitida.

A realização de uma análise de Eficiência x Dosagem de Desemulsificante, permite perceber que a Curva que relaciona eficiência e dosagem tem 4 fases importantes como é mostrado na figura 6.1:

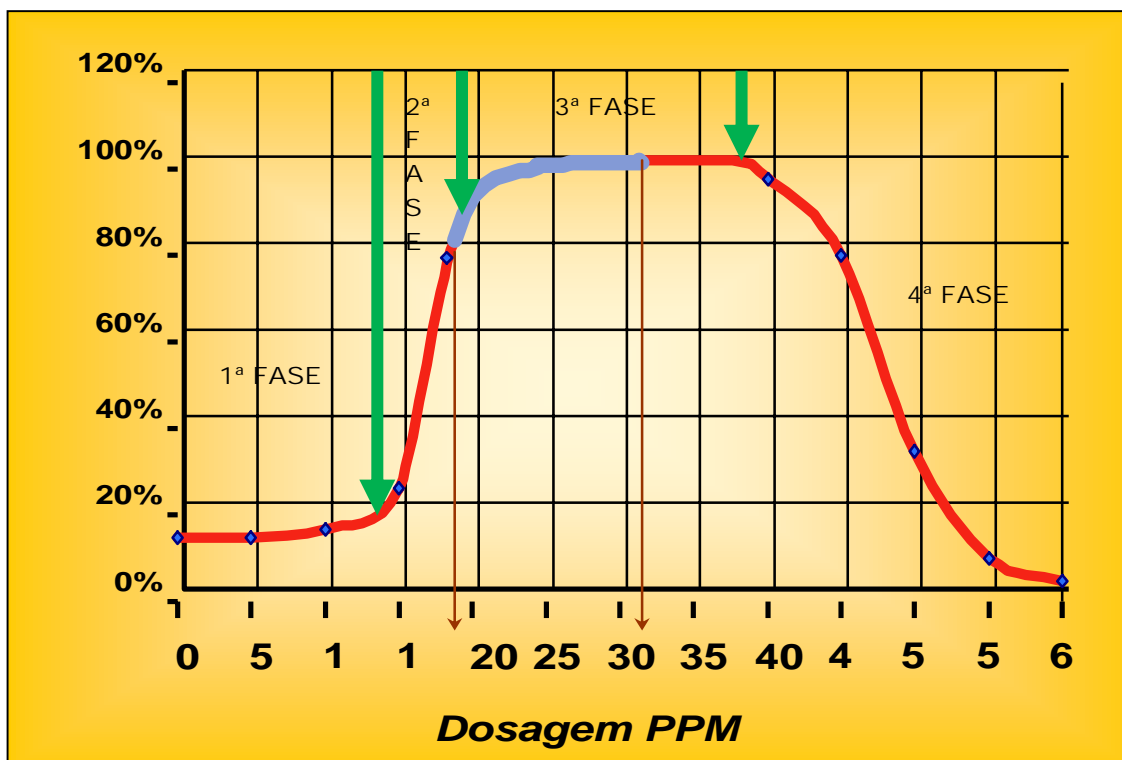


Figura 6.1 – Curva de eficiência X Dosagem de desemulsificante ( CLARIANT,2004 )

Conforme observado no gráfico acima temos:

- **1ª Fase:** Inicialmente lenta, não é observada eficiência na separação para baixas concentrações do produto.
- **2ª Fase:** A eficiência de separação aumenta rapidamente com o aumento da concentração do produto.
- **3ª Fase :** Aumento significativo da dosagem não correspondido em eficiência, logo gasta-se muito e ganha-se pouco.
- **4ª Fase:** Super concentração, onde os efeitos observados na planta reduzem a eficiência de separação das emulsões.

A 1ª, 2ª, e 3ª Fase são aplicáveis para a maioria dos produtos utilizados, já a 4ª só foi observada nos processos de quebra de emulsão.

A responsabilidade do Engenheiro de Processo é grande, uma vez que a otimização é realizada direto na planta de produção em operação, sem nenhum teste piloto. Uma dosagem insuficiente pode provocar a parada geral da planta de processo acarretando grande prejuízo financeiro à empresa.

Nas metodologias atuais pode-se observar as falhas existentes no planejamento da atividade uma vez que muitos fatores importantes são desprezados.

Não foi verificado nenhuma rotina implantada para a otimização das dosagens aplicadas no tratamento de Petróleo *Off-Shore*. A implantação de uma rotina de otimização de dosagens é de extrema importância tanto para o processo como para redução de custos operacionais. Sabe-se que as características do óleo e da água produzida podem sofrer variações significativas no decorrer da exploração do campo.

