



AVALIAÇÃO DA DEMANDA DE INSUMOS UTILIZADOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS DA REGIÃO DO PRÉ-SAL ATÉ 2020

Aline Machado de Azevedo Novaes
Diogo Wink Tourinho
Ludmila Barros Serpa da Rocha

Projeto Final de Curso

Orientadores:

Prof.^a Sílvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.
Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.

Agosto de 2010

AVALIAÇÃO DA DEMANDA DE INSUMOS UTILIZADOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS DA REGIÃO DO PRÉ-SAL ATÉ 2020

Aline Machado de Azevedo Novaes

Diogo Wink Tourinho

Ludmila Barros Serpa da Rocha

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

Aprovado por:

Estevão Freire, D. Sc.

Ladimir José de Carvalho, D.Sc.

Esteban Lopez Moreno, D.Sc.

Orientado por:

Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Agosto de 2010

Novaes, Aline Machado de Azevedo; Rocha, Ludmila Barros Serpa; Tourinho, Diogo Wink.

Avaliação da demanda de insumos utilizados em fluidos de perfuração para poços da região do Pré-Sal até 2020/ Aline Machado de Azevedo Novaes, Diogo Wink Tourinho e Ludmila Barros Serpa da Rocha. Rio de Janeiro: UFRJ / EQ, 2010.

xiii, 162 p; il.

(Projeto final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2010.

Orientadores: Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Prof.^a Silvia Maria Cruzeiro da Silva.

1. Pré-sal. 2. Fluido de Perfuração. 3. Perfuração. 4. Projeto Final (Graduação – UFRJ / EQ). 5. Krishnaswamy Rajagopal e Silvia Maria Cruzeiro da Silva. I. Avaliação da demanda de insumos utilizados em fluidos de perfuração para poços da região do Pré-Sal até 2020.

Aos nossos familiares, amigos e mestres, que
tanto nos apoiaram nesta difícil
jornada de nossas vidas.

"Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O Presente pertence a eles. Mas o Futuro, pelo qual eu sempre trabalhei, pertence a mim."

Nicola Tesla

AGRADECIMENTOS

Agradecemos

Primeiramente a Deus, por podermos estar aqui agora alcançando um dos objetivos das nossas vidas.

Aos amigos conquistados durante esta caminhada, pela companhia nas longas horas de estudos e trabalhos, além dos momentos de descontração durante as aulas, antes das provas e até mesmo em momentos fora da faculdade.

A todos os professores da graduação, que contribuíram imensamente na nossa formação, em especial aos nossos professores e orientadores Raja e Silvia, por suas valiosas orientações e por estarem sempre dispostos a nos ajudar na elaboração deste trabalho, com toda paciência e dedicação.

A Loyd Roberson, Wes Maxwell, Vance Smith, Mark Woodcock e Buck Houchin da Newpark Drilling Fluids do Brasil e Hilton Queiroz da Le Tourneau Technologies que sempre deram um enorme apoio e incentivo ao desenvolvimento deste projeto.

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

AVALIAÇÃO DA DEMANDA DE INSUMOS UTILIZADOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS DA REGIÃO DO PRÉ-SAL ATÉ 2020

Aline Machado de Azevedo Novaes

Diogo Wink Tourinho

Ludmila Barros Serpa da Rocha

Orientadores: Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.

Prof.^a Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

Nos últimos anos, notícias sobre a descoberta de petróleo em camadas do chamado pré-sal na costa brasileira têm sido amplamente divulgadas pela imprensa. Essas enormes jazidas podem colocar o país no alto da lista de produtores mundiais e adicionar uma receita gigantesca ao PIB nacional. Projetos mais ousados e altos investimentos em tecnologia de ponta são a chave para o sucesso deste empreendimento. Como fluidos de perfuração representam cerca de 10% do custo total de uma campanha de perfuração e tendo em vista as grandes proporções da exploração do pré-sal, se faz necessária uma análise detalhada dos insumos a serem utilizados, pois é preciso saber se as quantidades produzidas e reservas existentes dos mesmos atualmente serão suficientes para suprir a grande demanda no futuro. Desta maneira, uma análise do mercado futuro se faz necessária, como um exercício de previsão para investimentos futuros. Foi feito um estudo mercadológico da demanda futura, produção interna, custos de produção e comercialização de diferentes insumos para esta indústria. O estudo mercadológico mostrou que a produção de todos os produtos analisados, exceto a Barita, atende a demanda em âmbito nacional. Face à necessidade de importação da Barita, é sugerida a instalação da fábrica no Brasil por questões estratégicas. O investimento mostra-se rentável para um investimento padrão estimado para uma planta de capacidade de 60.000 T/ano com base na literatura.

ÍNDICE GERAL

I.	Introdução	1
I.1.	Motivação.....	2
I.2.	Objetivos	3
I.3.	Apresentação do Trabalho.....	3
II.	Revisão da Literatura.....	5
II.1.	Petróleo, refino e aplicações.....	5
II.2.	Histórico da Perfuração de poços no Brasil	12
II.3.	Fluidos de Perfuração.....	13
II.3.1.	Aplicações	15
II.3.2.	Classificação dos fluidos de perfuração.....	17
II.4.	Minerais industriais nos fluidos de perfuração.....	27
II.4.1.	Modificador de Densidade	27
II.4.2.	Promotor de Viscosidade	27
II.4.3.	Material contra Perda de Circulação.....	28
II.4.4.	Estabilizadores.....	29
II.4.5.	Lubrificantes.....	29
III.	Pré-sal	31
III.1.	Descoberta do Pré-sal.....	31
III.2.	Valor das reservas	32
III.3.	Regulamentações para o Pré-Sal até 2020	33
III.4.	Número de Poços a serem perfurados até 2020.....	35
III.4.1.	A Petrobras e o Pré-Sal	35
III.4.2.	Estimativa de Perfuração de Poços do Pré-Sal até 2020.....	36
IV.	Proposta de Perfuração para poços do Pré-sal.....	38
IV.1.	Esquema proposto para a perfuração de um poço típico do Pré-sal	38
IV.2.	Cálculo do Volume dos fluidos	42
IV.3.	Cálculo da densidade do fluido de perfuração	43
IV.4.	Desenvolvimento das Formulações dos Fluidos de Perfuração	49
IV.5.	Formulação 1: Fluido de Perfuração de Base Sintética	49
IV.6.	Formulação 2: Fluido de Perfuração de Base Aquosa	56
IV.7.	Quantidades gastas.....	62
V.	Baritina	63
V.1.	Definição	63
V.2.	Produção Mundial e Mercado brasileiro	63
V.2.1.	Produção Interna.....	65
V.2.2.	Importação.....	66
V.2.3.	Exportação.....	67
V.2.4.	Consumo	67
V.3.	Tratamento da Baritina.....	68
V.3.1.	Lavra	68
V.3.2.	Processamento	68
V.4.	A baritina como insumo de fluidos de perfuração.....	70
V.4.1.	Especificações requeridas	71
V.4.2.	Minerais e materiais alternativos.....	71
V.5.	Projetos em andamento	71
V.6.	Fatores relevantes	72

V.7.	Conclusões sobre a Baritina	72
V.8.	Estudo da implantação de uma fábrica de baritina na Bahia.....	73
V.8.1.	Análise Mercadológica	73
V.8.2.	Prospecção Tecnológica para rotas de beneficiamento de barita	77
V.8.3.	Balanços de Massas e Equipamentos.....	97
V.8.4.	Custos de Instalação de Fábrica	107
VI.	Cloreto de Potássio	114
VI.1.	Definição	114
VI.2.	Produção Mundial e Mercado brasileiro	114
VI.2.1.	Produção Interna.....	116
VI.2.2.	Importação.....	117
VI.2.3.	Exportação.....	117
VI.2.4.	Consumo	117
VI.3.	Projetos em andamento	118
VI.4.	Fatores relevantes	119
VI.5.	Conclusões sobre o Cloreto de Potássio.....	119
VII.	Cloreto de Sódio.....	121
VII.1.	Definição	121
VII.2.	Produção Mundial e Mercado brasileiro	121
VII.2.1.	Produção Interna.....	122
VII.2.2.	Importação.....	123
VII.2.3.	Exportação.....	123
VII.2.4.	Consumo	124
VII.3.	O cloreto de sódio como insumo de fluidos de perfuração	125
VII.4.	Projetos em andamento	126
VII.5.	Fatores relevantes	126
VII.6.	Conclusões sobre o Cloreto de Sódio	127
VIII.	Cal Hidratada	128
VIII.1.	Definição	128
VIII.2.	Produção Mundial e Mercado brasileiro	128
VIII.2.1.	Produção Interna.....	129
VIII.2.2.	Importação.....	130
VIII.2.3.	Exportação.....	130
VIII.2.4.	Consumo	130
VIII.3.	Tratamento da Cal.....	131
VIII.4.	Fatores relevantes	133
VIII.5.	Conclusões sobre a Cal Hidratada	133
IX.	Goma Xantana.....	134
IX.1.	Definição	134
IX.2.	Produção Mundial e Mercado brasileiro	135
IX.2.1.	Produção Interna.....	135
IX.2.2.	Importação.....	136
IX.2.3.	Exportação.....	136
IX.2.4.	Consumo	136
IX.3.	Produção da Goma Xantana	136
IX.4.	A goma xantana como insumo de fluidos de perfuração	137
IX.4.1.	Especificações requeridas	137
IX.5.	Conclusões sobre a Goma Xantana	138

