

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

THALES AGOSTINI RIBEIRO BATISTA

**PROPOSTA DE UM ARRANJO EXPERIMENTAL PARA SEPARAÇÃO DE  
CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> POR CENTRIFUGAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS**

JOINVILLE  
2014

THALES AGOSTINI RIBEIRO BATISTA

**PROPOSTA DE UM ARRANJO EXPERIMENTAL PARA SEPARAÇÃO DE  
CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> POR CENTRIFUGAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de Graduação em Engenharia Naval da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Naval.

Orientador: Prof. Jorge Luiz Goes Oliveira, Ph.D.

JOINVILLE  
2014

THALES AGOSTINI RIBEIRO BATISTA

**PROPOSTA DE UM ARRANJO EXPERIMENTAL PARA SEPARAÇÃO DE  
CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> POR CENTRIFUGAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS**

Este trabalho de conclusão de curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Naval, e aprovado em sua forma final pelo Programa de Graduação em Engenharia Naval da Universidade Federal de Santa Catarina.

Joinville, 21 de Novembro de 2014

---

Prof. Lucas Weihmann, Dr. Eng.  
Coordenador do Curso

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Jorge Luiz Goes Oliveira, Ph.D.  
Orientador  
Technische Universiteit Eindhoven

---

Prof. Gabriel Benedet Dutra  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Prof. Vinicius Maladesta  
Universidade Federal de Santa Catarina

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha família por todo o amor e apoio fornecido ao longo da minha vida, sempre me ouvindo e me ajudando a escolher o rumo certo.

Ao meu orientador Jorge Luiz Goes Oliveira pela atenção e paciência ao longo da realização deste trabalho.

A todo o corpo docente da UFSC Joinville pelos seus ensinamentos e conselhos dados ao longo da minha vida acadêmica.

Aos meus amigos pelos momentos de alegria passados durante esta trajetória, e me ajudando nos períodos de dificuldade.

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar uma proposta de arranjo experimental para promover separação de gás carbônico do gás natural através da centrifugação. Etapas de condensação, formação e quebra de filme antecedem a separação por centrifugação, e são fundamentais para reduzir as elevadas taxas de rotação encontradas em centrífugas da indústria nuclear. Serão também apresentadas as dificuldades da exploração de reservas de gás natural devido às altas concentrações de compostos contaminantes. Diversas etapas de produção encontradas na indústria de óleo e gás serão revisadas desde a extração do reservatório até o refinamento, com enfoque em técnicas de separação. Será abordado o funcionamento de um método não convencional, empregando um equipamento centrífugo, recentemente divulgado na literatura para evitar o descomissionamento de poços de gás natural com altos teores de contaminantes. Com base nas informações obtidas, foi proposta uma bancada experimental relatando equipamentos e acessórios necessários ao estudo desta técnica.

**Palavras-chaves:** Descomissionamento, Contaminantes, Separação de Fases, Centrifugação.

## **ABSTRACT**

This work aim to present an experimental setup to promote carbon dioxide separation from natural gas by centrifugation. Condensation steps, formation and film breaks precede a separation through centrifuge are essential to reduce high rates of rotation found in nuclear industries centrifuges. Also, will be shown the difficulties of natural gas reservoirs explorations due to high contaminants concentrations. Several stages in the oil and gas industry will be revised since reservoir's extraction until refining process, focusing on separation techniques. This paper approaches a non-conventional method applying centrifugal equipment, recently released in the literature to avoid decommissioning of natural gas wells with high contaminant levels. Based on obtained information was proposed an experimental setup reporting equipment and accessories required to study this method.

**Keywords:** Decommissioning, Contaminants, Phase Separation, Centrifugation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Plataformas Offshore ao redor do mundo. ....	14
Figura 2 Fluxograma das etapas de extração do petróleo. ....	15
Figura 3 Diferentes configurações de risers. ....	16
Figura 4 Manifolds. ....	16
Figura 5 Lançadores/recebedores de PIG ..... 17	17
Figura 6 Separador de produção. ....	18
Figura 7 Separador de óleo por campo elétrico. ....	19
Figura 8 Torre de desidratação. ....	20
Figura 9 Bateria de hidrociclones. ....	20
Figura 10 Processo de destilação em 3 etapas. ....	22
Figura 11 Visão geral do processo compreendendo refrigeração externa, refrigeração de expansão, separação de fases, a remoção de líquido e recompressão. ....	27
Figura 13 Separador de partículas rotacional durante separação centrífuga do contaminante condensado. ....	30
Figura 14 Comparação do consumo de energia entre o tratamento com amina e o separador centrífugo para vários graus de contaminação- mostrado em termos de poder calorífico inferior (Lower heating value) do gás limpo produzido. ....	31
Figura 15 Diagrama de fases de uma mistura 50/50 de CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub> . ....	32
Figura 17 Diferentes configurações de canais do separador. ....	38
Figura 18 Diagrama do processo de separação. ....	39

## LISTA DE SÍMBOLOS

C	Carbono
H	Hidrogênio
O <sub>2</sub>	Oxigênio
N <sub>2</sub>	Nitrogênio
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
H <sub>2</sub> S	Sulfureto de Hidrogênio
CH <sub>4</sub>	Metano
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
TEG	Tri-Etileno Glicol
PSA	Pressure Swing Adsorption
MEA	Monoetanolamina
ETA	Etanolamina
DEA	Dietanolamina
DIPA	Di-isopropilamina
MDEA	Metildietanolamina
DGA	Diglicolamina
CS <sub>2</sub>	Dissulfeto de Carbono
RPS	Rotational Particle Separator



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	10
2	DESCOMISSONAMENTO OFFSHORE.....	13
3	PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS.....	14
3.1	Etapas de produção.....	15
3.2	Refinamento do petróleo.....	21
4	PROCESSO POR ADSORÇÃO ZEOLÍTICA.....	23
5	TRATAMENTO COM AMINA.....	24
6	SEPARAÇÃO POR CENTRIFUGAÇÃO.....	26
6.1	Processo termodinâmico.....	27
6.2	Separação.....	29
7	PROTÓTIPO DE UM SEPARADOR CENTRÍFUGO PARA MISTURA GASOSA.....	32
7.1	Compressor.....	33
7.2	Trocadores de calor.....	34
7.3	Expansor.....	34
7.4	Tubo de Indução.....	35
7.5	Vasos de armazenamento.....	36
7.6	Tubulação.....	36
7.7	Separador centrífugo.....	36
7.7.1	Seção de entrada.....	37
7.7.2	Filtro.....	37
7.7.3	Entradas e saídas do separador.....	38
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40

## 1 INTRODUÇÃO

A indústria de gás e óleo busca alternativas aos tradicionais processos da produção de gases de queima (ou melhor, o gás natural) e à rejeição dos resíduos gerados. Soluções mais rentáveis e sustentáveis são necessárias para evitar/adiar o descomissionamento de poços e perfuração das novas jazidas em águas profundas; incluindo tecnologias mais acessíveis de separação de fases.

Esse gás surgido debaixo do solo por milhões de anos, foi descoberto entre 6000 a.C. e 2000 a.C. pelo povo Persa, e no ano de 347 a.C. na China. O mesmo teve sua primeira utilização para a iluminação (AGN, 2014) e desde então mostrou ser um componente vital ao fornecimento mundial de energia. É um dos combustíveis mais limpos, seguros e úteis.

Na sua forma pura, pode até ser considerado desinteressante, por ser incolor e inodor. No entanto, a queima do gás natural é reconhecida como uma das mais limpas, praticamente sem emissão de monóxido de carbono. Por não possuir enxofre em sua composição, a queima do gás natural não lança compostos que produzam chuva ácida quando em contato com a umidade atmosférica; contribuindo, assim, para a melhoria da qualidade de vida da população e meio ambiente. Podendo ser utilizada como fonte térmica ou para a geração de potência mecânica, o gás natural adquiriu uma grande influência em nossas vidas.

O gás natural não é formado apenas por uma substância, e sim por um conjunto de hidrocarbonetos gasosos, que refere-se a compostos constituído de moléculas de carbono (C) e hidrogênio (H), e outros gases residuais tais como Oxigênio (O<sub>2</sub>), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Nitrogênio (N<sub>2</sub>), Sulfureto de Hidrogênio (H<sub>2</sub>S) e outros gases raros. A tabela 1.1 mostra a porcentagem de cada componente que compõe o gás natural antes de qualquer processo de refinamento.

Tabela 1.1: Componentes formadores de gás natural.

<b>Composição Típica do Gás Natural</b>		
Metano	CH <sub>4</sub>	70-90%
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0-20%
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0-8%
Oxigênio	O <sub>2</sub>	0-0,2%
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0-5%
Sulfureto de Hidrogênio	H <sub>2</sub> S	0-5%
Gases Raros	A, He, Ne, Xe	≈0%

Fonte: Adaptado de [www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org).

No fim de 2012, segundo a companhia de óleo e gás *British Petroleum* (BP), foram confirmadas cerca de 187,3 trilhões de metros cúbicos de reserva de gás natural em todo o mundo. Esse montante é suficiente para 55,7 anos de produção. O Oriente Médio é detentor de 80,5 trilhões de metros cúbicos (aproximadamente 43% de todo gás natural), seguido pela Europa com 31,2 %. Apesar de possuir a maior parte das reservas, o Oriente Médio não é a região que mais produz (apenas 16,3 %).

O Brasil dispõe por volta de 0,5 trilhões de metros cúbico de reservas comprovadas, o que possibilita a produção de energia proveniente desta fonte. Entretanto, o Brasil tem um consumo de gás natural maior que a capacidade de produção, fazendo com que o governo mantenha parceria com outros países para suprir esse déficit. Tal política contribui de forma deficitária para as contas públicas.