### **6.3.1 - Otimização de anti-espumante:**

A espuma é uma característica principalmente observada em “reservatórios novos”, recentemente explorados, com pressões estáticas de fundo superiores a “pressão de saturação do reservatório”, onde todas as frações leves ainda estão na fase líquida. À medida que esse óleo é produzido e as pressões são reduzidas, as frações leves saem da fase líquida para fase gasosa. Parte desta liberação das frações leves da fase líquida para fase gasosa ocorre nos vasos de separação da planta de processo, que associados à presença de surfatantes na interface óleo e gás, em condições de pressão e temperatura favoráveis, acarretam na formação de espuma.

Complicadores naturais aparecem nos Campos de exploração em águas profundas com lâminas de água superiores a 1000 m de profundidade, pois além da grande perda de temperatura durante o escoamento, alguns óleos possuem baixo °API. Este fator contribui muito para a formação de espuma.

A injeção de anti-espumante é fundamental em unidades que produzem “óleo pesado” em grande profundidade uma vez que a temperatura de chegada do óleo na unidade é muito baixa variando de 8°C a 35°C.

O mais importante no controle de injeção é a determinação da concentração ótima de trabalho para os parâmetros de processo.

Atualmente a otimização de anti-espumante é realizada no campo, direto na planta de processo. Na metodologia utilizada, primeiro escolhe-se o ponto de amostragem na saída de óleo do Separador Gravimétrico de produção. Neste ponto é adaptado um dispositivo que permite verter o óleo do processo para dentro de um recipiente aberto, onde visualmente é avaliada a tendência de formação de espuma. Constatado que não há indícios de espuma inicia-se um processo gradativo e lento de redução na dosagem aplicada. O processo leva tempo para atingir a nova concentração.

Desvantagens:

1. Este procedimento é muito longo podendo levar dias.
2. Este procedimento não leva em consideração variáveis importantíssimas como pressão, temperatura e óleo produzido.
3. Para o ponto de injeção, a literatura recomenda que este seja antes da válvula de controle de vazão “*Choke*” dos poços, desta forma, a válvula serviria de misturador e homogeneizador. Porém, para simplificar o projeto do sistema de injeção, vem sendo

adotado um ponto de injeção na saída dos *header's* de produção e outro na entrada do Separador atmosférico.

### 6.3.2 - Otimização de desemulsificante:

A ocorrência de emulsões nas plantas de petróleo já faz parte do cotidiano da operação de unidades que produzem água oriunda do reservatório. A produção de água é inevitável. Mesmo em reservatórios que não possuem aquífero na formação, vem sendo utilizado como método de recuperação, predominantemente no Brasil, a injeção de água do mar. A água injetada tem como finalidade manter o equilíbrio no balanço de massa conservando a Energia do Reservatório, que é monitorada pela pressão estática de fundo. Esta água é injetada à margem das zonas produtoras, para empurrar o óleo no reservatório para os poços produtores. Porém nem tudo é perfeito. A água possui viscosidade muito inferior a do óleo e desloca-se com maior velocidade pelo reservatório e acaba por atingir rapidamente as regiões produtoras passando a retornar junto com o óleo produzido. O retorno desta água traz uma série de complicações para operação.

Os mesmos complicadores que ajudam na formação de espuma, também interferem nos processos de emulsão, a baixa temperatura durante o escoamento e o baixo °API são estabilizadores de sistemas emulsionados. A injeção de produto desemulsificante é fundamental em unidades que produzem “água de formação”.

A otimização de desemulsificante também é realizada no campo, direto na planta de processo. Na metodologia utilizada, primeiro deve ser escolhido um ponto de amostragem na saída de óleo do Separador Gravimétrico (SG) de produção e outro na saída de água produzida do mesmo vaso. Nestes pontos deve ser coletada uma amostra do óleo para realização de análise para determinação do BSW e uma de água para realização de análise para determinação de TOG. Neste momento devem ser fixados os parâmetros de pressão, temperatura, arranjo dos poços e nível de interface dos vasos.

Verificados os valores de TOG e *BSW* para servir de referência, iniciar um processo gradativo de redução na dosagem aplicada mantendo os mesmos parâmetros de processo utilizados para a coleta da amostra de referência. A cada mudança na dosagem, novas amostras deverão ser coletadas e analisadas, verificando sempre os parâmetros de controle. É esperado que nos valores limites de dosagem, ocorra uma queda da eficiência na separação água e óleo. Desta forma será verificado o aumento do *BSW* de saída do vaso e aumento do teor de óleo e graxas na água (TOG), conseqüência da perda de definição da interface água e óleo no interior do vaso.