X.	Triazina.....	139
X.1.	Definição	139
X.2.	Conclusões sobre a triazina	140
XI.	Conclusões e Sugestões	142
XII.	Bibliografia	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Maiores exportadores de petróleo	11
Figura 2 – Maiores importadores de petróleo.....	11
Figura 3 – Esquema de uma sonda rotativa Fonte: Thomas, 2001	14
Figura 4- Composição típica de um fluido base água	18
Figura 5 - Esquema da classificação dos fluidos de perfuração à base de água.	19
Figura 6- Composição típica de um fluido base óleo	22
Figura 8 - Ilustração das profundidades típicas de um poço da região do pré-sal .	39
Figura 9 – Gráfico de Profundidade x Densidade do Fluido para perfuração de camadas de sal.....	48
Figura 11 – Fluxograma do processamento da barita	70
Figura 12 – “Print-screen” da primeira página de busca preenchida	78
Figura 13 – “Print-screen” da página de busca preenchida.....	79
Figura 14 – Análise de Números de Patentes por País	82
Figura 15 – Análise de Números de Patentes por Segmento	83
Figura 16 – Análise de Números de Patentes por Depositante.....	83
Figura 17 – Análise de Números de Patentes por País	84
Figura 18 – Análise de Patentes por tipo de pesquisa.....	85
Figura 19 – Análise Micro das Patentes	86
Figura 20 – Metodologia de busca no SciFinder.....	87
Figura 21 – Retorno da análise de artigos por organização	88
Figura 22 – Retorno da análise de artigos por tipo de jornal.....	89
Figura 23 – Retorno da análise de artigos por ano de publicação	89
Figura 24 – Retorno da análise de artigos publicados no ano de 2008 por jornal..	90
Figura 25 – Gráfico de número de artigos publicados por país no ano de 2008.....	94
Figura 26 – Gráfico de número de artigos publicados por país no ano de 2008.....	94
Figura 27 – Gráfico de número de artigos publicados por tipo de aplicação	95
Figura 28 – Análise micro dos artigos publicados: Proposição de artigo versus aplicação.....	96
Figura 29 - Fluxograma de Blocos ilustrativo com os principais equipamentos envolvidos no processo.....	99

Figura 30 – Tabela de estimativas de custo para uma retro-escavadeira para capacidade de 0,88 m³	99
Figura 5 - Fluxograma de produção do cloreto de sódio	125
Figura 32 - Produção da cal hidratada (“Print-screen” de uma tela do vídeo disponibilizado no site da Carmeuse).....	132
Figura 33 – Exemplo de uma N-ésima parte de um polímero de Goma Xantana.	134
Figura 34 - Conformação tridimensional da Goma Xantana.....	135
Figura 35 – Esquema geral do processo de produção de goma xantana.....	137
Figura 36 – Estrutura genérica de uma molécula de triazina	139

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II-1-- Resumo dos diferentes tipos de fluido	26
Tabela II.1. - Alguns aditivos usados em fluidos de perfuração.....	30
Tabela IV.1. – Programa de revestimentos propostos para o que será considerado um típico poço da camada do pré-sal.....	41
Tabela IV.1. – Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 1 e estimativa de gasto com engenheiros.....	50
Tabela IV.2. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 2 e estimativa de gasto com engenheiros.....	51
Tabela IV.3. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 3 e estimativa de gasto com engenheiros.....	52
Tabela IV.4. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 4 e estimativa de gasto com engenheiros.....	53
Tabela IV.5. – Quantidades totais para um poço do pré-sal, de acordo com o programa de perfuração proposto	54
Tabela IV.6. – Quantidades totais de produtos a serem utilizados ano por ano e total considerando que não há perda nem reutilização de fluido sintético.....	54
Tabela IV.7. – Quantidades totais finais de produtos a serem utilizados ano por ano e total até 2020, considerando perdas e reaproveitamentos.	56
Tabela IV.8. – Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 1 e estimativa de gasto com engenheiros.....	57
Tabela IV.9. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 2 e estimativa de gasto com engenheiros.....	58
Tabela IV.10. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 3 e estimativa de gasto com engenheiros.....	59
Tabela IV.11. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 4 e estimativa de gasto com engenheiros.....	60
Tabela IV.12. – Quantidades totais para um poço do pré-sal, de acordo com o programa de perfuração proposto	60

Tabela IV.13. – Quantidades totais de produtos a serem utilizados ano por ano e total considerando que não há perda nem reutilização de fluido sintético.....	61
Tabela IV.14. – Quantidades totais finais de produtos a serem utilizados ano por ano e total até 2020, considerando perdas e reaproveitamentos.	61
Tabela IV.15. – Quantidades máximas estimadas para perfuração no pré-sal.	62
Tabela V.1. - Produtores mundiais de baritina.....	64
Tabela V.2. - Estados brasileiros produtores de baritina.....	65
Tabela V.3. - Importação e exportação da baritina.....	66
Tabela V.4 – Título das Patentes analisadas e Códigos USPTO	80
Tabela V.5 – Relação de Patentes por ano, país, segmento e depositante.....	81
Tabela V.6 – Relação dos Artigos escolhidos para análise	91
Tabela V.7 – Relação de Artigos por jornal e país de publicação	93
Tabela V.8 – Coeficientes técnicos do processo de beneficiamento de minério	107
Tabela V.9 – Coeficientes propostos pela literatura	108
Tabela V.10 – Estimativa da Margem Bruta de Implantação de fábrica	109
Tabela V.11 – Premissas de implantação de projeto	111
Tabela V.12 – Fluxo de Caixa acumulado.....	112
Tabela V.13 – Gráfico de Caixa Acumulado.....	113
Tabela VI.1.VI-1 – Produtores mundiais de cloreto de potássio.....	115
Tabela VI.2. - Importação e exportação do cloreto de potássio	118
Tabela VII.1. - Produtores mundiais de cloreto de sódio	122
Tabela VII.2. - Importação e exportação de cloreto de sódio.....	124
Tabela VIII.1. - Produtores mundiais de cal.....	129
Tabela VIII.2. - Importação e exportação da cal.....	131

I. Introdução

De 1º de janeiro de 1922 até o dia 26 de janeiro de 2010, 24.997 poços foram perfurados tanto em terra como em mar (<http://www.bdep.gov.br>). Do total de poços perfurados, a Petrobras como operadora perfurou 24.542, o que equivale a 98,18% dos poços em terras nacionais.

A partir do ano 2000 até os dias de hoje foram perfurados 5.805 poços. Com base no Banco de Dados da Agência Nacional de Petróleo, acessados pelo site www.bdep.gov.br no dia 25 de fevereiro de 2010 às 17h00min, verificou-se que foram perfurados 862 poços no ano de 2009, 828 em 2008, 629 em 2007, 485 em 2006, 447 em 2005 e 427 em 2004, podendo-se perceber nitidamente que a quantidade de poços perfurados em 5 anos, de 2004 para 2009, praticamente duplicou.

A partir de artigo publicado no site da Folha Online em 31/08/2008, "Entenda o que é a camada pré-sal", foi possível observarmos que as quantidades totais das reservas nacionais exploradas até agora colocam o Brasil em 15º no ranking de produtores de petróleo, situação que deve mudar nos próximos anos já que em 2006 foi anunciada a descoberta de petróleo em uma camada chamada pré-sal. O termo é devido ao fato de o petróleo estar localizado abaixo de uma extensa camada de sal no litoral brasileiro. Foi a primeira vez no mundo que um país encontrou reservas tão profundas. Em 2008, a Petrobras extraiu pela primeira vez petróleo da região do pré-sal, no poço de Tupi.

As expectativas em relação a essa descoberta são as melhores possíveis. Estimativas feitas até agora colocariam o país na 8ª posição do ranking de produtores, aumentando significativamente as receitas nacionais. Dados ainda mais otimistas apontam para a possibilidade de o país tornar-se o maior produtor do mundo caso o pré-sal tenha uma extensão bem maior do que a inicialmente imaginada.

Neste cenário é desenvolvido o presente trabalho. Atualmente, a exploração de poços de petróleo é impossível sem a utilização de fluidos de perfuração, que são responsáveis por manter as pressões de formação sob controle, carrear os cascalhos até a superfície, manter a estabilidade mecânica do poço, resfriar a broca entre outros fins. Estes fluidos

necessitam de insumos como a baritina, a goma xantana, a triazina e os cloretos de sódio e potássio para melhorar seu desempenho e sua funcionalidade. É necessária uma avaliação econômica destes insumos, suas formas de produção, dos fornecedores nacionais e internacionais, das quantidades utilizadas nos poços e de outros fatores que possam influenciar nos custos para a avaliação do que poderá ser encontrado durante a exploração do pré-sal.

I.1. Motivação

Nos últimos anos, notícias sobre a descoberta de petróleo em camadas do chamado pré-sal na costa brasileira têm sido amplamente divulgadas pela imprensa. Essas enormes jazidas podem colocar o país no alto da lista de produtores mundiais e adicionar uma receita gigantesca ao PIB nacional.

Entretanto, para explorar o pré-sal será necessário ir além do que o país tem desenvolvido até hoje. Projetos mais ousados e altos investimentos em tecnologia de ponta são os fatores principais para o sucesso deste empreendimento. Além da compra de equipamentos e gastos com mão de obra, é preciso investir também nos chamados fluidos de perfuração.

Tais fluidos, que têm múltiplas funções na etapa de perfuração, são indispensáveis na exploração de quaisquer jazidas petrolíferas e podem representar até cerca de 10% do custo total de uma campanha de perfuração (Guimarães e Rossi). Diferentes insumos são utilizados na constituição desses fluidos e para quantificar adequadamente os investimentos necessários a um projeto é preciso fazer um levantamento econômico dos custos de produção e transporte de cada insumo.

Tendo em vista as grandes proporções da exploração do pré-sal, faz-se necessária uma análise detalhada de alguns insumos a serem utilizados, pois é preciso saber se as quantidades produzidas e reservas existentes dos mesmos atualmente serão suficientes para suprir a grande demanda no futuro.

I.2. Objetivos

O objetivo final deste trabalho é estimar a quantidade de determinados produtos utilizados nos chamados fluidos de perfuração que serão utilizados na camada do pré-sal até 2020. Para isto, será feito um levantamento de gastos com fluidos e verificar se o que se têm hoje em termos de reservas e produção de insumos será ou não suficientes para suprir as necessidades levantadas.