Grandes dificuldades que o Brasil tem encontrado na exploração de petróleo, desde 2006 com a descoberta da camada pré-sal, são a distância da costa até suas reservas e a profundidade (estimada em 7 km). Esse problema requer equipamentos mais sofisticados para perfuração e retirada segura do fundo do mar. A distância dessas reservas da costa brasileira, cerca de 300 km, faz com o sistema logístico necessite de melhor elaboração.

Segundo uma reportagem publicada no Portal Brasil pela Agência Nacional de petróleo (ANP), no dia 3 de fevereiro de 2014, o Brasil bateu recorde de produção no pré-sal em dezembro de 2013, produzindo 12,1 milhões de metros cúbico de gás natural por dia. Sendo que 72% da produção nacional foram de campos marítimos.

Um desafio que vem sendo encontrado na exploração de gás natural, são os teores elevados de gases contaminantes, como o CO<sub>2</sub>. Um publicação na página

eletrônica do Defesanet no dia 4 de dezembro de 2011, a Petrobrás<sup>1</sup> afirmou que não há estudos que concluem sobre a concentração de CO<sub>2</sub> na camada pré-sal, mas alertaram já existir poços com concentrações maiores que na Bacia de Campos, que possui de 8 a 12%.

O CO<sub>2</sub> não é inflamável, diminuindo o poder de combustão do gás natural. Quando este entra em contato com a água forma ácido que prejudica tubulações e equipamentos. Ele também é, em parte, responsável pelo efeito estufa e, dessa forma, deve-se dar atenção ao fim que vai ser promovido quando o mesmo for separado do conjunto de gases que compõem o gás natural.

Para evitar a emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera, uma das técnicas que a Petrobrás vem aplicando após a separação deste do gás natural durante o refinamento é a reinjeção dele nos poços para aumentar a pressão e, conseqüentemente, a produção<sup>2</sup>. Mas isso gera poços cada vez mais contaminados, e assim maiores dificuldades nas separações futuras.

Os métodos atualmente empregados que permitem a separação de CO<sub>2</sub> do Metano, principal componente do gás natural, são absorção por aminas e separação por membranas. Segundo Wissen (2006), o tratamento por amina é utilizado para teores de CO<sub>2</sub> menores que 10%. Este processo utiliza grande quantidade de energia, mesmo apresentando pouco contaminante. O reaquecimento necessário para reciclagem do fluido de absorção é o principal custo. Nesse processo, o gás residual é produzido à pressão atmosférica, resultando em altos custos de compressão para reinjeção. A partir de teores maiores, esse método de separação se torna muito caro.

Reservas contendo altas concentrações de contaminantes não podem ser produzidas economicamente com tecnologias disponíveis atualmente. Por isso, há necessidade de desenvolver métodos de purificação que possa lidar com níveis de contaminação de até 70% em volume de H<sub>2</sub>S e/ou CO<sub>2</sub>. (KOHL *et al*, 1997)

Mais de 16% das reservas de gás do mundo não pode ser produzido devido a seus altos teores de CO<sub>2</sub>, com concentrações maiores que 10%. A tradicional tecnologia de separação fica então inviável economicamente. Com essa motivação, novas tentativas de promover a separação de CO<sub>2</sub> surgiram. Destacam-se técnicas de

---

<sup>1</sup> Empresa de capital aberto, cujo acionista majoritário é o Governo Brasileiro. É um empresa estatal de economia mista. Atua como uma empresa integrada de energia. Está presente em 17 países, além do Brasil, e está entre as 5 maiores empresas de energia do mundo, em termos de valor de mercado.

<sup>2</sup> Notícia fornecida por Reuters Brasil, em abril de 2013.

separação por centrifugação; ver (GOLOMBOK, 2004). O sucesso dessas novas técnicas aumentaria a vida útil dessas reservas em poços mais contaminados.

Existem outras motivações para a captação de CO<sub>2</sub>. Segundo a empresa *Air Liquid*, fornecedora de oxigênio e outros gases industriais, o mesmo pode ser utilizado como fluido refrigerante, para congelamento e conservação de alimentos, carbonatação de bebida como refrigerantes, cervejas e águas gaseificadas; em extintores de incêndio, tratamentos de efluentes, neutralização de alcalinos, entre outros benefícios indiretos.

Este trabalho tem como objetivos principais: relatar as etapas de produção de óleo e gás com enfoque nas tecnologias de separações mais utilizadas (líquido/líquido, gás/gás e líquido/gás) e apresentar uma proposta de arranjo experimental para promover separação de gás carbônico do gás natural através da combinação de centrifugação e de processos de condensação, formação e quebra de filme.

## **2 DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE**

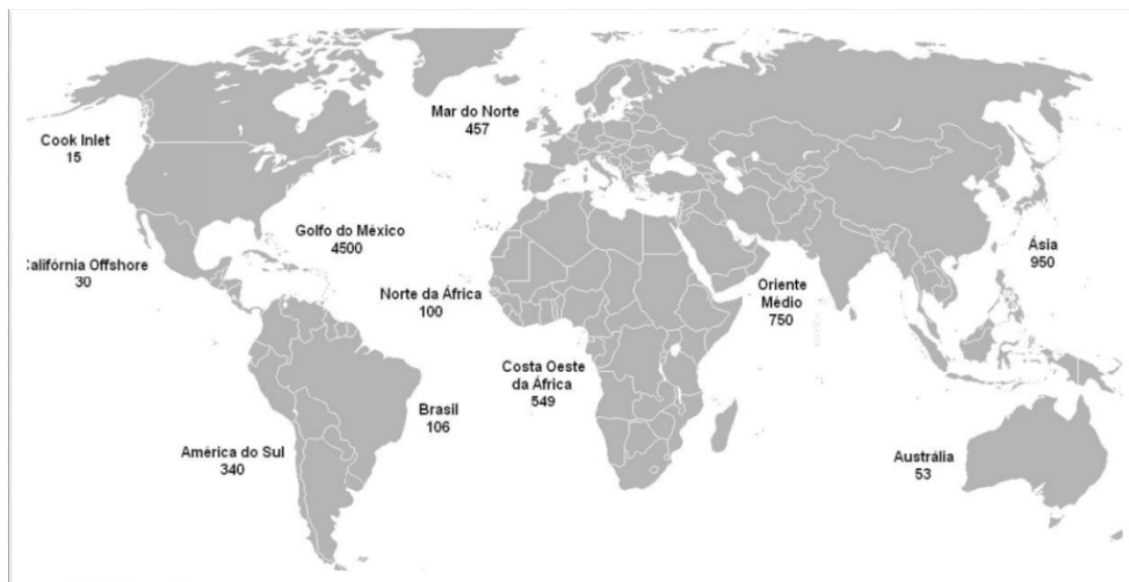
Segundo Ruivo (2001, apud SANTOS, 2011), o descomissionamento é o processo que ocorre no final da vida útil das instalações de exploração e produção de petróleo e gás. Refere-se ao desmantelamento e, na maioria dos casos, na remoção dos equipamentos. Pode ser descrito como a melhor maneira de encerrar a operação de produção no final da vida produtiva de um campo petrolífero.

Segundo Luczynski (2002), diversos fatores podem contribuir para o abandono das instalações. Estes fatores, melhor definidos como razões, podem ser classificados como econômicos (como a produção antieconômica e a sazonalidade), técnicos (esgotabilidade das reservas de petróleo) e políticos.

De acordo com Ferreira (2003) apud Santos (2011), calcula-se que aproximadamente 7.850 plataformas de produção de petróleo e gás estão instaladas nas plataformas continentais de mais de 53 países ao redor do mundo, como mostra a figura 1. O Brasil possui cerca de 105 plataformas offshore (FERREIRA, 2003). Estas estruturas são projetadas e construídas para se adaptarem em um campo designado para a produção de petróleo ou gás por, ao menos, 20 a 30 anos.

A maior parte das plataformas que operam hoje já estão aproximando-se do final da produtividade. Cerca de 6500 instalações em todo o mundo devem ser descomissionadas até 2025. (Santos, 2011).

Figura 1 Plataformas Offshore ao redor do mundo.



Fonte: Ferreira,2003.