Para o ponto de injeção, a literatura recomenda o mais a montante possível do Separador Gravitacional, mas para simplificar o projeto do sistema de injeção, vem sendo adotado um ponto de injeção na saída dos *header's* de produção e outro na saída do SG ou entrada do TO. A existência de pré-aquecedores do tipo placas paralelas e aquecedores tipo casco tubo antes dos SG's acabam promovendo também homogeneização da mistura.

Existe uma nova proposta para aplicação de produto desemulsificante. Atualmente a dosagem é calculada pela vazão bruta que passa pelo ponto de injeção que na verdade é um ponto que fica localizado na saída do coletor de óleo dos poços.

A proposta é verificar a possibilidade de realizar a dosagem do produto de forma individualizada, antes do choke dos poços, que apresentarem emulsão. Desta forma a quantidade



de produto aplicada poderia ser reduzida de forma significativa em muitas unidades, garantindo grande retorno econômico.

Supondo o caso de 1 poço produtor de óleo, que possui uma vazão bruta ( óleo + água ) de 4.000 m<sup>3</sup>/dia e BSW de 20%, direcionado para um header com outros poços sem problema de BSW com uma vazão bruta total no header de 12.000 m<sup>3</sup> por dia, seriam necessários a aplicação diária de 420 litros por dia de desemulsificante para manter uma concentração de 35 ppm. Porém realizando a injeção individualizada no poço que apresenta problema de BSW, para atingir os mesmos 35 ppm de concentração local, seriam necessários apenas a injeção de 140 litros de desemulsificante por dia. Se comprovada a eficiência do método, a economia obtida seria de 66%.

Baseado no que foi explicitado no capítulo IV, a proposta é válida para ser testada, visto que os produtos desemulsificantes buscam a interface óleo/água e desta forma mesmo que no *header* haja redução da concentração do produto na corrente devido a soma das vazões de outros poços produtores, a ação do produto já estaria garantida na água emulsionada.

### 6.3.3 - Otimização de anti-incrustante:

A ocorrência de incrustações nas plantas de petróleo é mais um complicador causado pela água produzida. A água de reservatório possui muitos sais metálicos em super concentrações. À medida que esta água é produzida, ela sofre variações de pressão e temperatura causando a precipitação destes sais em linhas e equipamentos. A água injetada possui alta concentração de sulfato e é incompatível com a água de reservatório. A mistura acaba agravando o problema. A ocorrência de incrustações nos poços produtores e nas instalações de superfície causam enormes prejuízos à indústria do Petróleo, e a injeção de aditivo anti-incrustante é fundamental em unidades que produzem “água de formação”.

A ação preventiva mais importante no controle de incrustações é a dosagem correta de anti-incrustante em local adequado. Atualmente é realizado monitoramento das instalações de superfície através de corpos de prova instalados na linha também chamados de “cupons de incrustação”.

Diferentemente dos casos anteriores, as incrustações são mais complicadas. A formação de incrustação em linhas ou equipamentos pode determinar a parada ou a redução da produção da unidade por longo intervalo de tempo. Os estudos para a otimização das dosagens devem ser realizados de forma lenta e planejada, de modo que possa ser mantido o monitoramento constante do sistema. Pouco se sabe da ação do anti-incrustante, porém nos projetos atuais foi verificado que os pontos de injeção na planta estão na saída do *header*, e isto é muito perigoso, pois se não houver uma proteção efetiva no *manifold* de produção, o mesmo ficará exposto e propício a formação de incrustações. O *manifold* determina em qual *header* o poço irá fluir. Nesta região ocorre sensível queda de pressão, redução de temperatura e mistura da produção dos poços. Esta mistura é extremamente perigosa porque além das variações de pressão e temperatura pode ocorrer também a incompatibilidade entre as águas produzidas acelerando o processo de precipitação dos sais.

O ponto de injeção deve proteger todo o sistema de produção, e para isso o ideal é que seja injetado individualmente nos poços que apresentarem BSW. O anti-incrustante deve ser dosado pela vazão de água produzida e só deve ser injetado em locais que tenham água para diluição do produto. Se o mesmo for injetado em locais com pouca água o aditivo provoca

corrosão acentuada e até mesmo furo nas tubulações. A injeção realizada de forma correta garante a integridade das instalações e a continuidade operacional da planta.

Problemas observados em relatos técnicos:

O Campo de Namorado é famoso na literatura devido às inúmeras ocorrências de incrustações. Algumas plataformas deste Campo produtor realizaram modificações no ponto injetor para evitar este tipo de problema. Após sofrer com incrustações nos header's de produção e corrosão nos pontos injetores, adotou-se a injeção individual de anti-incrustante na linha de produção dos poços com elevado BSW. Neste caso observou-se uma pequena peculiaridade, mas como o sistema de injeção não possuía uma forma de controlar a vazão para cada poço, optou-se em injetar em apenas um poço de cada header, dando preferência ao poço que melhor protegesse o trecho.