Desta maneira, primeiramente, será feito um levantamento da quantidade de poços que serão perfurados na região do pré-sal até 2020 e, a partir de formulações adequadas e conhecidas para fluidos de perfuração, fazer esta estimativa.

Uma vez determinado o cenário de máxima utilização deste produto, será analisado o mercado nacional para estes insumos, tais como principais produtores, reservas disponíveis no Brasil e no mundo e projeções para os próximos anos.

No caso de se constatar que a capacidade nacional de produção de determinado insumo seja inferior à demanda apresentada, deve-se propor estudos de implantação de fábricas e/ou outros meios para que tal demanda seja atendida.

I.3. Apresentação do Trabalho

No Capítulo II, será feita uma revisão da literatura acerca do assunto. Serão abordadas a origem e constituição do petróleo, o histórico da perfuração, processos de refino e a produção nacional e mundial.

No Capítulo III, serão abordados os conceitos relativos à questão do pré-sal e às dificuldades da exploração em águas profundas. Além disso, é também neste capítulo que serão apresentados os conceitos de fluidos de perfuração (classificação, funções, propriedades).

No Capítulo IV, são apresentados os conceitos utilizados na perfuração de um poço padrão do pré-sal para que os objetivos de estudos de utilização de produtos sejam alcançados.

Nos Capítulos V ao X, tratar-se-á dos produtos químicos escolhidos para a análise econômica. Abordar-se-ão conceitos como definição do produto, produção interna e mundial, consumo, tratamentos/processamentos, seu papel como insumo de fluidos de perfuração, as especificações requeridas para este fim e os projetos existentes. Será abordado ao final do Capítulo 5 as estimativas de custos para a implantação de uma fábrica de processamento de barita no Brasil, devido às necessidades levantadas ao longo do projeto.

No final do Capítulo X, será feita uma conclusão a respeito da viabilidade das reservas existentes em relação à demanda do pré-sal até 2020 bem como uma análise dos custos com o referido insumo.

Ao final, no Capítulo XI, será feita uma conclusão geral acerca de todos os pontos abordados e serão dadas sugestões para os problemas verificados.

II. Revisão da Literatura

II.1. Petróleo, refino e aplicações

Entre 300 e 200 milhões de anos atrás, a África e a América do Sul formavam um único continente, a Pangeia, que posteriormente se subdividiu em Laurásia e Gondwana. Há aproximadamente 140 milhões de anos teve início o processo de separação entre duas das placas tectônicas sobre as quais estão os continentes que formavam o Gondwana, os atuais continentes africano e sul americano. No local em que ocorreu o afastamento da África e América do Sul, formou-se o que é hoje o Atlântico Sul (www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/pre-sal/pre-sal-8.php)

Nos primórdios, formaram-se vários mares rasos e áreas semi-pantanosas, algumas de água salgada e salobra do tipo mangue onde proliferaram algas e microorganismos fitoplânctônicos e zooplânctônicos. Estes microorganismos se depositavam continuamente no leito marinho na forma de sedimentos, misturando-se a outros sedimentos, à areia e ao sal, formando camadas de rochas impregnadas de matéria orgânica. Os microrganismos sedimentados no fundo do oceano, soterrados sob pressão e com oxigenação reduzida, degradaram-se muito lentamente e com o passar do tempo transformaram-se em petróleo, como o que é encontrado atualmente no litoral do Brasil (<http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/pre-sal/pre-sal-8.php>).

O petróleo é uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos, em que predominamos hidrocarbonetos alifáticos, alicíclicos e aromáticos. É um óleo menos denso que a água, com coloração que pode variar desde o castanho claro até o preto. Além de servir como base para a fabricação da gasolina, principal combustível para automóveis, é matéria prima para vários outros produtos, como gás natural, GLP, nafta, querosene e lubrificantes. Registros históricos da utilização do petróleo remontam a 4000 a.C. devido a exsudações e afloramentos frequentes no Oriente Médio. Os povos da Mesopotâmia, do Egito, da Pérsia e da Judéia já utilizavam o betume para pavimentação de estradas, calafetação de grandes construções, aquecimento e iluminação de casas, bem como lubrificantes e até laxativo. Os chineses já perfuravam poços, usando hastes de bambu, no mínimo em 347 a.C. No início da era cristã, os

árabes davam ao petróleo fins bélicos e de iluminação. O petróleo de Baku, no Azerbaijão, já era produzido em escala comercial, para os padrões da época, quando Marco Pólo viajou pelo norte da Pérsia, em 1271 (wapedia.mobi/PT/Petróleo)

De acordo com a predominância dos hidrocarbonetos encontrados no óleo cru, o petróleo é classificado em:

a) Parafínico: quando existe predominância de hidrocarbonetos parafínicos. Este tipo de petróleo produz subprodutos com as seguintes características:

- Gasolina de baixo índice de octanagem
- Querosene de alta qualidade.
- Óleo diesel com boas características de combustão.
- Óleos lubrificantes de alto índice de viscosidade, elevada estabilidade química e alto ponto de fluidez.
- Resíduos de refinação com elevada percentagem de parafina.
- Possuem cadeias retilíneas.

b) Naftênico: quando existe predominância de hidrocarbonetos naftênicos. O petróleo do tipo naftênico produz subprodutos com as seguintes propriedades principais:

- Gasolina de alto índice de octanagem.
- Óleos lubrificantes de baixo resíduo de carbono.
- Resíduos asfálticos na refinação.
- Possuem cadeias em forma de anel.

c) Misto: quando possuem misturas de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, com propriedades intermediárias, de acordo com maior ou menor percentagem de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos.

- d) Aromático: quando existe predominância de hidrocarbonetos aromáticos. Este tipo de petróleo é raro, produzindo solventes de excelente qualidade e gasolina de alto índice de octanagem. Não se utiliza este tipo de petróleo para a fabricação de lubrificantes.

Para que o petróleo tenha seu potencial energético plenamente aproveitado, bem como sua utilização como fonte de matérias-primas, é importante que seja realizado seu desmembramento em cortes, com padrões pré-estabelecidos para determinados objetivos, que denominamos frações. Além da complexidade de sua composição, não existem dois petróleos idênticos. Suas diferenças vão influenciar, de forma decisiva, tanto nos rendimentos quanto na qualidade das frações. Dessa forma, o petróleo deve ser processado e transformado de maneira conveniente, com propósito de obter-se a maior quantidade possível de produtos de maior qualidade e valor comercial. Atingir este objetivo, com o menor custo operacional, é a diretriz básica do refino. As características dos petróleos têm ponderável influência sobre a técnica adotada para o refino e, freqüentemente, determinamos produtos que melhor podem ser obtidos. Assim, é óbvio que nem todos os derivados podem ser produzidos a partir de qualquer tipo de petróleo. Da mesma forma, não existe uma técnica de refino adaptável a todos os tipos de petróleo.

A arte de compatibilizar as características dos vários petróleos a serem processados numa dada refinaria faz com que surjam arranjos de várias unidades de processamento, para que tal objetivo seja alcançado da forma mais racional e econômica possível. O encadeamento das várias unidades de processo dentro de uma refinaria é o que denominamos de Esquema de Refino. Os esquemas de refino variam de uma refinaria para outra, não só pelos pontos acima expostos, como também pelo fato do mercado de uma dada região modificar-se com o tempo. A constante evolução na tecnologia dos processos faz com que surjam alguns de alta eficiência e rentabilidade, enquanto outros, de menor eficiência ou com maiores custos operacionais, entram em obsolescência. Os processos de refino não são estáticos e definitivos, e sim dinâmicos num horizonte de médio e longo prazo. Uma refinaria de petróleo, ao ser planejada e construída, pode destinar-se a dois objetivos básicos:

- Produção de combustíveis e matérias-primas petroquímicas;
- Produção de lubrificantes básicos e parafinas.

O primeiro objetivo constitui a maioria dos casos, uma vez que a demanda por combustíveis é muitíssimo maior que a de outros produtos. Aqui, é fundamental a produção em larga escala de frações destinadas à obtenção de GLP, gasolina, diesel, querosene e óleo combustível, dentre outros. Todas as refinarias brasileiras encontram-se neste grupo. O segundo grupo, de menor expressão, constitui-se num grupo minoritário, cujo objetivo é a maximização de frações básicas lubrificantes e parafinas. Estes produtos têm valores agregados cerca de duas a três vezes muito maiores que os combustíveis e conferem alta rentabilidade aos refinadores, embora os investimentos sejam também maiores. No Brasil, não se tem nenhuma refinaria dedicada exclusivamente à produção de lubrificantes e parafinas. Existem, no entanto, conjuntos dentro de alguns de nossos parques de refino que têm esse objetivo e funcionam quase como refinarias independentes. Nesta situação, podemos citar as refinarias: REDUC (Refinaria Duque de Caxias – RJ, RLAM (Refinaria Landulpho Alves– BA) e Lubnor (Lubrificantes do Nordeste – CE).

A arte de refinar tem suma importância para as devidas aplicações desta matéria prima tão valiosa nos dias atuais. Analisando os dados de rendimento e custo do processo percebe-se que o refino é bastante rentável, sobretudo pelo grande valor agregado aos produtos finais.

As tentativas iniciais de se utilizar petróleo cru como lubrificante esbarraram na dificuldade causada por sua inadequada viscosidade, forte odor e riscos causados por sua elevada volatilidade. A função das refinarias consiste, pois, em dividir o óleo cru em frações (grupos) delimitadas pelo ponto de ebulição de seus componentes e em seguida reduzir essas frações a seus diversos produtos. Quando possível, os processos de refino são adaptados à demanda dos consumidores: no final do século XIX, por exemplo, quando o querosene de iluminação era muito utilizado, as refinarias dos Estados Unidos extraíam do óleo cru até setenta por cento de querosene. Depois, quando a gasolina passou a ser o subproduto mais procurado, começou a ser retirada do óleo cru nessa porcentagem. Mais tarde, o querosene voltou a encontrar larga aplicação como combustível para aviões a jato.