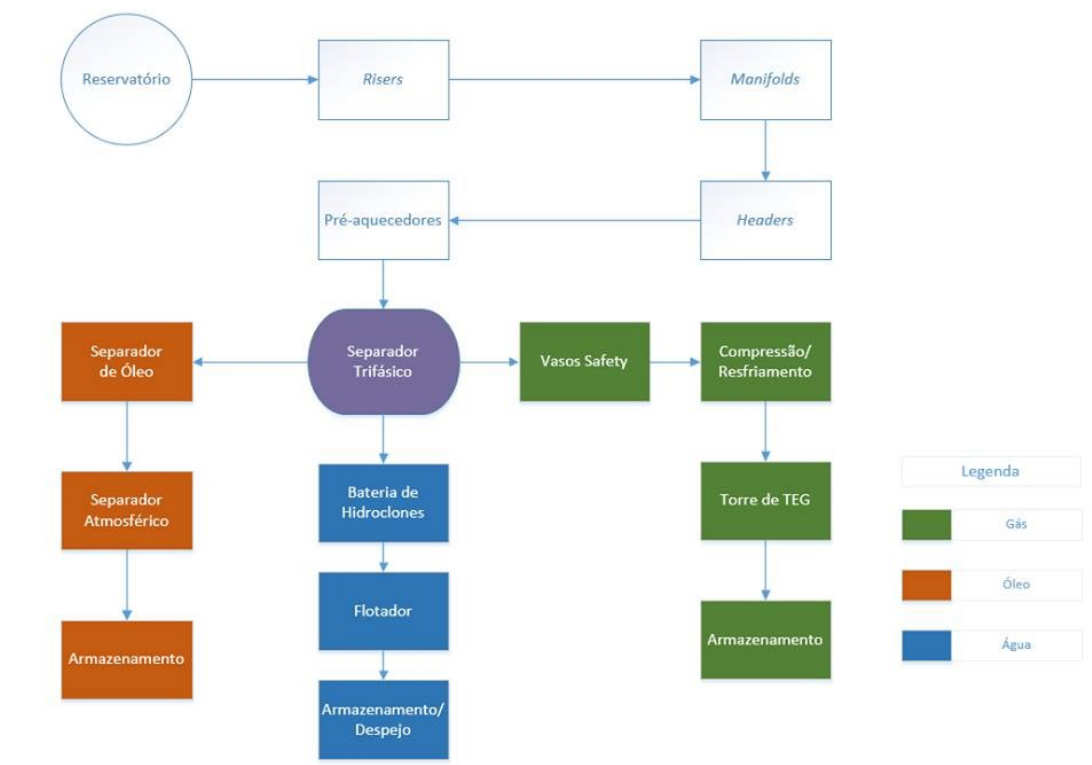
### 3 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Neste capítulo, serão apresentadas as etapas mais relevantes do processo de produção de óleo e gás, desde a extração dos poços até o envio às refinarias, as informações colocadas a seguir foram retiradas de material promocional da Petrobrás S.A. Em seguida, os processos de refinamento utilizados para separação de fases dentro da cadeia produtiva de óleo e gás serão descritos.

### 3.1 Etapas de produção

O fluxograma abaixo mostrado pela figura 2 apresenta todos os caminhos a serem percorridos pelo petróleo desde os poço de extração até seu armazenamento.

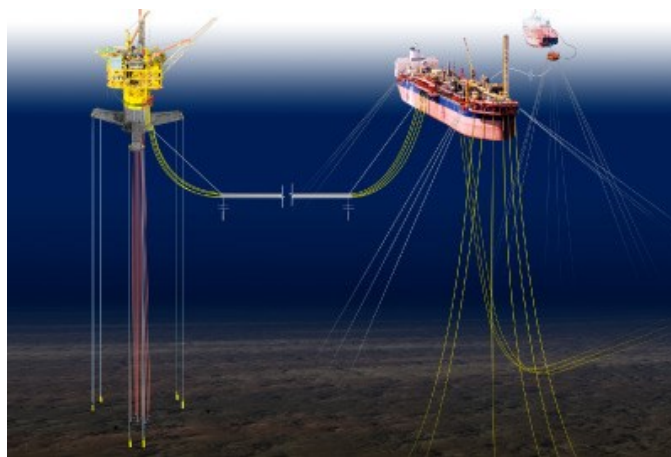
Figura 2 Fluxograma das etapas de extração do petróleo.



Fonte: Autor.

As reservas de petróleo geralmente ficam a alguns quilômetros de profundidade, e com isso, são trazidos até a superfície através de *risers*, que são tubos que conectam estruturas flutuantes ou plataforma perfurante aos reservatórios. Esses tubos são resistentes e capazes de suportar as grandes pressões exercidas pelas colunas de água. A figura 3 mostra algumas configurações de *risers* que são utilizados.

Figura 3 Diferentes configurações de risers.



Fonte: ringzone.com

Esses estão conectados aos *manifolds*, que são um conjunto de válvulas e instrumentos de controle, que permite uma melhor automação e flexibilidade da produção. No próprios *manifolds*, existem os lançadores e recebedores de PIG, estes são um dispositivo cilíndrico ou esférico com a função de limpar o interior dos dutos, que por ação mecânica, removem parafina e outras substâncias que aderem as paredes internas. Os *manifolds* alinham o petróleo para os *headers*, que são responsáveis pela sua coleta. O *headers* são as tubulações que irão encaminhar óleo até os pré-aquecedores. As figuras 4 e 5 ilustram alguns dos componentes citados.

Figura 4 Manifolds.



Fonte: Trime,C.A.



Figura 5 Lançadores/recebedores de PIG



Fonte: Petrobrás.

No pré-aquecedor, o petróleo é elevado a uma temperatura acerca de 48° C e depois enviado para um aquecedor de produção. Nesse último ocorre troca de calor através de tubos com escoamento de vapor de água acerca de 180°C, e o óleo tem sua temperatura elevada até 80°C; temperatura ideal para o processo de separação.

Pronto para a separação, o petróleo é direcionado para até o separador de produção, que por um controle de temperatura, pressão e nível de interface, utiliza um agente desemulsificante adequado. Dessa forma, o conjunto de óleos, gases e água (e outros líquidos) pode ser tratado individualmente nos sistemas a seguir. A figura 6 mostra um separador trifásico onde gás, água e óleo são separados. Passado pelo separador de produção, as três fases (óleos, água e gases) seguem caminhos diferentes para serem melhores tratados.

Figura 6 Separador de produção.



Fonte: Octopus®.

O óleo segue então para um tratador de óleo que tem como função ajustar a quantidade de água, sedimentos e salinidade do óleo. Como meio de desemulsificação, utiliza-se um campo elétrico de corrente alternada, causando uma atração entre as gotas de água e, posteriormente, promovendo a decantação destas gotas. O óleo passa por um trocador de calor para o resfriamento, até atingir cerca de 53°C. Após resfriado, ele é direcionado para um separador atmosférico, onde é efetuada a recuperação dos gases restantes (enviados à etapa de processamento de gases). O óleo assim está pronto para ser armazenado nos tanques de carga. A figura 7 mostra o equipamento responsável pela separação do óleo.

Figura 7 Separador de óleo por campo elétrico.



Fonte: Galp Energia.

O gás proveniente do separador de produção, antes de ser armazenado, deve ser desidratado e comprimido. Como o gás ainda contém partículas líquidas vindas do estágio anterior, são utilizados vasos que cumprem a função de separar líquido do gás, conhecidos como vasos *safety*. Minimizando os riscos de partículas líquidas seguirem para o compressor e causarem danos ao mesmo, os gases então seguem para os compressores e depois são resfriados. Nesse estágio, um vaso de separação coleta o condensado após compressão e resfriamento. Após resfriado, o gás segue para a torre de TEG (Tri-Etileno-Glicol), que seria a torre de desidratação. Na torre de TEG, ocorre a absorção de água, e apenas o gás segue para seu último estágio de compressão e, em seguida, armazenamento. A figura 8 ilustra a torre de TEG.

Figura 8 Torre de desidratação.



Fonte: FLEXIM.

Por fim, após o separador de produção, a água passa por uma bateria de hidrociclones; ver figura 9. Parte do óleo carregado pela água é então removido e direcionado para o sistema de tratamento de óleo. Em seguida, a água quase isenta de óleo é aquecida e passa pelo flotador, cuja função é o tratamento da água até atingir uma quantidade de óleo menor que 15 ppm. Em seguida, a água tratada é armazenada em tanques antes do despejo no mar, minimizando danos ambientais.

Figura 9 Bateria de hidrociclones.



Fonte: ESPIASA

De forma sucinta, o processo de separação de óleo, gás e água em plataformas e navios de extração de petróleo foi descrito. A seguir será abordado as etapas de refinamento para a obtenção dos produtos provenientes do petróleo.

### **3.2 Refinamento do petróleo**

Uma vez separado e armazenado, o óleo é levado a uma unidade de refino. Isso é necessário por não se tratar de uma substância pura, mas sim uma mistura de compostos orgânicos e inorgânicos, com predominância de hidrocarbonetos. Estes últimos servem principalmente como óleo combustível. Mas, para que esse potencial energético possa ser aproveitado, é necessário um desmembramento com padrões estabelecidos, conhecidos como frações. Trata-se, na verdade, de mais processos de separação de fases.

Não existem dois petróleos iguais. Por terem, composições complexas, essas diferenças vão influenciar tanto no rendimento quanto na qualidade das frações geradas. Por isso, o objetivo do processo de refino é claro: atingir derivados de petróleo com alta qualidade e, portanto, elevado valor comercial. Para uma determinada indústria regional, certos derivados são mais requeridos. Da qualidade e da quantidade exigida por tal indústria, surge a necessidade de unidades de processamento particulares, atendendo as demandas locais.