#### **6.3.4 - Soluções Técnicas Propostas para a Otimização nas Dosagens Aplicadas :**

As práticas atuais são empíricas e desconsideram as perturbações nos parâmetros de temperatura, pressão e composição do óleo. Estas variáveis são de extrema importância. A eficiência da dosagem de anti-espumante na desestabilização da espuma, a ação do desemulsificante na velocidade de separação das emulsões água e óleo e a solubilidade dos sais de bário e estrôncio também dependem destes parâmetros.

É bastante comum a ocorrência de perturbações nas variáveis que afetam o processo de tratamento. Quando ocorre o descontrole nessas variáveis a operação aumenta aleatoriamente as vazões, na tentativa de compensar tais variações, pois não existe nenhuma referência técnica de dosagem para consulta. A metodologia a seguir pode ser adotada para a determinação das dosagens otimizadas de anti-espumante, desemulsificante e anti-incrustante:

1. Montar uma curva que correlacione a temperatura com a dosagem mínima admitida (DMA) dos aditivos utilizados no tratamento primário do petróleo. Esta curva deve ser obtida mantendo-se a pressão e a composição do vaso que alimenta o ponto de amostragem constantes. Utilizando os procedimentos específicos de otimização para cada produto, 6.3.1/6.3.2/6.3.3, variar a temperatura dentro de uma faixa admitida de operação. O objetivo é estabelecer um gráfico que correlacione temperatura e dosagem otimizada, para servir de guia para correção das dosagens aplicadas de acordo com as condições operacionais da planta.
2. Uma vez determinada a curva que relaciona temperatura e a dosagem otimizada, também se faz necessário verificar se há influência da pressão nas dosagens otimizadas anteriormente. Para tal deve-se variar a pressão dentro da faixa de operação da planta, mantendo a temperatura e composição do vaso constante. Se verificada a influência relevante desta variável nas dosagens, montar os gráficos de temperatura com as dosagens otimizadas para cada aditivo, explicitando as curvas isobáricas. Após a conclusão deste procedimento, os documentos gerados irão servir de referência para a determinação do ponto ótimo de operação, para os parâmetros correntes do processo, permitindo o ajuste imediato em caso de perturbação em qualquer das variáveis.
3. Para completar este procedimento será necessário verificar se há na unidade estudada variações relevantes nas composições dos óleos produzidos pelos poços. Caso não o procedimento está concluído. Porém é comum em unidades de exploração *off-shore*, produzir poços de zonas produtoras distintas. Dentro de um mesmo reservatório pode

existir acumulações de petróleo de composições diferentes. Normalmente é realizado um trabalho de caracterização do petróleo produzido por cada poço, também apelidado de “DNA”. Na Petrobras esta informação pode ser obtida junto ao CENPES que é o responsável pela análise. Verificada a existência desta situação, será necessário verificar se as dosagens otimizadas atendem a cada configuração dos poços produtores disponibilizadas para trabalho na planta de processo. A prioridade maior é a produção. As configurações de trabalho são determinadas em simuladores de processo, pela equipe da empresa, responsável pela elevação e escoamento dos poços, de modo que a produção seja maximizada.

### **6.3.5 - Observações importantes sobre a Planta de Processo:**

- O sistema é dinâmico, a composição da água de formação sofre variações freqüentes. À medida que a água injetada avança no reservatório, acaba alterando as características da água produzida. Logo deve ser implantada uma rotina de reavaliação das dosagens.
- Deve ser verificado se os aditivos apresentam mais eficiência quando injetados no óleo quente ou no óleo frio. Esta análise é importante, pois todos os produtos químicos do tratamento de petróleo atualmente são injetados na corrente fria. Este fato pode dificultar a dispersão do produto na corrente a ser tratada.
- Deve ser criada uma rotina para verificação e atualização das dosagens, visto que durante a exploração o reservatório pode mudar características importantes.
- Quando as variáveis pressão, composição ou temperatura sofrem qualquer tipo de perturbação, o processo pode ficar completamente instável provocando a parada da unidade “*shut-down*”. A parada pode acontecer devido a formação de espuma, ocasionando à atuação de alarme de nível muito alto nos vasos de processo, ou pelo arraste de espuma para o sistema de gás, no qual o arraste provoca o rápido atolamento do Vaso depurador de gás (18), devido a cavitação das bombas de transferência sendo este o caso mais comum, uma vez que as bombas ficam na saída do Separador Atmosférico e a pressão na sucção é muito baixa. A bomba em cavitação para de bombear provocando o atolamento do Vaso Atmosférico.