Nas refinarias, o petróleo é submetido a uma destilação fracionada, sendo o resultado desse processo separado em grupos. Nesta destilação encontramos os seguintes componentes:

- 20 a 60 °C → éter de petróleo.
- 60 a 90 °C → benzina.
- 90 a 120 °C → nafta.
- 40 a 200 °C → gasolina.
- 150 a 300 °C → querosene.
- 250 a 350 °C → gasóleo (PT) ou óleo diesel (BR).
- 300 a 400 °C → óleos lubrificantes
- Resíduos → asfalto, piche e coque.
- Subprodutos → parafina e vaselina.

As refinarias localizam-se muitas vezes junto às fontes produtoras, mas também podem situar-se em pontos de transbordo ou perto dos mercados de consumo, que oferecem a vantagem da redução de custo, pois é mais econômico transportar petróleo bruto por oleodutos.

Estima-se que de 100m³ de petróleo sejam gerados 87 m³ de derivados combustíveis e 13 m³ de produtos de maior valor agregado (lubrificantes e parafinas). Em termos de custos operacionais, cerca de 97% dos investimentos está relacionado ao petróleo propriamente dito, 2,3% aos custos energéticos e 0,7% aos solventes.

Na refinaria, o óleo cru e os produtos semifinais e finais são continuamente aquecidos, resfriados, postos em contato com matérias não-orgânicas, vaporizados, condensados, agitados, destilados sob pressão e submetidos à polimerização (união de várias moléculas para formar uma nova molécula mais pesada). Os processos de refino podem ser divididos em três classes: separação física, alteração química e purificação.

O primeiro tratamento do petróleo foi a destilação que permitiu que uma adequada viscosidade fosse obtida, mas a presença dos aromáticos, resinas ou materiais asfaltenos conferiam ao óleo um elevado índice de formação de gomas, ácidos e coque. Posteriormente, foi utilizada a filtração em leito de carvão ativado, um processo

historicamente usado na purificação de todos os tipos de óleos, que foi largamente aplicado a partir de 1870. Mas o primeiro processo efetivo de tratamento em fase líquida empregou o ácido sulfúrico, seguindo o sucesso das aplicações no refino de alcatrão de carvão. Este processo, que não é exatamente um processo de extração por solvente, aumentava a qualidade do óleo e foi amplamente utilizado pelas refinarias. Os problemas causados pelo descarte da lama ácida contribuíram para a rápida obsolescência deste método, apesar de ainda ser empregado hoje. Para que novos progressos fossem obtidos, foi necessário que se conhecesse melhor a natureza dos constituintes dos lubrificantes. Neste caminho, Lazer Edeleanu desenvolveu o processo de extração de aromáticos com o SO₂ líquido, que foi rapidamente também aplicado em lubrificantes.

Os sucessivos desenvolvimentos nos motores automotivos exigiram óleos de qualidade superior aos produzidos com o SO₂. Numerosos compostos foram estudados na década de 30 a fim de maximizar as qualidades do refino.

A primeira planta de extração com propano líquido de óleos residuais para a remoção de asfalto foi construída em 1935 e demonstrou ser muito eficiente. Na verdade, foi até surpreendente para a época que a partir de um resíduo de vácuo, que teoricamente seria usado como asfalto de rua, fosse obtido um óleo razoavelmente claro. Esse processo requer uma grande quantidade de propano circulando e aumenta o rendimento através do aumento da temperatura.

Abaixo seguem duas figuras retiradas da Wikipédia que caracterizam alguns países no mercado internacional de petróleo quanto a importação e exportação de petróleo no ano de 2006. Países em cor cinza, como é o caso do Brasil, não fizeram parte deste estudo e por isso não estão no ranking de quantidades. O Brasil ainda não havia anunciado a descoberta do Pré-Sal e por isso não está caracterizado neste ranking.

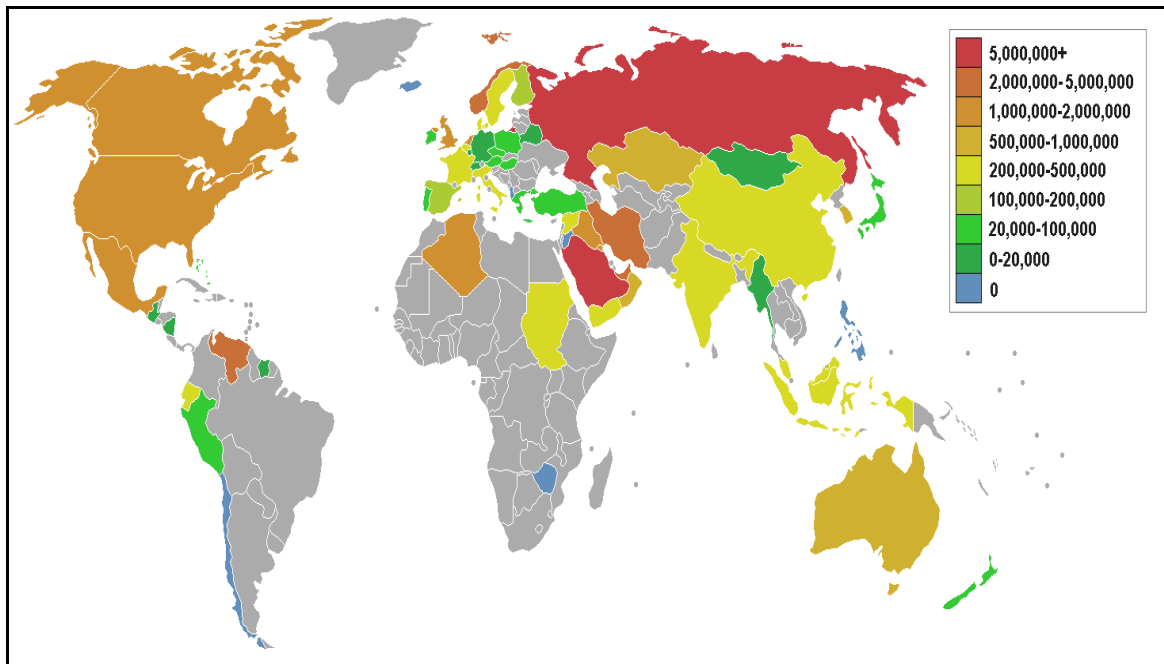


Figura 1 – Maiores exportadores de petróleo

(Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Oil_exports.PNG)

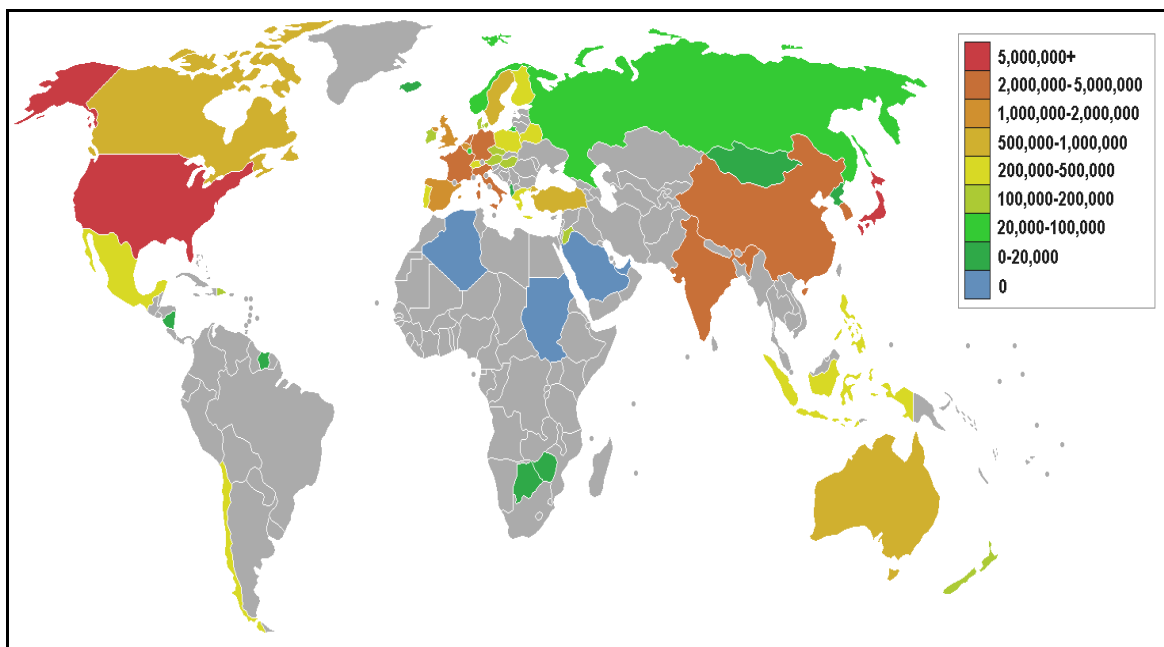


Figura 2 – Maiores importadores de petróleo

(Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Oil_imports.PNG)

II.2. Histórico da Perfuração de poços no Brasil

Em 1859 o primeiro poço de petróleo foi descoberto nos Estados Unidos. Desde então o petróleo foi ocupando lugar de destaque no cenário mundial até se firmar como a principal fonte de energia do mundo. Formado há milhões de anos pela decomposição de microorganismos soterrados sob grande pressão e baixa quantidade de oxigênio, o petróleo é um combustível fóssil e não renovável. A exploração desenfreada deste recurso energético levanta questões sobre a possibilidade de seu esgotamento nos próximos anos e também sobre as consequências catastróficas que seu fim acarretaria para um mundo que é hoje totalmente dependente deste combustível. Tal dependência fica evidente quando se observa que uma variação no valor do barril causa reflexos em todas as economias do planeta, beneficiando os grandes produtores mundiais como a Arábia Saudita.