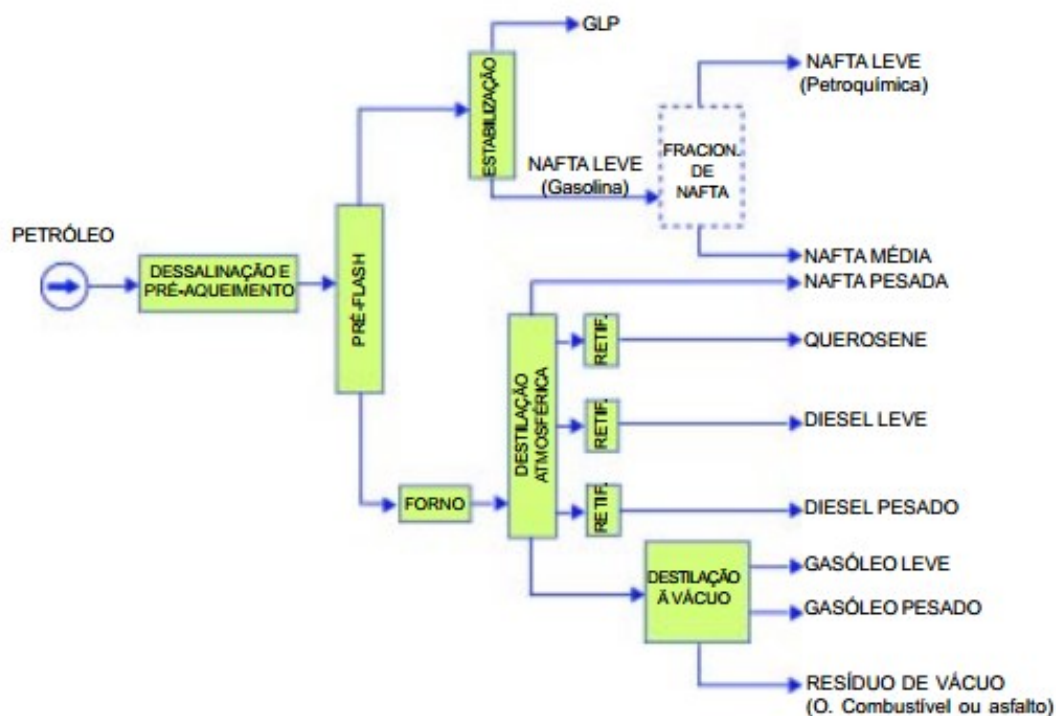
Os principais objetivos do refinamento do petróleo são a produção de combustíveis e matérias-primas petroquímica, além da produção de lubrificantes básicos e parafina. No Brasil, a produção de combustíveis é predominante devido à alta demanda. É fundamental a produção de frações destinadas à obtenção de GLP, gasolina, diesel e outros (ABADIE, 1999).

Como explicado acima, o refino tem como objetivo desconjuntar as frações básicas do petróleo, processando cada fração até obter um composto específico. Tais processos combinam ações termodinâmicas (alterações de pressão e temperatura) e químicas (reações através de solventes). Dentre os vários processos, a destilação é o primeiro estágio no processo de separação de fases.

A destilação é um processo de separação das partes que constituem um líquido miscível, fundamentado na diferença de ebulição de cada parte individual. As

temperaturas de ebulição dos hidrocarbonetos aumentam com o crescimento de suas respectivas massas molares. Variando-se as condições de aquecimento, é possível vaporizar compostos leve, intermediários e pesados. Posteriormente, as frações são separadas pela condensação das mesmas. Também ocorre a formação de um resíduo muito pesado que não pode ser vaporizado nas condições de temperatura e pressão impostas no processo. A unidade de destilação pode ser dividida em 3 etapas principais, são elas dessalinação, destilação atmosférica e destilação a vácuo, mostradas na figura 10.

Figura 10 Processo de destilação em 3 etapas.



Fonte: Abadie,1999.

O petróleo deve passar por um processo de dessalinização antes de entrar na seção de fracionamento para remoção de sais, águas e partículas, pois podem causar danos a unidade de operação.

O óleo pré-aquecido recebe água para misturar com a água residual, sais e sólidos presentes. Através de uma válvula misturadora é provocado um contato entre a água injetada e as impurezas. Em seguida, essa mistura penetra no vaso de dessalinização, passando através de um campo elétrico de alta tensão. As forças

elétricas provocam uma junção das gotículas de água, coalescendo-as e por consequência tornando-as mais pesadas. O aumento de inércia promove deposição no fundo da dessalgadora, levando consigo sais e sedimentos.

Após o pré-aquecimento, o óleo cru é aquecido até uma determinada temperatura para que possa vaporizar apenas produtos que serão retirados na torre de destilação atmosférica. Caso a temperatura seja elevada acima dessa temperatura-limite, pode haver decomposição das frações pesadas contidas no óleo. Esta temperatura, segundo Abadie (1999), é de aproximadamente 400° C.

Alcançado essa temperatura, a mistura de óleos entra na zona de vaporização ou “zona de flash”, onde ocorre a separação da parte vaporizada. Esta última segue para a parte superior da torre, enquanto a parte líquida fica no fundo do tanque. As torres possuem bandejas em seu interior, permitindo a separação dos óleos presentes através de diferentes pontos de ebulição. Depois de condensados, estes são recolhidos. Os componentes mais leves, GLP e Nafta leve, não condensam em nenhuma das bandejas. Escoam pelo topo e são condensados em trocadores de calor fora da torre.

O resíduo remanescente da destilação atmosférica tem utilidade única como óleo combustível. Porém, encontra-se nesse resíduo o gasóleo, de grande potencial econômico. Devido a uma temperatura de ebulição maior que 400° C, é necessário um processo de destilação a vácuo. Reduzindo a pressão interna, a temperatura de ebulição dos compostos também é reduzida, possibilitando a retirada dos gasóleos. Os resíduos do processo de vácuo podem ser vendidos tanto como óleo combustível como asfalto (ABADIE,1999).

Entre os processos de separação ainda pode ser destacado o processo de craqueamento catalítico. Esse promove a mistura do gasóleo (proveniente da destilação a vácuo) com um catalisador a uma alta temperatura. Essa mistura causa a quebra das cadeias moleculares, originando uma combinação de compostos que serão fracionados. Este processo tem como principal objetivo a produção de GLP e Nafta (ABADIE,1999).

#### **4 PROCESSO POR ADSORÇÃO ZEOLÍTICA**

O processo de adsorção em zeólitas (aluminossilicatos hidratados com uma estrutura cristalina de geometria precisa e poros de tamanho uniformes) é um método

bastante utilizado em separação de gases. Esse é baseado na aderência de uma solução à superfície de um sólido. Propriedades de materiais como as zeólitas (capazes de adsorver  $\text{CO}_2$  das correntes gasosas) têm sido bastante pesquisadas como uma alternativa limpa e econômica de recuperação desse gás (NEVES, 2005).

As zeólitas diferem de outros tipos de adsorventes pela alta capacidade de adsorção a baixas concentrações e pela atração de compostos orgânicos insaturados e moléculas polares, como é o caso do gás carbônico.

Cita-se como exemplo a tecnologia PSA (*Pressure Swing Adsorption*). Trata-se de um processo onde há escoamento de uma mistura de gases, sob pressão, por um leito contendo um adsorvente com alta superfície específica. Parte dos componentes da mistura é retido nesse adsorvente (NEVES, 2005).

Segundo Neves (2005), os efeitos do aumento da vazão de alimentação é negativo, ocorrendo uma diminuição da eficiência de adsorção do  $\text{CO}_2$ . Para diminuir a concentração de  $\text{CO}_2$  no produto, deve-se utilizar baixas vazões e altas pressões.

## 5 TRATAMENTO COM AMINA

O processo de absorção química utilizando soluções de aminas é muito empregado na remoção de gases ácidos como sulfeto de hidrogênio e dióxido de carbono, presentes no gás natural e na indústria petroquímica (TEIXEIRA, 2003).

Apesar da existência de outros compostos orgânicos aptos para a captação desses gases ácidos, há alguns fatores que devem ser assegurados para o devido uso. Destacam-se a seguir alguns critérios necessários: baixa viscosidade a uma reduzida pressão de vapor para permitir operações com excesso de perdas por evaporação; ação não corrosiva, reatividade seletiva com compostos ácidos das correntes gasosas, possibilidade de regeneração fácil e completa, além de um mecanismo degradativo lento (TEIXEIRA, 2006).

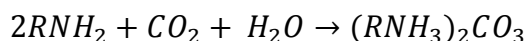
Os solventes mais utilizados no processo de absorção química de gases ácidos em gases de queima são: monoetanolamina (MEA) ou etanolamina (ETA), dietanolamina (DEA), di-isopropilamina (DIPA), metildietanolamina (MDEA) e diglicolamina (DGA). Cada um deles possui características de tratamento e tendência de degradação únicas (CARLSON, 2001).



O solvente mais utilizado para o tratamento de gases com baixas concentrações de CO<sub>2</sub> e com contaminantes como COS e CS<sub>2</sub> é o MEA. Esse é ideal para o tratamento de gases a baixa pressão. Suas vantagens são o baixo peso molecular (que proporciona uma alta capacidade de absorção em baixas concentrações), alta alcalinidade e fácil recuperação. A principal desvantagem é a formação de subprodutos (TEIXEIRA, 2006)

Para quantidades maiores de COS e CS<sub>2</sub> e na presença de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, o solvente mais utilizado em refinarias é o DEA. Suas principais desvantagens são a recuperação da solução, que exige uma destilação a vácuo, e a reação com CO<sub>2</sub> que produz subprodutos irreversíveis (TEIXEIRA, 2006).

A absorção de CO<sub>2</sub> é obtida através da exposição do gás a uma solução de amina, que reage com o gás carbônico em uma reação de neutralização ácido-base e forma um sal carbonatado solúvel. A Equação 1 mostra essa reação (STRAZISAR, 2001).



A equação é reversível, permitindo que o CO<sub>2</sub> seja liberado por aquecimento na coluna de regeneração da MEA carbonatada. Idealmente, a amina não é consumida e então é reciclada de maneira contínua (STRAZISAR, 2001).

Um grande problema com o processo de absorção com MEA é a sua degradação ao longo do tempo. Os subprodutos da degradação do solvente são conhecidos por diminuir a eficiência de captura do CO<sub>2</sub>, provocando também um processo de corrosão da máquina. Em compensação, é possível destilar a amina para remover os subprodutos. A adição de novas aminas no sistema reduz o problema mencionado (STRAZISAR, 2001).