# CAPITULO VII

## Avaliação Econômica Simplificada

### 7.1 – Anti-Espumante:

Pela metodologia proposta observou-se que é possível baixar o consumo de anti-espumante.

Aplicando o procedimento detalhado no item 6.3.1, do capítulo VI, para determinação da dosagem mínima de anti espumante em uma unidade produtora que vinha injetando continuamente a dosagem de 40 ppm do produto, foi possível, após a aplicação do procedimento reduzir a dosagem aplicada para 27ppm, acarretando uma redução de 32,5 % nos gastos com o produto. Como no ato da execução do procedimento não havia uma técnica previamente elaborada, não foi determinada a dosagem mínima uma vez que a redução obtida foi dada como satisfatória.

Considerando que o valor do litro de anti-espumante custa em média R\$ 15,60 ( junho/2009), podemos demonstrar de forma expressiva a redução de custo operacional. A tabela 7.1 mostra a redução de consumo em litros de anti-espumante para uma produção diária de 100.000 Barris de petróleo. A tabela 7.2 e 7.3 apresenta a redução de custo obtida em valores de moeda nacional para produção de 100.000 barris de petróleo dia e 1.000.000 de barris de petróleo dia respectivamente.

Tabela 7.1 – Otimização na dosagem de anti-espumante para 100.000 barris de petróleo produzidos por dia. ( 1barril = 1bbl = 159 litros )

100.000 Barris/d	40 ppm	27 ppm	Redução
Consumo diário de anti-espumante	636 litros	429 litros	207 litros
Consumo Mensal de anti-espumante	19.080 litros	12.870 litros	6.210 litros
Custo Anual de anti-espumante	228.960 litros	154.440 litros	74.520 litros

Tabela 7.2 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia.

100.000 Barris/d	40 ppm	27 ppm	Redução
Custo Diário (R\$)	9.875,99	6.666,30	3.209,69
Custo Mensal(R\$)	296.279,81	199.988,87	96.290,70
Custo Anual (R\$)	3.555.357,71	2.399.866,45	1.155.488,40

Tabela 7.3 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 1.000.000 barris de petróleo por dia.

1.000.000 Barris/d	40 ppm	27 ppm	Redução
Custo Diário (R\$)	98.759,90	66.663,00	32.096,90
Custo Mensal(R\$)	2.962.798,10	1.999.888,70	962.907,00
Custo Anual (R\$)	35.553.577,10	23.998.664,50	11.554.884,00

É possível observar que o retorno obtido justifica esforços na busca da otimização da injeção de anti-espumante.

## 7.2 – Desemulsificante:

Em condições diferentes do item anterior, após anos de operação em determinada Unidade Produtora de Óleo e Gás, foi realizada a alteração na recomendação da dosagem de desemulsificante de 35 ppm para 25 ppm, pelo fabricante, sem mudança do produto, acarretando uma economia de 28,57 % nos gastos. Mesmo assim não foi realizado nenhum procedimento na planta de processo para determinar a dosagem mínima. Apenas foi observado que o produto manteve a eficiência e foi obtida significativa melhora no sistema de tratamento de água.

Tomando como base o valor do litro de desemulsificante “Dissolvan 991” que custa em média R\$ 14,90 (junho / 2009), a tabela 7.4 mostra a redução de consumo em litros de anti-espumante para uma produção diária de 100.000 Barris de petróleo. A tabela 7.5 e 7.6 apresenta a redução de custo obtida em valores de moeda nacional para produção de 100.000 barris de petróleo dia e 1.000.000 de barris de petróleo dia respectivamente.

Tabela 7.4 – Otimização na dosagem de desemulsificante para 100.000 barris de petróleo produzidos por dia. ( 1barril = 1bbl = 159 litros )

100.000 Barris/d	35 ppm	25 ppm	Redução
Consumo diário de desemulsificante	557 litros	397 litros	160 litros
Consumo Mensal de desemulsificante	16.693 litros	11.923 litros	4770 litros
Custo Anual de desemulsificante	200.318 litros	143.084 litros	57.234 litros

Tabela 7.5 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia.

100.000 Barris/d	35 ppm	25ppm	Redução
Custo Diário (R\$)	8.290,94	5.922,10	2.368,84
Custo Mensal(R\$)	248.728,14	177.662,96	71.065,20
Custo Anual (R\$)	2.984.737,68	2.131.955,48	852.782,40

Tabela 7.6 – Redução de custo operacional obtida para uma produção diária de 100.000 barris de petróleo por dia.