O primeiro poço de petróleo em solo brasileiro começou a ser perfurado em 1º de janeiro de 1922 e teve seu término em 30 de junho de 1922. Este e os 4 poços seguintes perfurados, todos no Estado da Bahia, foram abandonados por falta de óleo, exceto um, que foi abandonado devido a acidente mecânico (<http://www.bdep.gov.br>).

O primeiro poço com potencial de produção foi efetivamente descoberto em 1939, na Bahia. No entanto, só em 1974, com a descoberta de petróleo nas águas da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, que a produção começou a ganhar destaque no país. Ao longo dos anos, a Petrobrás, empresa estatal de economia mista e responsável por boa parte da exploração do petróleo no Brasil, tornou-se referência mundial em desenvolvimento de tecnologia para retirada de petróleo em águas profundas, sendo pioneira no mundo nesse ramo. Atualmente existem 11 refinarias da empresa em solo nacional e 5 no exterior. Em janeiro do presente ano a Petrobras alcançou o posto de quarta maior empresa de energia do mundo.

Com o surgimento do Pré-Sal, as expectativas em relação a essa descoberta são as melhores possíveis. Como dito anteriormente, estimativas feitas até agora colocariam o país na 8ª posição do ranking de produtores, aumentando significativamente as receitas nacionais.

II.3. Fluidos de Perfuração

A perfuração de poços é realizada desde tempos remotos com a finalidade de encontrar água. A busca intensiva por petróleo começou no Século XIX com a industrialização e, conseqüente, aumento da demanda mundial por derivados de petróleo. Inicialmente, os poços eram perfurados por métodos à percussão, em baixa profundidade e com o uso de água ou suspensões formadas com argilas locais, como fluidos de perfuração. Com o desenvolvimento tecnológico, os poços passaram a ser abertos por equipamentos rotativos, em profundidades extremamente elevadas e utilizando fluidos cada vez mais complexos.

O engenheiro francês Flauville, em 1833, ao encontrar um aquífero na perfuração de um poço, percebeu que a água, ao jorrar, poderia transportar para fora do poço os detritos resultantes da perfuração. Essa observação deu início ao uso da água como fluido de circulação na perfuração de poços (<http://www.slb.com>). A literatura registra que o uso de aditivos, como tentativa de controlar as propriedades de um fluido de perfuração, ocorreu pela primeira vez no ano de 1921. Na década de cinquenta existiam cerca de meia dúzia de produtos para fluido de perfuração, hoje há em torno de 1400 (Darley e Gray, 1988).

Os fluidos de perfuração foram ganhando importância à medida que os poços se tornavam mais profundos. Considera-se que, tanto do ponto de vista técnico como do econômico, o sucesso da perfuração de um poço depende fortemente da composição do fluido e dos cuidados para a manutenção de suas propriedades durante a perfuração.

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda. Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação do peso e da rotação aplicados a uma broca localizada na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. Fluido é injetado por bombas para o interior da coluna, até a broca, através da cabeça de injeção (*swivel*) e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna trazendo consigo os cascalhos cortados pela broca.

A composição desses fluidos inclui alguns minerais industriais cujo tipo e quantidade usada depende das características do poço. Dessa forma, os insumos minerais têm uma importância significativa na indústria do petróleo, onde além de entrarem na formulação do fluido de perfuração e complementação de poços de petróleo e gás, são também utilizados na recuperação secundária e na etapa de refino do petróleo.

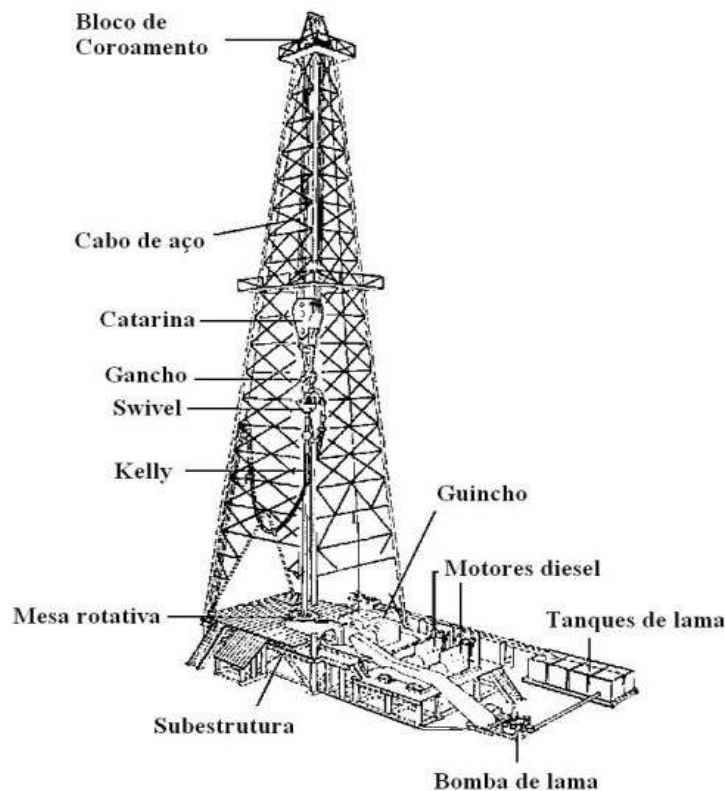


Figura 3 – Esquema de uma sonda rotativa Fonte: Thomas, 2001

O consumo dos minerais industriais na indústria de Petróleo no Brasil tem se mantido praticamente inalterado nos últimos anos. No entanto, com a quebra do monopólio do petróleo no País e a entrada de empresas privadas para o setor, espera-se que nos próximos anos haja um aumento de investimentos na exploração e produção de petróleo, o que certamente aumentará a demanda por esses insumos minerais.

No Brasil, a produção dos minerais industriais - tais como a barita, a cal hidratada e os cloretos de sódio e de potássio, os quais serão analisados posteriormente -

está a cargo de pequenos e médios mineradores que não dispõem de meios para desenvolver projetos de pesquisas que resultem na melhoria de processos e de produtos ou introduzir controle de qualidade nos seus processos de produção (Fernandes, 1997). Uma parte considerável desses depósitos de minerais industriais, principalmente aqueles voltados para a indústria do Petróleo, encontram-se na região Nordeste.

Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (Machado, 2002). Mais ainda, no caso de fluidos de perfuração a tensão cisalhante varia com o tempo e a viscosidade decresce com o aumento da tensão. Assim, para manter uma taxa de deformação constante é preciso diminuir a tensão aplicada. São denominados tixotrópicos. A diminuição da viscosidade aparente com o tempo é devida à quebra de uma estrutura organizada no fluido. Se deixarmos em repouso durante algum tempo um sistema tixotrópico, a viscosidade aparente aumentará devido à formação de uma estrutura mais organizada das partículas em suspensão que “imobiliza” o líquido entre as partículas. Se, a seguir, submetermos o sistema a cisalhamento, a uma velocidade de agitação constante, a viscosidade aparente decrescerá com o tempo até atingirmos o equilíbrio entre quebra e reconstrução da estrutura.

II.3.1. Aplicações

A utilização de um fluido é essencial na perfuração de um poço. O sucesso da operação depende da composição e das propriedades do fluido escolhido que pode exercer diversas funções (Darley e Gray, 1988):

- Carrear o material cortado pela broca e transportá-lo para a superfície através de o espaço anular do poço;
- Resfriar e limpar a broca;
- Reduzir a fricção entre o colar da coluna de perfuração e as paredes do poço;
- Manter a estabilidade da seção do poço não revestida;
- Controlar a pressão para evitar a entrada de fluxos de óleo, gás ou água proveniente das rochas perfuradas;

- Formar uma torta (reboco) pouco espessa, de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas na formação penetrada pela broca;
- Ajudar na coleta e interpretação de informações disponíveis a partir de amostras de calha, testemunho de sondagem e perfis elétricos;
- Promover o efeito de flutuação. A tubulação de um poço imerso no fluido tem seu peso reduzido devido ao empuxo reduzindo a tensão no mecanismo de perfuração.

O fluido de perfuração é bombeado para dentro do poço através da tubulação central. Ao sair, sob pressão, no final do tubo, o fluido arrasta os detritos de rocha e retorna à superfície pelo espaço anular entre a tubulação e as paredes do poço. O fluido deve circular a uma velocidade maior do que a velocidade de sedimentação das partículas removidas, a fim de que os resíduos possam chegar à superfície.

No Brasil, até poucos anos atrás, os minerais e outros produtos utilizados para preparar e controlar os fluidos de perfuração de poços de petróleo eram fornecidos por empresas (“*Suppliers*”) que também prestam assistência técnica na formulação e preparação dos fluidos, nos próprios campos de petróleo.

Historicamente, esses procedimentos tiveram início com a Baroid Sales Company que, em 1931, iniciou a comercialização da bentonita com o nome de *Aquagel*, para ser usado como fluido de perfuração à base de água doce, nos campos de petróleo americanos. Na medida em que outros aditivos passaram a ser usados para controlar o fluido de perfuração, essas empresas fornecedoras percebendo que os engenheiros responsáveis costumavam se preocupar somente com a produção, pouca atenção dispensando à perfuração, passaram a oferecer assistência técnica nos próprios campos de petróleo. Esse fato contribuiu para disseminar as informações sobre as práticas de perfuração e sobre o desenvolvimento de sua tecnologia .

Os fluidos usados atualmente na perfuração, complementação e operações especiais nos poços de petróleo são misturas de diferentes produtos cuidadosamente selecionados para atender às condições específicas de cada poço. Os insumos são fornecidos, para as Centrais de Preparação de Fluidos da Petrobrás localizados nos próprios campos de petróleo, pela BR-Distribuidora, subsidiária da Petrobrás. Na Bahia, por exemplo, existe

uma central de preparação de fluido no campo de Taquipe, município de São Sebastião de Passé.