A utilização dessa tecnologia para captura de gases contaminantes de combustíveis fósseis, seja em terra ou oceano, é altamente custosa, devido a energia utilizada para a reciclagem dos absorventes utilizados; sem mencionar os custos associados ao transporte e injeção de CO<sub>2</sub>. Claramente, o método de captura de CO<sub>2</sub> por absorção química poderia ser aperfeiçoado, seja pela limitação ou eliminação da degradação das aminas (STRAZISAR, 2001).

## 6 SEPARAÇÃO POR CENTRIFUGAÇÃO

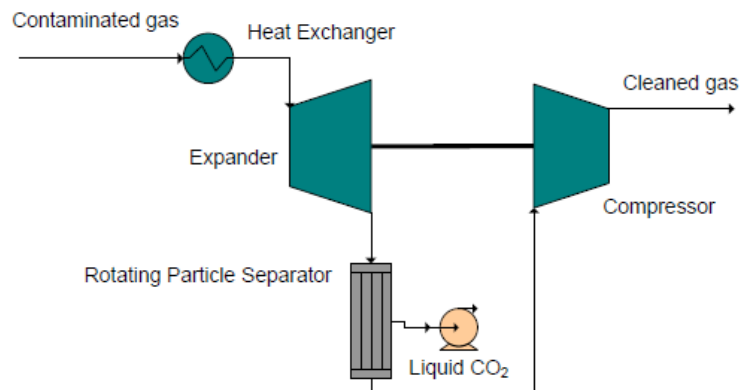
A tecnologia de separação de fases por centrifugação é tradicionalmente utilizada para o enriquecimento de urânio em plantas nucleares. Devido às limitações econômicas dos métodos tradicionais para a descontaminação por CO<sub>2</sub> dos poços de gás natural, a centrifugação é um objeto de estudo para uma possível alternativa na produção de gás natural.

O chamado C3-Sep (*Condensed Contaminant Centrifugal Separation*) consiste na separação de uma mistura gasosa em duas etapas: o resfriamento do gás até o ponto no qual o contaminante gasoso se torne líquido, formando uma névoa de microgotículas; e a separação dessa névoa utilizando um separador de partículas rotacional (RPS). Este conceito é adequado para a remoção de CO<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>S do gás natural uma vez que não há alta demanda de energia e seus processos mecânicos possuem escala de tempo reduzida (WISSEN, 2006).

O separador de partículas rotacional é um simples método para tornar gases altamente contaminados em gases com percentual baixo de contaminação. Além da instalação ser compacta, a energia requerida para o trabalho é apenas uma pequena fração do valor de aquecimento produzido pelo metano. O RPS é um processo barato que torna reservas altamente contaminadas quase tão econômicas de serem produzidas como aquelas reservas pouco contaminadas (BROUWERS *et al*, 2010).

O núcleo do RPS é um elemento rotativo, um conjunto de canais, contidos em um cilindro que gira em torno do seu eixo. Quando as gotículas de líquido (obtidas anteriormente por processo de condensação) são conduzidas através dos canais de rotação formam um filme líquido. Ao fim do canal ocorre a quebra desse filme e, assim, a força centrífuga faz com que essas partículas (gotas) sejam direcionadas à parede do cilindro. A distância radial percorrida por essas gotas é pequena se comparada ao comprimento do canal; ver KROES, 2010. A figura 11 ilustra o processo utilizado neste método de separação de forma simplificada.

Figura 11 Visão geral do processo compreendendo refrigeração externa, refrigeração de expansão, separação de fases, a remoção de líquido e recompressão.



Fonte : Willems ,2009.

## 6.1 Processo termodinâmico

Para conseguir uma separação de dois gases de uma maneira atrativa economicamente, um dos componentes tem que ser transformado em uma fase capaz de forma partículas. Isto pode ser atingido através de resfriamento e condensação. Um vez que os gases nos reservatórios já estão comprimidos, com pressões que variam de 130 a 450 bar, a expansão é usada para obter o resfriamento necessário para condensar o gás contaminante. (WISSEN, 2006). Para isso uma turbina de expansão é aplicada. O trabalho obtido pela turbina pode ser reaproveitado ao acionar uma unidade de compressão, reestabelecendo a pressão anterior do sistema.

A redução de pressão e o resfriamento promovidos pelo expansor são suficientes para condicionar a mistura gasosa a duas fases (líquido/gás). A fase do gasosa dos produtos de expansão é rica em metano. Já a fase líquida é rica em dióxido de carbono. Este processo não leva a uma boa separação líquido-gás espontaneamente. Entre a expansão e a fase de separação, as microgotículas devem “crescer” e coalescer o suficiente para que possam ser separadas. Este crescimento é feito por coagulação, baseando-se na mobilidade das partículas.

Considere um fluxo de alimentação ( $Q_f$ ) de gás contaminado que é dividido em um fluxo limpo ( $Q_c$ ) e um fluxo de resíduo ( $Q_w$ ) rico em  $\text{CO}_2$ . Pela equação da conservação da massa, temos:

$$Q_f = Q_c + Q_w$$

Definindo  $x_i$  como a concentração de metano nos três fluxos (onde  $i = f, c, w$ ) então o balanço de massa de metano nos fornece:

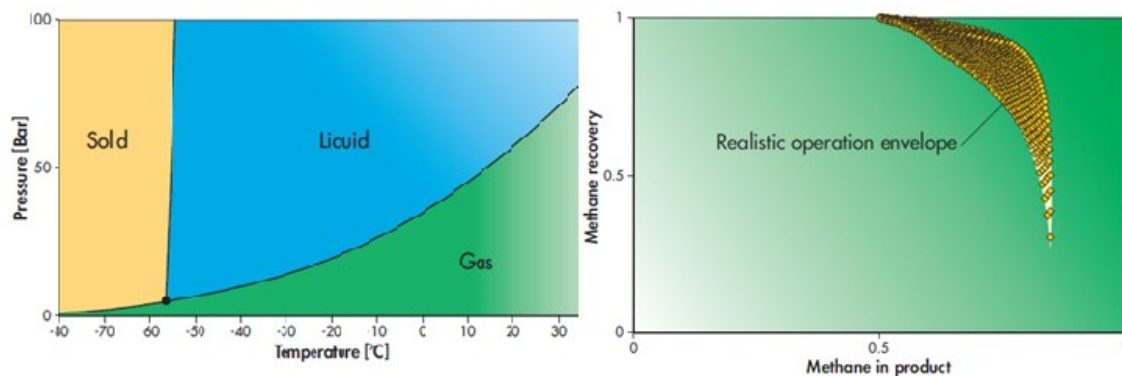
$$x_f Q_f = x_c Q_c + x_w Q_w$$

A condição desejada é ter a maior concentração de metano possível na corrente de gás do produto final. Simultaneamente, é preciso minimizar a perda de metano no fluxo de resíduo líquido. Isso corresponde a maximizar um coeficiente de recuperação  $r$  dado por:

$$r = \frac{x_c Q_c}{x_f Q_f}$$

A partir da composição  $x_f$  e do fluxo de alimentação  $Q_f$ , é calculado a quantidade de metano no gás de produto final e no gás de resíduo. Esse cálculo é obtido através em cartas termodinâmicas para a pressão e temperatura  $p$  e  $T$  em questão. Os demais valores podem ser encontrados utilizando as equações acima. Entretanto, há uma faixa ampla de condições de  $p$  e  $T$  que correspondem as soluções para  $x_c$  e  $x_w$ . É preciso encontrar valores realísticos que otimizam a recuperação  $r$ .

Figura 12 Diagrama de fase do CO<sub>2</sub> mostrando ponto triplo em 5 bar e -56 °C (esquerda) e Recuperação de metano em função da concentração de metano no produto - foi utilizada uma mistura de gás 50/50 de CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> (direita).



Fonte: Wissen, 2006.

A figura 12 à esquerda mostra em que condições de pressão e temperatura haverá formação de CO<sub>2</sub> líquido. Uma pressão de 5 bar e um temperatura de até -56°C são os valores mínimos das condições termodinâmicas. Na figura à direita é apresentada a recuperação de metano pela concentração de metano no produto para uma faixa de pressão e temperatura. Esse resultado foi obtido através de uma equação cúbica de estado baseado no modelo de Soave-Redlich-Kwong, que relaciona pressão,

temperatura e volume do gás para obtenção de um diagrama de fases para a mistura. Essa figura mostra que é possível atingir alta recuperação de metano para determinado estado termodinâmico (pressão e temperatura adequados) em uma dada concentração. Deve-se maximizar a concentração de metano no fluxo de produto (WISSEN, 2006).

Normalmente quanto maior a pressão, maior o enriquecimento. Porém, uma menor taxa de recuperação é obtida devido à dissolução de metano na fase líquida. Com apenas  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$  na mistura (observe que o gás natural é na verdade uma mistura contendo outros gases), é difícil alcançar concentrações maiores que 85% em mol de  $\text{CH}_4$  no produto gasoso (WISSEN, 2006).

A questão é escolher condições ótimas de operação do separador para pressão e temperatura. Se houver muita expansão, a temperatura será suficiente baixa, mas a pressão será muito baixa para que ocorra liquefação. Se houver restrição de expansão, haverá pressão suficiente, mas o resfriamento não será ideal. Uma verificação para várias condições de temperatura e pressão mostra que uma expansão até níveis de pressão entre 25 e 30 bar, com uma pressão de entrada acima de 100 bar, possibilita uma separação de fases significativa (WISSEN, 2006).