1.000.000 Barris/d	35 ppm	25 ppm	Redução
Custo Diário (R\$)	82.909,40	59.221,00	23.688,40
Custo Mensal(R\$)	2.487.281,40	1.776.629,60	710.652,00
Custo Anual (R\$)	29.847.376,80	21.319.554,80	8.527.824,00

É possível observar que o retorno obtido justifica esforços na busca da otimização da injeção de desemulsificante.

### 7.3 – Anti-Incrustante:

Assim como o ocorrido no item 7.2, após anos de operação em determinada Unidade Produtora de Óleo e Gás, foi realizada alteração na recomendação da dosagem de anti-incrustante de 25 ppm para 15 ppm, pelo fabricante, sem mudança do produto, acarretando uma economia de 40 % nos gastos. Mesmo assim não foi realizada nenhuma análise no campo para determinar a nova dosagem. Apenas foi observado que o produto manteve a eficiência.

Tomando como base o valor do litro de anti-incrustante de nome comercial “Scaletreat 2864” custando em média R\$ 7,21 ( maio/2009), a tabela 7.7 mostra a redução de consumo em litros de anti-incrustante para uma produção diária de 100.000 m<sup>3</sup> de água de formação. A tabela 7.8 apresenta a redução de custo obtida em valores de moeda nacional para produção de 100.000 m<sup>3</sup> de água de formação por dia.

Tabela 7.7 - Redução de consumo em litros de anti-incrustante para uma produção diária de 100.000 m<sup>3</sup> de água de formação. ( 1 m<sup>3</sup> = 6.29 bbl )

100.000 m <sup>3</sup> /d	25 ppm	15 ppm	Redução
Consumo Diário	2.500 litros	1500 litros	1.000 litros
Consumo Mensal	75.000 litros	45000 litros	30.000 litros
Consumo Anual	900.000 litros	540.000 litros	360.000 litros

A tabela 7.8 - Redução de custo obtida em valores de moeda nacional para produção de 100.000 m<sup>3</sup> de água de formação por dia.

100.000 m <sup>3</sup> /d	25 ppm	15 ppm	Redução
Custo Diário (R\$)	18.025,00	10.815,00	7.210,00
Custo Mensal(R\$)	540.750,00	324.450,00	216.300,00
Custo Anual (R\$)	6.489.000,00	3.893.400,00	2.595.600,00

É possível observar que o retorno obtido justifica esforços na busca da otimização da injeção de anti-incrustante.

### 7.4 - Discussão dos resultados da análise econômica simplificada :

Com base nos dados avaliados acima pode-se constatar que para uma produção diária de 1.000.000 de barris de petróleo por dia, aplicando uma metodologia de otimização nas dosagens de anti-espumante e desemulsificante é possível obter uma redução no custo operacional bastante significativa da ordem de R\$ 20.000.000,00 ( vinte milhões de reais ) anuais.

Tomando como exemplo a Petrobras que produz mais de 2,2 milhões de barris por dia, este valor pode ser acrescido consideravelmente, até a casa de R\$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais) anuais. A este valor pode ser acrescentado ainda o desperdício de produtos nos processos de abastecimento e vazamentos conforme estimados no item 6.1 do capítulo VI.

É razoável considerar também que este óleo é produzido com mais de 100.000 m<sup>3</sup> por dia de água, então pode-se considerar uma redução total de custos de operação de aproximadamente 42,5 milhões de reais anuais. Todo este benefício pode ser gerado através da implantação de uma metodologia de controle e otimização do consumo dos aditivos listados nesta monografia.

Os valores descritos e relatados acima são estimativas grosseiras e simplificadas, porém todos os casos explicitados neste capítulo são reais e constatados em unidades produtoras de óleo e gás natural.

Apenas uma parte dos produtos utilizados no tratamento de petróleo *off-shore* foram abordados nesta análise. Acredita-se que estes valores são bem maiores que os estimados, se forem considerados, que muitos outros aditivos são utilizados, necessitando também de uma metodologia específica para ajuste e otimização nas dosagens.

Dentre os aditivos importantes, podem ser destacados: O etanol-anidro, que é utilizado na prevenção de hidratos; o polieletrólito, que é injetado na água produzida para auxiliar o tratamento da água para descarte; alguns produtos especiais como sequestrantes de H<sub>2</sub>S, que são injetados no gás; produtos melhoradores de fluxo, que são injetados em poços para diminuir a viscosidade e muitos outros.

De um modo geral, existe uma infinidade de processos com demanda de injeções contínuas, que carecem de uma rotina e de uma metodologia de análise que permitam adequações rápidas em caso de perturbações nas variáveis de processo.