Darley e Gray (1988) recomendam que na escolha do fluido devem-se levar em consideração alguns aspectos adicionais:

- Tentar minimizar danos ao pessoal envolvido no processo e meio ambiente;
- Não resultar em métodos caros de complementação do poço perfurado;
- Não interferir na produtividade do fluido contido na formação;
- Não corroer ou causar desgaste excessivo no equipamento de perfuração.

II.3.2. Classificação dos fluidos de perfuração

A classificação dos fluidos de perfuração leva em conta a sua composição e se baseia no principal constituinte da fase contínua ou dispersante.

- Fluidos à base de água

A água é a fase contínua e o principal componente, podendo ser doce, dura ou salgada. Seu principal fim é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais – argilas e polímeros – que controlarão a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado.

A água doce tem, por definição, uma salinidade inferior a 1000 ppm de NaCl equivalente e não necessita de pré-tratamento químico para ser usada em fluidos de perfuração. A água dura tem como característica principal a presença de sais de cálcio e magnésio dissolvidos em concentração suficiente para alterar o desempenho de aditivos químicos. A água salgada pode ser natural (do mar) ou artificialmente salgada com NaCl, KCl ou CaCl₂ para que contenha mais que 1000 ppm de cloreto.

Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas,

produtos químicos que compõem o fluido e o equipamento e técnicas a serem usados na avaliação das formações.

Os fluidos de perfuração de base aquosa podem ser também divididos basicamente em inibidos e não-inibidos. Os não-inibidos são empregados na perfuração de camadas rochosas superficiais, compostas em grande parte por sedimentos não consolidados. Os inibidos são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Neles, são adicionados produtos químicos (inibidores) que retardam ou diminuem os efeitos de expansão, dispersão, plasticidade e solubilidade que esse tipo de rocha sofre quando reage com a água.

Abaixo segue a figura 4 que representa uma distribuição típica destes fluidos de perfuração com base aquosa.

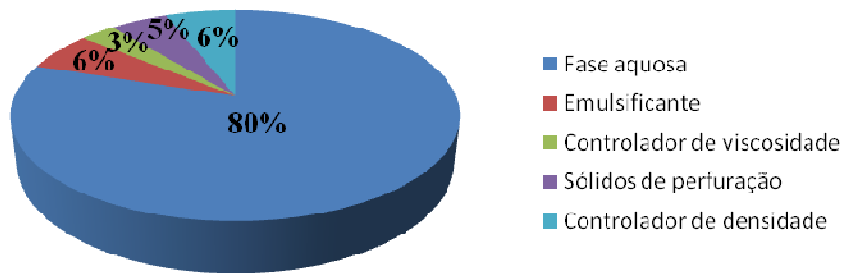


Figura 4- Composição típica de um fluido base água

Os fluidos à base de água com baixo teor de sólidos e os emulsionados em óleo são programados para situações especiais como aumentar a taxa de penetração da broca ou reduzir a densidade do sistema, respectivamente.

Os sólidos dispersos no meio aquoso podem ser ativos ou inertes. Os sólidos ativos têm como objetivo viscosificar o fluido e geralmente são materiais argilosos. O sólido inerte mais comum é o adensante baritina.

Os produtos químicos adicionados ao fluido podem ser:

- Alcalinizantes e controladores de pH, como a soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada;
- Dispersantes, como o lignossulfonato, tianino, lignito e fosfatos;
- Redutores de filtrado, como o amido;
- Floculantes, como a soda cáustica, cal e cloreto de sódio;
- Polímeros de uso geral para viscosificar, desflocular ou reduzir filtrado;
- Surfactantes para emulsificar e reduzir a tensão superficial;
- Removedores de cálcio de magnésio, como carbonato de bicarbonato de sódio;
- Inibidores de formações ativas, como cloreto de potássio, sódio e cálcio;
- Bactericidas, como o paraformaldeído, compostos organoclorados, soda cáustica e cal.
- Produtos químicos mais específicos, como anticorrosivos, traçadores químicos e antiespumantes também podem estar presentes.

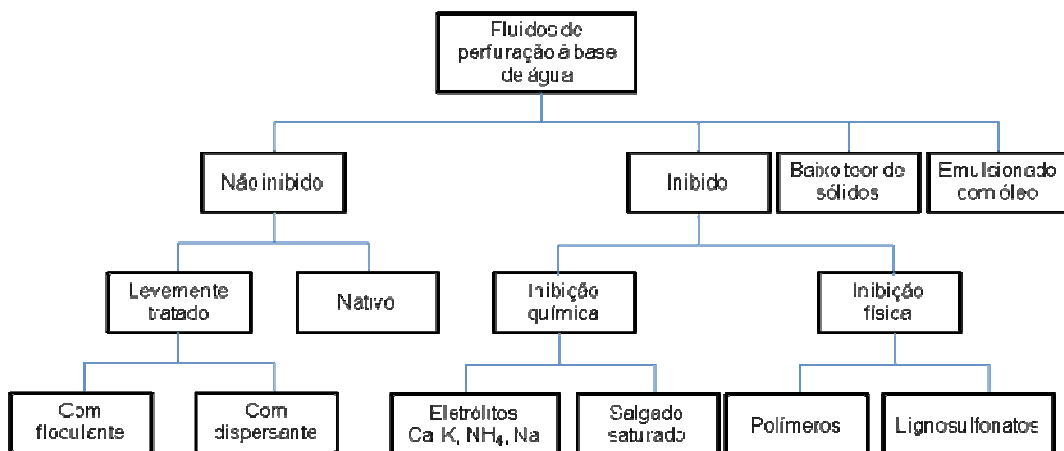


Figura 5 - Esquema da classificação dos fluidos de perfuração à base de água.

- Fluidos de base Sintética

São fluidos cuja base é óleo sintético. São frequentemente usados em plataformas *offshore*, pois apresentam as mesmas características de um fluido-base óleo, mas sua toxicidade é bem menor.

Durante as operações de perfuração, os sólidos no sistema de lama e as formações do poço são expostos principalmente ao líquido sintético, em vez de à fase aquosa, prevenindo assim inchaço e degradação das paredes do poço. O sistema não necessita de grandes volumes de diluição de controle de sólidos e o volume de gastos e cortes de lama é reduzido (Park et al. 1993).

Diversos sistemas atualmente utilizados podem ser classificados de acordo com a estrutura molecular dos seus fluidos de base sintética:

- Ésteres: podem ser sintetizados a partir de ácidos graxos e álcoois. Em alguns casos os ésteres derivam de óleos vegetais. A chave para o desempenho é a seleção adequada dos hidrocarbonetos e do comprimento da cadeia de ambos os lados do grupo funcional éster. Estas cadeias são selecionadas para minimizar a viscosidade do fluido, maximizar a estabilidade e minimizar a toxicidade.
- Éteres : incluem uma variedade de materiais que normalmente são sintetizados a partir de álcoois. Grupos de hidrocarbonetos de éteres são selecionados para otimizar as propriedades de perfuração e minimizar a toxicidade.
- Poli-alfa-olefinas: são fabricados pela polimerização de alfa-olefinas, como 1-octeno e 1-deceno. é possível controle sobre a estrutura química e propriedades físicas pelo ajuste dos parâmetros de reação no processo de polimerização e seleção de partida alfa-olefinas.
- Isômeros olefina: são fabricados por isomerização seletiva de alfa-olefinas. Modificações da estrutura química de base são escolhidos para minimizar a viscosidade cinemática, mas manter a aceitabilidade ambiental

Estes vários tipos de fluidos têm uma ampla gama de propriedades químicas e performance de perfuração. Os impactos ambientais de diferentes tipos de fluidos também diferem. Cada tipo de fluido-base tem vantagens e desvantagens para as operações de perfuração e descarte de estacas.

Fluidos sintéticos têm propriedades operacionais semelhantes aos sistemas base óleo e são comumente usados em situações de difícil perfuração (tais como poços de

altas temperaturas, folhelhos hidratáveis ou sal), onde as propriedades de fluidos base água limitaria performance e desempenho. Em alguns casos, os fluidos sintéticos podem proporcionar um melhor desempenho do que base óleo. Esses fluidos têm sido usados por muitos anos na extração de petróleo e gás.

Típicas bases para fluidos sintéticos são olefinas, parafinas, ésteres e misturas desses materiais. Esses líquidos oferecem uma melhor lubrificação, estabilidade térmica e integridade do poço. Além de oferecerem alto desempenho na perfuração, esses fluidos podem ser um componente importante de uma operação de perfuração ambientalmente correta, pois desta forma estacas provenientes do processo de perfuração podem ser separadas pelos equipamentos de controle de sólidos e assim serem descarregadas para o ambiente marinho de maneira segura.

Embora os custos de aquisição de fluidos sintéticos geralmente sejam várias vezes superiores aos custos de fluidos base óleo, a desvantagem do custo é superada se estacas de poços perfurados com sintéticos podem ser descarregadas no local, economizando custos de transporte e eliminação e pela sua baixa toxicidade.

Benefícios ambientais (em comparação com qualquer fluido base água ou base óleo) que resultam da utilização de fluidos sintéticos incluem:

- Menos resíduos;
- Eliminação de diesel como uma base de lama (diminui o risco de poluição);
- Melhora a segurança do trabalhador através de menor toxicidade e diminuição de propriedades que causam irritabilidade;
- O uso crescente de perfuração horizontal reduz a extensão da área e impactos ambientais das operações offshore de petróleo e gás;
- Melhor desempenho de perfuração.

Abaixo segue uma figura que ilustra a distribuição típica dos compostos presentes nos fluidos de perfuração de base óleo.