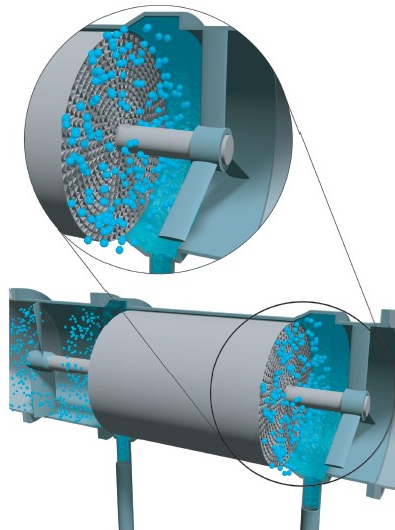
De acordo com Wissen (2006), no ponto de vista da engenharia, uma pressão de entrada de 102 bar em um expansor é suficiente para recuperar 95% do metano no gás do produto com uma concentração em torno de 67%. A separação de fase só é iniciada pela expansão e completada ao final do período de coagulação, onde o estado líquido é materializado em gotas de alguns microns em tamanho. Na sequência, a separação líquido-gás ocorre no separador de partículas rotacional.

## 6.2 Separação

Nesta seção é discutida a dinâmica da remoção de gotas. Segundo Wissen (2006), o processo de condensação (o aumento do tamanho da gota) precisa ocorrer em um tempo muito curto para tamanhos de gotas bem pequenas. A princípio um ciclone padrão seria capaz de fazer isto, porém para gotas muito pequenas é requerido um tempo de residência mais longo, e isto é difícil de realizar quando a quantidade de matéria é muito grande. A vantagem do separador de partículas é que ele permite que

isso ocorra mais rapidamente e em grandes quantidades de matéria e para gotas menores. A figura 13 ilustra de maneira simplificada o separador.

Figura 13 Separador de partículas rotacional durante separação centrífuga do contaminante condensado.

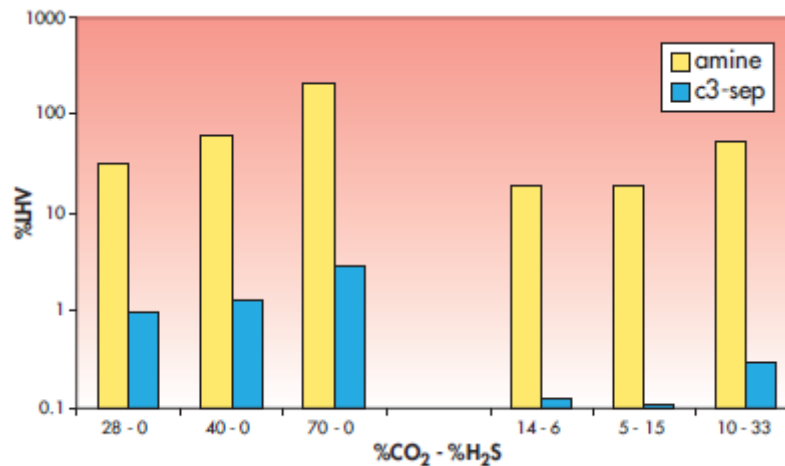


Fonte: Wissen,2006.

O RPS é composto por um corpo cilíndrico com um número grande de canais orientados axialmente. O conjunto é montado por rolamentos e a rotação é induzida pela agitação do alto fluxo de gás. As gotículas dentro dos canais irão formar um filme. A quebra do filme se dará pela ação da força centrífuga ao fim dos canais, movendo o líquido (agora na forma de grandes gotas) radialmente para a parede externa; ver figura acima. As gotas chegam até uma coletora na parede externa, formando novo filme líquido que deixará o RPS.

Segundo Van Wissen, pode-se expressar o tamanho crítico separável da gotícula em função de três variáveis. São elas: a taxa de fluxo  $Q_f$  (fluxo de alimentação da corrente de gás),  $\tau$  o tempo de residência no separador e  $\varepsilon$  o consumo de energia específica. A Figura 14 compara o consumo de energia para alguns níveis de descontaminação. Fica evidente que este processo de separação é favorável em termos de consumo de energia.

Figura 14 Comparação do consumo de energia entre o tratamento com amina e o separador centrífugo para vários graus de contaminação- mostrado em termos de poder calorífico inferior (Lower heating value) do gás limpo produzido.



Fonte: Wissen,2006.

Com isso, Wissen concluiu que a aplicação deste processo representa potencial redução na escala dos equipamentos de separação. E assim, é possível reduzir a energia consumida para descontaminação de gás natural. As pressões e temperaturas devem ser projetadas de forma que o metano dissolvido em gotículas e os gases poluentes no metano sejam mínimos. Dessa forma, é assegurado um máximo enriquecimento do fluxo de produto e diminuição no fluxo de resíduo. No caso de alto grau de contaminação, será necessário repetir o processo a fim de obter maior purificação (regeneração).

Como o capital e despesas operacionais são baixos, uma exploração mais rentável é possível. Para um campo de gás natural produzindo a uma taxa de 100 kg/s e contaminado com 50% de CO<sub>2</sub>, a tubulação de nucleação pode ser estimada com 10 metros de comprimento e raio de 1 metro. O RPS teria o mesmo raio e um comprimento de 0,5 metros, girando com uma velocidade periférica de 50 m/s (velocidade muito inferior se comparado aos processos de centrifugação de urânio onde ocorre separação gás-gás por difusão de massa). As pressões e temperaturas promovidas pela turbina devem ser da ordem de 25 bar e -50°C.

Outra vantagem é que esse processo gera CO<sub>2</sub> e/ou H<sub>2</sub>S a altas pressões, possibilitando a reinjeção desses de volta aos reservatórios de origem e, dessa forma, maior vida útil na extração dos poços.

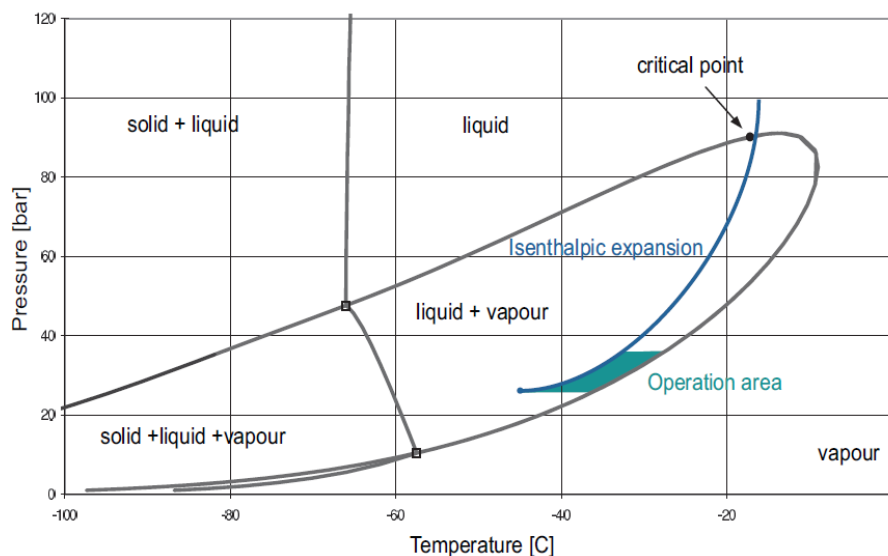
## 7 PROTÓTIPO DE UM SEPARADOR CENTRÍFUGO PARA MISTURA GASOSA

Com a motivação dos resultados positivos obtidos na literatura, é proposto um arranjo experimental para que futuramente possa ser estudado e testado diferentes configurações do separador e composições da mistura para atingir uma maior recuperação de metano de uma mistura gasosa  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$ .

Primeiramente é necessário trazer essa mistura até condições termodinâmicas que sejam possíveis a realização da separação pelo método em estudo. Ou seja, altera-se a pressão e temperatura do gás até formar uma fase líquida. A partir disto, as fases são direcionadas ao separador centrífugo, que através de forças tangenciais, conduzem a fase líquida para a parede do separador após passagem pelo núcleo do separador. Cada fase, líquida e gasosa, é armazenada em compartimentos específicos.

Para saber que condições termodinâmicas serão requeridas para formação de uma segunda fase da mistura, deve-se conhecer a composição da mistura. Veja, por exemplo, o diagrama de fases de uma mistura 50/50 de  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  gerado através de uma equação extendida de Soave-Redlich-Kwong pelo autor Willems (2009). A figura 15 mostra pressões e temperaturas exigidas para que haja formação da fase líquida.

Figura 15 Diagrama de fases de uma mistura 50/50 de  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$ .



Fonte: Willems,2009.



Para realização do experimento, inicialmente mistura-se metano puro com dióxido de carbono. Tomando como base uma mistura de 50/50 por conhecer-se o diagrama de fase, torna-se a seleção de equipamentos um pouco mais simplificada. Direciona-se a mistura para uma vaso de armazenamento. Pela figura 15 nota-se que há necessidade de comprimir a mistura gasosa e resfriá-la para que seja possível a formação de uma fase líquida.

Com a compressão do gás, a temperatura aumenta. Utilizando um refrigerador por água, diminui-se a temperatura da mistura. Em seguida, o gás sofreria uma expansão diminuindo sua temperatura e pressão para alcançar as condições adequadas para o início da formação da fase líquida, começando com pequenas gotículas.

Anterior à entrada da mistura bifásica no separador rotacional, é necessário que haja um tempo para que as gotas possam crescer a ponto de tornar possível a separação. Há a necessidade da utilização de um tubo isolado termicamente, para que haja tempo das partículas crescerem e coagularem, ou seja, aumentarem de tamanho devido ao choque entre elas.

Formadas as gotas maiores, o fluxo entrará no separador rotacional para a formação de filme e posterior separação por quebra de filme em centrifugação. O líquido será coletado na parede e armazenado em vasos. O gás do separador terá outro reservatório.