# CAPÍTULO VIII

## Considerações finais:

Quando se fala da indústria do Petróleo, tudo é extremamente significativo. Qualquer melhoria nas técnicas atuais de otimização das dosagens aplicadas provocam reduções de custos operacionais expressivas.

Atualmente é possível estimar que uma empresa de porte do setor Petrolífero como a Petrobras, que tem uma produção diária de mais de 2.2 milhões de barris por dia, possa reduzir em mais de 100 milhões de reais os gastos anuais com aditivos químicos, sanando o desperdício ocasionado por falhas no sistema de abastecimento e executando uma metodologia de otimização das dosagens aplicadas nos seus processos. Como foi mostrado no capítulo VI, este desperdício é diretamente proporcional aos volumes de óleo produzido. Com o início da exploração dos campos localizados na camada do Pré-Sal, estima-se que estes gastos aumentem sensivelmente.

A redução de gastos ainda é maior do que a exposta neste trabalho uma vez que não foram considerados os custos com transporte para o abastecimento dos aditivos nas plataformas *off-shore*.

A metodologia proposta neste trabalho torna-se viável uma vez que o retorno é garantido. A proposta é que este estudo seja conduzido diretamente nas unidades produtoras aproveitando as peculiaridades de cada sistema de tratamento.

Além do custo financeiro, a otimização da injeção de aditivos químicos possibilita muitos outros ganhos ao longo da cadeia produtiva do óleo e do gás. O excesso de produto químico no óleo tratado impacta negativamente nas operações de Refino. Sabe-se que o excesso de anti-espumante provoca o envenenamento dos catalisadores nas Plantas de Craqueamento Catalítico (FCC) e o desemulsificante em excesso dificulta o tratamento da água produzida, comprometendo a qualidade da água descartada.

A maior contribuição deste trabalho é apontar um campo muito carente de estudo e aperfeiçoamento. O desconhecimento e a falta de referências técnicas para consultas nesta área, acarretam um desperdício de centenas de milhões de reais. As empresas multinacionais que são detentoras da tecnologia e das patentes de formulação destes aditivos não demonstram interesse em otimizar e quando o fazem é por meio de bônus. Então cabe ao corpo técnico das Empresas consumidoras buscar os mecanismos de otimização. Se não fosse o fato do petróleo ser o negócio mais rentável do mundo e o setor conviver naturalmente com custos operacionais elevadíssimos, as técnicas relacionadas à injeção e controle das dosagens químicas, tão essenciais para o tratamento, já teriam recebido a atenção necessária.



# CAPÍTULO IX

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 10004 (2004).

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, Normas ABNT, disponível em: [www.abntnet.com.br](http://www.abntnet.com.br) - Consultado em Abril/2007

CLARIANT, Documento Técnico, apresentação interna, Treinamento de Analistas Químicos, 2004

EMBRAPA, Caracterização de prevenção incrustação em sistemas – Outubro de 1999. – Consultado em Maio de 2009.

ESCOLA DE QUÍMICA, Lima, Alessandra de Araujo. Candreva, Patrícia Muniz Santos, Ronaldo Villas Boas – Projeto Final de Curso EQ/UFRJ-2007

Instituto de Química - Universidade Federal de Campinas – Ciência de Espumas – Aplicação na Extinção de Incêndios – 01/06/1998 - Consultado em Maio de 2009.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, Resoluções CONAMA, disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27501.html>- Consultado em Abril/2007

NATCOGROUP - Electrostatic Technology, Dehydration and Desalting , 2005 Edition

NBR- 14725- FISPQ – Ficha de Informações sobre produtos químicos.

ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DE PADRONIZAÇÃO, Normas ISO, disponível em: [www.iso.org/iso/home.htm](http://www.iso.org/iso/home.htm) - Consultado em Agosto/2006

PETROBRAS, Documento Técnico, Visita técnica, Apresentação Interna - UN-REDUC, Março/2006.

PETROBRAS, Documento Técnico – Descrição do Sistema de Injeção de Produtos Químicos, UN-RIO/ATP-RO/OP-P54, Setembro/2007.

PETROBRAS, Curso de formação de técnicos de operação – Universidade Petrobras, Março/2006.

PETROBRAS, Curso de Tratamento Primário de Petróleo, Roberto Carlos G. de Oliveira Robson Pereira Alves – CENPES/PDP/TPAP, Junho/2006.

PETROBRAS, Marcelo Eduardo Spessatto Ramis, Curso de Capacitação de Técnicos de operação UN-RIO/ST/EISA –2006.