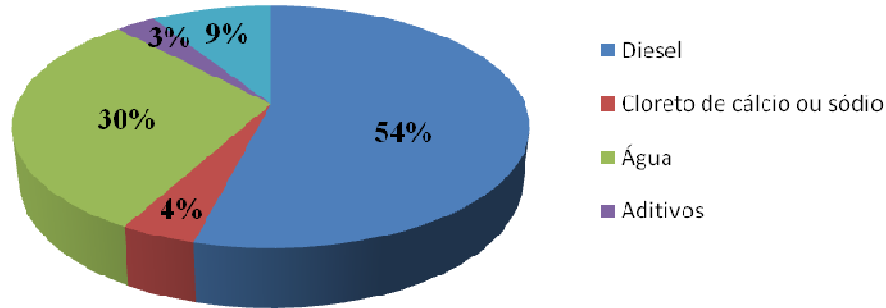


Figura 6- Composição típica de um fluido base óleo

A escolha errada do fluido pode levar a problemas como:

- Erosão, inchamento, desmoronamento das paredes do poço;
- Encerramento da broca;
- Aprisionamento da coluna de perfuração;
- Invasão e dano à formação.

Os principais fatores externos que determinam a escolha de um fluido de perfuração são:

- Condições de segurança – para garantir perfeitas condições de segurança em uma perfuração, um fluido de perfuração deve no mínimo ter um peso adequado para manter o controle do poço, para garantir a não formação de hidratos gasosos ou retardar a sua formação durante a perfuração, além disso deve levar em conta zonas de H₂S (sulfetos de hidrogênio).;
- Formações rochosas salinas – Essas formações rochosas são rochas sedimentárias formadas pela evaporação de água do mar. São rochas com altos teores salinos, que podem interferir na perfuração, principalmente pela diferença de pressão osmótica do local;
- Zonas de altas pressões e temperaturas – Regiões de altas pressões e temperaturas podem prejudicar o desempenho dos fluidos de perfuração, podendo alterar as suas propriedades físico-químicas.

- Condições ambientais – Dependendo da região (*Onshore / offshore*), do país na qual esta sendo realizada a perfuração, da legislação em vigor, das características de disposição final, etc;
- Formações argilosas – podem alterar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração;
- Trajetória do poço – Perfurações horizontais podem dificultar a ação dos fluidos de perfuração, seja pelo baixo grau de lubrificidade do fluido, seja pelo aumento da viscosidade ou pela dificuldade do carregamento dos cascalhos;
- Questões econômicas – Fator que apresenta influência direta na escolha de um fluido, podendo constituir cerca de 7% do valor total do custo de uma perfuração. Fatores como custo da disposição final do fluido, custo de aditivos, custo de manutenção, entre outros são alguns dos fatores econômicos.

Dentro da idéia de desenvolvimento sustentável e preservação do meio ambiente, é interessante buscar fontes cada vez mais ecologicamente corretas para produção dos fluidos. Como principais características buscam-se:

- baixa toxicidade;
- biodegradabilidade;
- baixa bioacumulação.

Utilizar formulações à base de água não significa eliminar totalmente os riscos ambientais ao contrário do que se poderia imaginar. Alguns estudos comparativos mostraram que os fluidos base água nem sempre cumprem as rigorosas exigências ecológicas (Sorbye, 1989). Em particular, podem incluir alguns biocidas tóxicos e metais pesados em sua composição. Além disso, em contraste com lamas à base de petróleo, esses fluidos exibem uma maior capacidade de diluição no ambiente marinho. Ao mesmo tempo, o campo de estudos e experimentais mostram que efeitos tóxicos agudos de lamas de perfuração base de água pode se manifestar apenas em concentrações elevadas (Patin, SA 1998.). Tais concentrações só pode ser encontrada nas proximidades do ponto de descarga (raio de vários metros). (Patin, SA 1999.)

Como a composição de fluidos de perfuração é muito variável torna-se necessário dividir os componentes dos fluidos de perfuração em três grupos principais, com base em seu risco eco-toxicológico:

- Grupo I inclui os principais componentes de lamas de perfuração à base de água - tais como bentonita e outras argilas, barita (não tem efeitos observados em concentrações inferiores a 2 mg/dm³ em testes-padrão crônico) e lignosulfonatos. Estas são de "baixa toxicidade e moderada", declinando rapidamente em vigor com a distância do ponto de descarga;
- Grupo II, de "toxicidade intermediária", mas volume muito menor, é composto por surfactantes, lubrificantes, aditivos circulação, petróleo e derivados, solventes, emulsionantes, diluentes e fluidos manchas;
- Grupo III inclui materiais altamente tóxicos presentes em pequenas quantidades, tais como metais pesados, agentes de limpeza, anti-espumantes, produtos destartáricos, inibidores de corrosão, bactericidas e biocidas.

Diferenças nas características físico-químicas resultam em diferenças nos principais critérios de desempenho ambiental, tais como biodegradabilidade aeróbia, biodegradabilidade anaeróbia, toxicidade de coluna de água e toxicidade de sedimentos.

A avaliação de dados é geralmente vista como a melhor prática para entender o potencial impacto ambiental de um fluido base. Na ausência de dados de campo, a biodegradação de laboratório e dados de ensaios de toxicidade é recomendada para avaliar efeitos ambientais. Uma avaliação global do impacto ambiental potencial só pode ser preenchida quando um conjunto de dados ambientais está disponível. Isso inclui testes em situação anaeróbia (ausência de oxigênio) e aeróbio (presença de oxigênio), os dados de teste de biodegradação, bem como coluna de água e de sedimentos de teste de toxicidade. Portanto, não se pode prever o impacto acarretado por um fluido.

Em 1980, o consenso entre os cientistas ocidentais que estudavam os efeitos ambientais de descargas de resíduos de perfuração era de que os efeitos dos descartes eram principalmente de caráter local e secundário. A maioria dos ingredientes principais de fluidos de perfuração tem uma baixa toxicidade para organismos marinhos. Apenas

cromo e ferro-crómio e hidróxido de sódio são ligeiramente tóxicas. No entanto, alguns aditivos utilizados para resolver certos problemas são tóxicos. Estes incluem o gasóleo, sais de cromato, surfactantes e paraformaldeído biocida. As lamas de perfuração mais tóxicas são aquelas que contêm altas concentrações de cromo hexavalente, combustível diesel ou surfactante. (Neff, JM 1987). Hoje, as legislações vigentes são mais severas em relação à proteção ambiental e muitas pesquisas estão sendo feitas no sentido de produzir fluidos que sejam ao mesmo tempo mais baratos e mais ecológicos.

Órgãos ambientalistas vêm restringindo a utilização de aditivos e fluidos de perfuração que não sejam biodegradáveis e atóxicos, tornando difícil o uso de fluidos à base de óleos minerais. Estas restrições ambientais são um forte incentivo ao desenvolvimento de aditivos que possibilitem o uso de fluidos de base aquosa mesmo na perfuração de trechos como os de ganho de ângulo, onde é necessária uma alta lubricidade e costuma-se utilizar fluidos a base de óleo. Resultados da literatura (Holstborg et al, 1999) mostram que a glicerina pode vir a ser utilizada como matéria - prima para a produção de uma série de derivados com estruturas adequadas à sua utilização como aditivos para fluidos de perfuração. Estas estruturas apresentam grande potencial para aplicação tanto como emulsificantes para fluidos de perfuração a base de ésteres, quanto como aditivos lubrificantes para fluidos de base aquosa.

Tabela II-1-- Resumo dos diferentes tipos de fluido

<i>Fase Contínua</i>	<i>Funções e Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
Água	<ul style="list-style-type: none"> • Tornar o fluido menos agressivo ao ambiente; • Facilitar a detecção de gás no poço; • Permitir maior taxa de penetração; • Permitir maior número de perfis a serem executados; • Permitir maior facilidade no combate a perda de circulação; • Ter menor custo inicial. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor estabilidade a altas temperaturas; • Não são adequados em operações exigentes de perfuração; • Não podem ser usados onde existam argilas sensíveis à água.
Óleo	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidade a altas temperaturas; • Lubrificação; • Estabilizantes do poço; • Usados em altas profundidades; • Prevenção da formação de hidratos; • Fluidos de perfuração mais leves; • Perfuração mais rápida; • Maior segurança na perfuração; • Menor produção de cascalho; • Baixa taxa de corrosão; • Propriedades controláveis entre 176 e 260 graus; • Amplo intervalo de variação da densidade; • Baixíssima solubilidade de sais inorgânicos; 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior custo inicial; • Menores taxas de penetração; • Dificuldade no combate a perda de circulação; • Danos ambientais.
Sintéticos	<p>Além das mesmas funções dos fluidos de base óleo temos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ser mais viscoso que os óleos minerais; • Ser biodegradável; • Não ser tóxico; • Ser estável em condições neutras e básicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Maior custo inicial; • Menores taxas de penetração; • Dificuldade no combate a perda de circulação;

II.4. Minerais industriais nos fluidos de perfuração

Os minerais industriais são usados *in natura*, ou após beneficiamento, em diversos segmentos da indústria do petróleo. Os insumos minerais mais utilizados na indústria do petróleo são: bentonita, barita, atapulgita, sepiolita, vermiculita, magnetita porosa, carbonato de cálcio, mica, perlita expandida, lignina, mica, grafita, cloreto de sódio, gipsita e gilsonita (Castelli, 1994).

A perfuração de petróleo é o segmento que usa a maior quantidade de minerais industriais, destacando-se seis funções básicas: modificador de densidade; promotor de viscosidade (“viscosifier”); agente anti-espessante (“thinner”); material contra perda de circulação; estabilizadores e lubrificantes.