Em alguns pontos da bancada, será necessário a presença de sensores de medição de temperatura e pressão, como de vazão para que haja um controle das condições do gás dentro do sistema. Será também necessário um dispositivo para medir composição do gás e do líquido ao final do processo.

## **7.1 Compressor**

O equipamento a ser selecionado para comprimir a mistura deve ser escolhido a partir da faixa de pressão de saída desejada. De acordo com o fabricante Dinattec (ver sua página eletrônica - [dinattec.ind.br](http://dinattec.ind.br)), compressores a diafragma são totalmente estanques, evitando qualquer tipo de vazamento ou contaminação dos gases no seu interior. Também podem ser utilizados para gases corrosivos e tóxicos, e possuem rotação e nível de ruído baixos.

## 7.2 Trocadores de calor

Devido a compressão, a mistura tem sua temperatura também aumentada. Para que possa haver formação líquida, dois trocadores de calor são propostos. O primeiro, para diminuir a temperatura utilizando um fluxo de água, e o segundo realizaria o resfriamento com o fluxo de líquido enriquecido de CO<sub>2</sub> vindo do separador para atingir temperaturas ainda mais baixas antes do gás ser expandido.

Os trocadores de calor necessitam suportar uma larga faixa de temperaturas e pressões, visto que o primeiro receberá um fluxo quente a alta pressão e o segundo um fluxo refrigerador a uma temperatura bastante baixa. Por não ser uma produção em escala industrial, quanto mais compactos e leves os trocadores melhor.

No segundo trocador de calor, deve-se ter cuidado com o fluxo de líquido vindo do separador. Ao trocar calor o mesmo irá evaporar, formando bolhas que podem influenciar a eficiência da troca de calor.

## 7.3 Expansor

Turbinas são equipamentos bastante utilizados para a expansão de gases. Porém, fluxos de massa nas turbinas geralmente são muito altos e o fluido tem um aumento de energia cinética elevado. (CENGEL *et al*, 2006).

Um alternativa para a expansão da mistura seria a utilização de uma válvula de estrangulamento. Segundo Cengel *et al* (2006, p.195), tratam-se de dispositivos que limitam o escoamento do fluido e causam uma queda expressiva de pressão. Diferente das turbinas, a queda de pressão é atingida sem nenhum tipo de trabalho, e são sempre acompanhadas por uma grande diminuição da temperatura do fluido. Por isso, são amplamente utilizados em refrigeração e condicionamento de ar.

Por serem dispositivo pequenos, o escoamento através delas pode ser considerado adiabático, visto que não há tempo nem área suficiente para que ocorra transferência de calor efetiva. Como não há realização de trabalho, a variação da energia potencial é pequena. Como o aumento da energia cinética é desprezível, o processo

pode ser considerado como isoentálpico sem maiores prejuízos na análise termodinâmica.

Uma válvula que usa o efeito Joule-Thomson na expansão de gases é uma boa escolha para emprego no experimento.

#### 7.4 Tubo de Indução

Uma parte importante no processo de descontaminação é dar tempo para que gotículas formadas pela expansão possam crescer até um tamanho suficiente para serem separadas de maneira mais eficiente. Longos tubos conectando a válvula de expansão a um separador rotacional permitiriam o aumento das gotas devido ao crescimento e à coalescência.

Estes longos tubos deveriam ser preferencialmente isolados do meio externo para que não haja troca de calor e um aumento na temperatura da mistura, causando a evaporação do líquido formado. O isolamento do tubo pode ser feito com materiais isolantes ou através de vácuo. É importante também levar em consideração a pressão necessária que o tubo deve suportar e que o material seja anti-corrosivo. Na figura 16 são apresentados diferentes tamanhos de tubos isolantes.

Figura 16 Tubos isolados a vácuo.



Fonte: CIMC ENRIC.

## **7.5 Vasos de armazenamento**

Devido à diferença de pressão entre os gases da mistura e o ar ambiente, deve-se empregar recipientes fechados e com capacidade de suportar grandes gradientes de pressão. As paredes não devem reagir com os fluidos em questão.

## **7.6 Tubulação**

As conexões entre os componentes previamente citados devem ser de forma que suportem as pressões de trabalho requeridas. Tubulações de aço com revestimento catódico interno e externo são uma opção para conter possíveis corrosões durante o processo. Revestimento para isolamento térmico dos tubos podem ser empregados para que não haja troca significativa de calor com o meio externo.

## **7.7 Separador centrífugo**

Um estudo mais aprofundado desse equipamento é necessário para atingir um grau de separação satisfatório. Deve ser projetado para suportar pressões elevadas. Devido à presença de elementos não robustos, o separador deverá ser equipado com uma válvula de alívio afim de não danificá-lo.

A menor temperatura atingida durante todo o processo é obtida na saída do expensor. Para permitir uma faixa de variação de temperatura, o material pode ser projetado para uma temperatura de trabalho até  $-60^{\circ}\text{C}$ . Abaixo desta temperatura, poderá haver  $\text{CO}_2$  na forma sólida, o que não é desejável para o processo de separação deste arranjo. Um material que pode ser empregado é um aço inoxidável austenítico do tipo AISI 316L, principalmente, por ter boas características de tenacidade em temperaturas extremamente baixas, tornando-o adequado para aplicações criogênicas expostas a choques e impactos. Este material pode ser soldado com métodos usuais, devendo ser evitado a utilização de solda oxi-acetilênica.

Principal parâmetro a determinar a escala de separador é a vazão do fluxo que irá percorrê-lo. Esse parâmetro dependerá da capacidade da vazão do compressor utilizado. A queda de pressão ou o aumento da temperatura dentro do separador deve ser evitado ao máximo. No caso da temperatura, uma solução poderia ser o isolamento térmico entre o equipamento e o meio externo, podendo ser a vácuo ou com materiais isolantes. Para limitar diminuir da pressão, requer-se um estudo para limitação de rotação e comprimento do filtro a ser utilizado, evitando elevada perda de carga.

### **7.7.1 Seção de entrada**

A maneira com que o fluxo da mistura entra no separador deve ser estudado para que haja uma melhor formação da camada líquida nas paredes. A seção de entrada dever ser posta de forma excêntrica ao centro do tubo de indução de forma a evitar que o fluxo entre axialmente. Dessa forma, ocorrerá um movimento de redemoinho (ou um movimento helicoidal) que favorece a separação. As gotas recém formadas do tubo de indução formarão uma camada líquida devido ao choque entre elas. De forma a estudar a melhor direção de entrada da mistura, podem ser inseridos defletores ajustáveis para reajustar o escoamento de entrada.

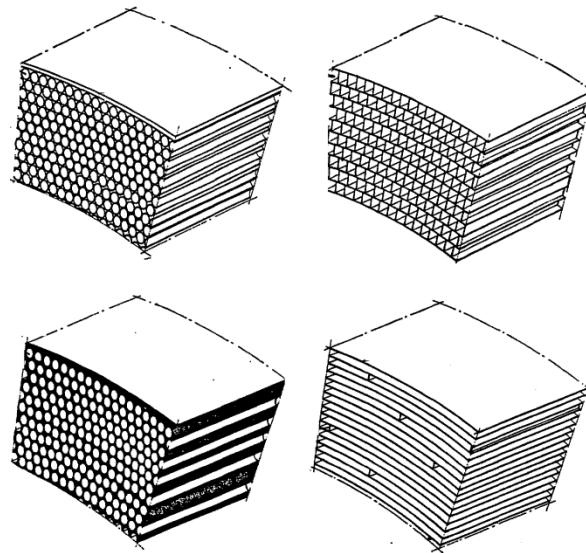
### **7.7.2 Filtro**

Este é o componente mais importante dentre os que compõem todo o sistema. Determinará a eficiência do método abordado. Três parâmetro principais deverão ser estudados no projeto do filtro do separador: a velocidade de giro, o comprimento dos canais que compõem o filtro e a forma destes canais.

O movimento angular do filtro dentro do separador pode ser feito de duas maneiras. A primeira opção seria o movimento induzido pelo movimento helicoidal do fluxo, porém isso geraria uma perda elevada da quantidade de movimento do fluido. A segunda seria acoplar em seu eixo um motor elétrico capaz de variar a velocidade, podendo testar diferentes rotações.

Um estudo mais aprofundado deve ser feito para estudar a interação das gotas com o filme líquido formado no interior do filtro. O comprimento dos canais do filtro influencia diretamente na eficiência de coleta do filme líquido. A figura 17 apresenta algumas possíveis configurações do canal do separador.

Figura 17 Diferentes configurações de canais do separador.



Fonte: Adaptado de Brouwers, 1996.