PETROBRAS , Nilce H. Shioya, Tratamento de Óleo e Água Produzida em instalações de produção marítimas. III fórum de gestão de produtos, Itaipava, UN-BS/PG/PCP, abril / 2007

QUÍMICA NOVA- Ciência de Espumas, Rita C.R.Figueiredo, Fabiana A.L. Ribeiro e Edvaldo Sabadini, Junho/1998. *Consultado em Maio de 2009.*

SBQ – Sociedade Brasileira de Química / Celso Aparecido Bertran<sup>1</sup> ( PQ ), Cláudio Marcos Ziglio<sup>2</sup> ( PQ ), Flávio Santos Damos<sup>1</sup> ( PQ ), Watson Loh<sup>1</sup> ( PQ ) 1) Instituto de Química Unicamp 2) CENPES – PETROBRAS

UENF – Patricio, Flavia Marcela Rigatto – Projeto de final de curso, UENF/LENEP Junho/2006

# Anexo I

Neste anexo, serão encontradas algumas definições de termos técnicos intrínsecos da área, que foram mencionados nesta monografia.

## **Definições:**

$^{\circ}\text{API} = ( 141,5/d ) - 131,5$ , onde ; d= densidade do óleo.

### BSW – Basic Sediments Water

Quantidade de água e sedimentos emulsionados no óleo.

### Coluna de Produção / Anular

Tubulações concêntricas abaixo do leito marinho. A tubulação mais interna é por onde flui o petróleo do reservatório e é chamada de coluna de produção, a tubulação mais externa é chamada de anular e é por onde injeta-se o gás na coluna de produção.

### Downstream

Nas indústrias petrolíferas, o termo é utilizado para referir as áreas de negócio que lidam com o refino, distribuição e venda de produtos.

### Desemulsificante

Produto químico injetado na corrente de petróleo produzido com a finalidade de acelerar a quebra da emulsão formada durante a produção.

### Flotadores

Vaso do sistema de tratamento de água produzida, que utiliza o gás dissolvido na água para auxiliar na separação do residual de óleo presente na água.

### Flare

Queimadores , que garantem a segurança da unidade produtora em caso de despressurizações de hidrocarbonetos para atmosfera.

### Gás de Stripping

Gás tratado utilizado como auxiliar na regeneração de Glicol. Tem a finalidade de reduzir a pressão de vapor da água no vaso de regeneração do glicol, deslocando o equilíbrio termodinâmico de modo a retirar o máximo de água possível do glicol.

### Gas-Lift

Gás injetado na coluna de produção para auxiliar no fluxo do reservatório para a UEP.

### Gravel Packing

Terminação do poço de petróleo, instalado dentro do reservatório e tem a finalidade de evitar o arraste de sólidos e aumentar a área de drenagem do poço.

### Hidrociclone

Equipamento do sistema de tratamento da água produzida. Aproveita a pressão do sistema para remover o óleo presente na água por centrifugação.

### Hidrato

Bloco de gelo composto de água e gás natural, formado em baixas temperaturas e altas pressões.

### Instalações

Edificações, conjunto de equipamentos e componentes instalados numa determinada área produtiva, utilidade ou de apoio, podendo incluir canteiros de obras e frentes de trabalho.

### Manifolds

Conjunto de válvulas que permitem configurações distintas para direcionamento de fluxo.

### Off-Shore

Na indústria do petróleo este termo é utilizado para especificar atividades marítimas, na área de exploração, perfuração, exploração.

### Piloto do Flare

Sistema que garante a queima do Gás em caso de despressurizações na Planta

### Poço Surgente

Poço que não necessita de auxílio de gás lift para produzir, é capaz de manter seu fluxo máximo sem ajuda de mecanismo auxiliar.

### Processo

Conjunto de atividades ordenadas e inter-relacionadas que transformam insumos em resultados. Refere-se a processos de qualquer natureza conduzidos nas instalações e outras áreas sob a responsabilidade do gerente da Unidade.

### Surgência

A surgência de um poço produtor é o ato do mesmo manter continuidade do fluxo do reservatório p/ a Unidade de Exploração e Produção ( UEP ).

### Stand-by

Equipamento parado, pronto para operar se necessário.

### Torre Contactora

Equipamento responsável pela desidratação do Gás, promove o contato do TEG pobre com o Gás úmido.

### Tanque Arqueado

É a correlação de altura de nível com o volume do tanque.

### Teste

Atividade de ensaiar, medir e avaliar componentes, equipamentos, processos e instalações para verificar a conformidade ou não com requisitos especificados.

### TEG Pobre

Tri-etileno-glicol regenerado com aproximadamente 99,5% de concentração.

### TEG Rico

Tri-etileno-glicol saturado em água.

### Vaso de Flash

Vaso desgaseificador, utilizado no processo de regeneração do Glicol. Tem a função de remover os hidrocarbonetos que ficaram solubilizados no glicol durante o processo de absorção de umidade.