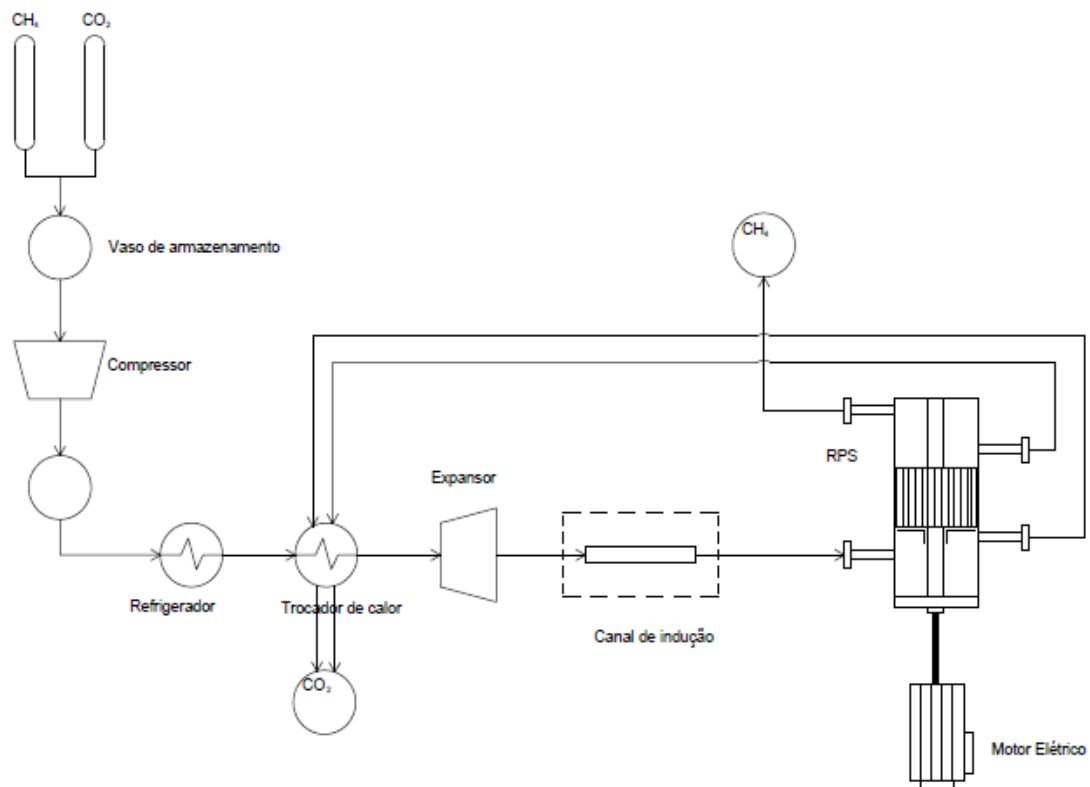
Os diferentes formatos mostrados acima irão gerar perfis distintos de escoamento. É necessário um estudo do comportamento das gotas e do filme no interior desses canais para diferentes formas de filtros.

### 7.7.3 Entradas e saídas do separador

Dois meios de coleta são necessários para a captura condensado. É indispensável uma análise da posição e geometria destes canais de coleta. Devido à formação de gotas maiores anterior ao filtro, um canal de coleta pode ser colocado antes deste elemento. O restante do líquido será coletado após passar pelo filtro, como resultado da formação e quebra de filme e da ação das forças centrífugas. Um segundo ponto de coleta do condensado deve estar disponível.

A figura 18 apresenta um diagrama do arranjo contendo os equipamentos descritos.

Figura 18 Diagrama do processo de separação.



Fonte: Autor.

## 8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As reservas de gás natural estão se tornando cada vez mais contaminadas devido à técnica de reinjeção de  $\text{CO}_2$  para manter a pressão no poço elevada. Procuram-se novos métodos de separação que prolonguem a produção de gás natural em poços convencionais. O método abordado para a separação de uma mistura gasosa composta por  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$  foi testado previamente na literatura, apresentando um grau de descontaminação satisfatório, considerando que a quantidade de energia utilizada ser menor em comparação ao tratamento com aminas.

Os níveis de contaminação para cada reserva são diferentes, não apenas em porcentagens de dióxido de carbono, como também na composição dos gases contaminantes; *e.g.* sulfeto de hidrogênio pode estar presente. É preciso formular novos métodos capazes de maximizar a recuperação dos compostos que interessam à indústria de óleo e gás.

A proposta de um arranjo experimental foi realizada, relatando os equipamentos e sensores necessários para a montagem de bancada. Sugere-se para os próximos trabalhos, o dimensionamento preliminar de cada componente aqui descrito.



## REFERÊNCIAS

ABADIE, E., Processos de Refinação, Petrobras, Rio de Janeiro, 1999.

AGN: Breve História do gás natural. Disponível em: <<http://agnatural.pt/pt/o-gas-natural/breve-historia-do-gas-natural>>. Acesso em: 10 jul. 2014.

AS APLICAÇÕES do diÓxido de carbono, 2014. Disponível em: <<http://http://www.airliquide.pt/pt/as-aplicacoes-do-dioxido-de-carbono.html#.VGpKkZWG-Sp>>. Acesso em: 05 nov. 2014.

BRASIL será 3º maior poluidor com pré-sal, 2011. Disponível em: <<http://http://www.defesanet.com.br/geopolitica/noticia/3827/Brasil-sera-3%C3%82%C2%BA-maior-poluidor-com-pre-sal>>. Acesso em: 09 nov. 2014.

BROUWERS, J.J.H, KEMENADE, H.P. Condensed Rotational Separation to Upgrade Sour Gas, 2010.

Brouwers, Bert (1996) Rotational particle separator: a new method for separating fine particles and mists from gases. Chemical Engineering & Technology, 19 (1). pp. 1-10. ISSN 0930-7516

CARLSON, S., CANTER, S., JENKINS, J., Canadian Gas Treating Solvent Quality Control- Unique Challenges, 2001.

FERREIRA, D.F. Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshore decommissioning: a decision model for the oil industry. Tese (Doutorado em Ciências). Campinas: Programa de Pós-Graduação em Geociências, UNICAMP, 2003.

GLOBO, Petrobras acha óleo leve no Pré-Sal da Bacia de Campos", 08/06/2007.

GNV - gás natural veicular, 2014. Disponível em: <[http://http://www.br.com.br/wps/portal/portalconteudo/segmentosdeatuacao/gasnaturales/!ut/p/c5/04\\_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hLf0N\\_P293QwN3S0s3AyPzkCANx1BTQwMDA6B8JLJ8sKezgZGph0tQkKOToYWjCUm6\\_f09XYG6DVxdPYzNgcqNCEj288jPTdUvyA2NKHdUVAQABEXVjA!!/dl3/d3/L0IDU0IKSWdra0EhIS9JTIJBQUlpQ2dBek15cUEhL1ICSIAxTkMxTktfMjd3ISEvN185TzFPTktHMTBHOTIGMDI3VFJCVU1MTAwMw!!/?PC\\_7\\_901ONKG10G99F027TRBAU51003000000\\_WC](http://http://www.br.com.br/wps/portal/portalconteudo/segmentosdeatuacao/gasnaturales/!ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hLf0N_P293QwN3S0s3AyPzkCANx1BTQwMDA6B8JLJ8sKezgZGph0tQkKOToYWjCUm6_f09XYG6DVxdPYzNgcqNCEj288jPTdUvyA2NKHdUVAQABEXVjA!!/dl3/d3/L0IDU0IKSWdra0EhIS9JTIJBQUlpQ2dBek15cUEhL1ICSIAxTkMxTktfMjd3ISEvN185TzFPTktHMTBHOTIGMDI3VFJCVU1MTAwMw!!/?PC_7_901ONKG10G99F027TRBAU51003000000_WC)>

M\_CONTEXT=/wps/wcm/connect/Portal+de+Conteudo/Produtos/Automotivos/GNV/>  
. Acesso em: 02 nov. 2014.

GOLOMBOK, M., CHEWTER, L. (2004), Centrifugal Separation for Cleaning Well Gas Streams - Ind. Eng. Chem. Res. 2004.

Kohl A. and NIELSEN R., 1997, Gas Purification, fifth ed., Gulf Publishing Company, Huston, Texas.

KROES, J. P. Droplet collection in a scaled-up rotating separator, 2012.

LUCZYNSKI, E. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. Tese (Doutorado em Energia). São Paulo: Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo (USP), 2002.

NATURAL gas. Disponível em: <<http://naturalgas.org/>>. Acesso em: 30 abr. 2014.

NATURAL GAS RESERVES. Disponível em:  
<<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013/review-by-energy-type/natural-gas/natural-gas-reserves.html>>.  
Acesso em: 29 abr. 2014.

NEVES, C. F. C., SCHVARTZMAN, M. M. A., Separação de CO<sub>2</sub> por Meio da Tecnologia PSA, 2005.

O DESAFIO DO PRÉ-SAL. Rio de Janeiro: Discovery, 2013. Son., color. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=41zPy5G-d3o>>. Acesso em: 29 abr. 2014.

PRÉ-SAL brasileiro tem produçãoo recorde de petróleo e gás em dezembro. , 2014. Disponível em: <<http://brasil.gov.br/economia-e-emprego/2014/02/pre-sal-brasileiro-tem-producao-recorde-de-petroleo-e-gas-em-dezembro>>. Acesso em: 10 nov. 2014.

REUTERS BRASIL: Petrobras alterna gás e água para elevar produtividade no pré-sal. Rio de Janeiro, 8 abr. 2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRSPE93704H20130408?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>>. Acesso em: 28 abr. 2014.

RUIVO, F. M. Descomissionamento de sistemas de produção offshore. Dissertação Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas: Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 2001.

SANTOS, L.F.D. Descomissionamento de sistemas offshore. Técnicas, potenciais problemas e riscos relacionados ao final da vida produtiva. UFRJ,2011.

STRAZISAR, R. B., ANDERSON, R. R., WHITE, C. M., Degradation of Monoethanolamine Used in Carbon Dioxide Capture from Flue Gas of a Coal-fired Electric Power Generating Station.

TEIXEIRA, W.D., SANTANA, M.A., LIMA, Y.A. Avaliação do Processo de Degradação da MEA no Sistema de Absorção de CO<sub>2</sub> em Gás de Queima, 2006.

WILLEMS, G.P. Condensed rotational cleaning of natural gas, 2009.

WISSEN, R.J.E. Centrifugal separation for cleaning well gas streams: from concept to prototype, 2006.