II.4.1. Modificador de Densidade

É necessário que o fluido de perfuração exerça um diferencial de pressão frente às camadas que poderão ser encontradas durante a perfuração, de forma a impedir o influxo, ou seja, que petróleo ou gás jorre do poço (fenômeno conhecido como *blowout*). Essa pressão, que depende da densidade do fluido, pode ser controlada com a adição de minerais com elevado peso específico. Por outro lado, uma pressão exagerada pode provocar danos ao poço como desmoronamento ou fraturas na rocha e conseqüente fuga do fluido. Portanto, a densidade do fluido deve ser cuidadosamente projetada em junção das condições do poço.

Minerais como barita, hematita e galena, por apresentarem peso específico elevado (4,5; 5,3 e 7,5, respectivamente) são os mais usados como agentes de ponderação para ajustar a densidade em função da pressão hidrostática requerida para a coluna de lama. No Brasil é utilizada apenas a barita.

II.4.2. Promotor de Viscosidade

A viscosidade é uma propriedade de grande importância nos fluidos de perfuração de poços. Um fluido viscoso suspende e transporta até a superfície, com mais eficiência, os detritos resultantes da ação da broca giratória sobre a rocha. Por

outro lado, a pressão necessária para o bombeamento, e a dificuldade para a remoção dos detritos antes do descarte, aumentam com a viscosidade do fluido.

Os insumos minerais utilizados com essa finalidade têm propriedades tixotrópicas, o que significa que a viscosidade varia em função da movimentação do fluido. Isso é importante porque, em caso de problemas operacionais ou quando é necessária a troca da broca, a movimentação do fluido é interrompida provocando a formação de um gel espesso que impede o retorno dos fragmentos de rocha evitando a obstrução da broca. No momento em que o movimento é reiniciado, o fluido torna-se mais fino e retorna ao seu estado anterior.

A bentonita sódica e a bentonita cálcica ativada são os principais minerais utilizados para conferir viscosidade à lama de perfuração à base de água doce. Em água salgada, a bentonita perde as suas propriedades tixotrópicas. Nesse caso, usa-se a atapulgita ou a sepiolita. As argilas organofílicas (bentonitas modificadas com surfatantes) são usadas em lamas à base de óleo para aplicações especiais e lamas de emulsão inversa para perfuração de poços que atravessem formação contendo camadas de folhelho. Para alterar a viscosidade da lama de perfuração são também usados produtos orgânicos do tipo amido, carboximetilcelulose-CMC, tanino e lignosulfonato.

II.4.3. Material contra Perda de Circulação

Na primeira fase da perfuração, quando se avança em direção ao reservatório, a formação rochosa deve permanecer impermeável a fim de evitar a infiltração e, conseqüente, perda do fluido de perfuração.

Existe uma variedade muito grande de materiais usados como selantes para prevenir a perda de circulação. Há um tipo de material, ou mistura de materiais, para cada situação. A mica é o mineral industrial mais utilizado para reduzir as perdas de circulação. No entanto, outros produtos encontrados no mercado podem substituir a mica: fibras de celulose picada; celofane picado; conchas de nozes, fibra de celulose classificada; mistura de grãos, entre outros.

Ao contrário, quando o poço alcança o reservatório, deve-se modificar a composição do fluido a fim de garantir o escoamento fácil do petróleo pelos poros da formação até o interior do poço.

II.4.4. Estabilizadores

Nos casos em que o poço atravessa uma camada de sal, o contato do fluido à base de água com a formação tende a provocar a erosão e desestabilização das paredes do poço. Problemas também são previstos na passagem por uma camada formada por material argiloso. A argila hidrata e expande podendo provocar o aprisionamento da ferramenta de perfuração do poço. Para evitar a desestabilização e o alargamento do poço, pela ação da água, adiciona-se ao fluido um agente inibidor (Castelli, 1994).

Minerais como a gipsita ou a gilsonita são utilizados para assegurar a estabilização do poço, dependendo da natureza da formação atravessada pela perfuração. A gipsita (quimicamente, um sulfato de cálcio) é utilizada no caso de formações contendo esse tipo de sal. A gilsonita é usada em poço que atravessa camada de folhelho. A gilsonita cobre a superfície do folhelho evitando que este absorva água e se expanda, obstruindo o poço (Castelli, 1994).

Atualmente, tem-se dado preferência aos polímeros sintéticos, de baixo ou alto peso molecular, que são anforéticos (podem ser usados em ambiente básico e ácido) e atuam reduzindo a dispersão e hidratação das argilas e folhelhos da formação atravessada durante a perfuração do poço. Outros produtos químicos também costumam ser utilizados com essa finalidade, a exemplo dos polifosfatos, lignitos, taninos e sais de potássio (www.systemmud.com.br).

Para a prevenção dos problemas citados, pode-se também optar por um fluido à base de óleo. O uso desse tipo de fluido, no entanto, sofre restrições devido aos problemas ambientais causados.

II.4.5. Lubrificantes

O atrito provocado pelo contato do metal com a rocha resulta em desgaste e aquecimento da broca. O fluido proporciona o resfriamento e pode conter um insumo

mineral com a função de lubrificante. Os minerais grafite e bentonita são adicionados ao fluido com essa finalidade.

Em situações especiais usam-se produtos à base de glicol que, além de promover uma melhor lubrificação da coluna e broca de perfuração, inibe a hidratação do folhelho, reduz a perda de circulação e contribui para a formação da torta de filtração, ou seja, do revestimento das paredes do poço.

Além de participarem da composição dos fluidos de perfuração, os minerais também são utilizados em outras fases da produção do petróleo, como na recuperação secundária e no craqueamento. Na recuperação secundária usam-se areia de quartzo e bauxita calcinada, com certo grau de arredondamento dos grãos, para fratura das formações a fim de aumentar a fluidez do óleo, da formação para o poço de petróleo. No craqueamento, costuma-se usar caulinita e zeólitas (naturais ou sintéticas).

Tabela II.1. - Alguns aditivos usados em fluidos de perfuração.

Aditivo	Características
Lignossulfatos, taninos, lignitos e fosfatos	Dispersante; Inibidor Físico
Baritina e hematita	Adensante – controle de densidade
Soda caústica, potassa caústica e cal	Alcalinizantes; Controladores de pH e Floculantes
Surfactantes, sabões e ácidos graxos	Emulsificar a água; Reduzir tensão superficial
Carbonato e bicarbonato de sódio	Removedores de cálcio e magnésio
Triazina	Bactericida

III. Pré-sal

III.1. Descoberta do Pré-sal

Pré-sal é a denominação das reservas petrolíferas encontradas abaixo de uma profunda camada de sal no subsolo marítimo. As rochas reservatório deste tipo de região normalmente são encontradas em áreas marítimas profundas ou ultra-profundas, de difícil localização e de acesso mais complexo. A maior parte das reservas petrolíferas atualmente conhecidas no mundo está localizada em áreas com este perfil.

A chamada camada pré-sal brasileira é uma faixa que se estende ao longo de 800 quilômetros entre os Estados do Espírito Santo e Santa Catarina, abaixo do leito do mar, e engloba três bacias sedimentares (Espírito Santo, Campos e Santos). O petróleo encontrado nesta área está a profundidades que superam os 7 mil metros, abaixo de uma extensa camada de sal que, segundo geólogos, conservam a qualidade do petróleo. Vários campos e poços de petróleo já foram descobertos no pré-sal, sendo Tupi o principal. Há também os campos de Guará, Bem-Te-Vi, Carioca, Júpiter, Iara, Iracema, Abaré entre outros.

O conjunto de descobertas situado entre os estados do Rio de Janeiro e São Paulo (Bem-te-vi, Carioca, Guará, Parati, Tupi, Iara, Caramba e Azulão ou Ogun) ficou conhecido como “Cluster Pré-Sal”, pois o termo genérico “Pré-Sal” passou a ser utilizado para qualquer descoberta sob as camadas de sal.

Ocorrências similares, sob o sal, podem ser encontradas nas Bacias do Ceará (Aptiano Superior), Sergipe-Alagoas, Camamu, Jequitinhonha, Cumuruxatiba e Espírito Santo, no litoral das ilhas Malvinas, mas também já foram identificadas no litoral atlântico da África, Japão, no Mar Cáspio e nos Estados Unidos, na região do Golfo do México. A grande diferença deste último é que o sal é alóctone (vindo de outras regiões) enquanto o brasileiro e o africano são autóctones (formado nessa região) (Mohriak et al., 2004).

Em 10 de setembro de 2008, a Petrobras anunciou que as reservas comprovadas no Campo Iara eram de até 4 bilhões de barris (www.bnamericas.com) a contagem de 6 dos atuais 8 campos do Pré-Sal. Esses números representam um crescimento de 86% das reservas brasileiras. As estimativas são de que com a exploração de todas as reservas do pré-sal o Brasil seja a oitava ou nona potência petrolífera do mundo em termos de reservas.

Até 2010, a empresa pretende contar com 9.621 km de dutos no País. Em 2003, eram 5.804 km. Cinco novas refinarias serão construídas no Brasil, ressaltando-se que a última foi inaugurada em 1980. Será preciso também encomendar navios-sonda para atuar na exploração em alto-mar. Serão 28 embarcações construídas no Brasil e 12 no exterior ao preço que varia entre US\$ 700 milhões e US\$ 1 bilhão. Essa política industrial do petróleo terá o foco na produção de máquinas e equipamentos para as elevadas demandas previstas para essa cadeia (www.petrobras.com.br).

III.2. Valor das reservas

A gigantesca mega-província petrolífera em toda a camada de Pré-Sal, com 800 km de extensão e 200 km de largura, em 160 mil km² (100 mil milhas), do Espírito Santo a Santa Catarina, poderá fazer o Brasil superar a marca de 100 bilhões de barris em reservas, um crescimento de 7 vezes e abrindo um novo paradigma em energia e estratégia para o Brasil. Com as melhores perspectivas possíveis de futuro, o Brasil estaria produzindo antes de 2017 algo como 9 a 12 milhões de barris diários de petróleo, os quais seriam beneficiados aqui (www.economiabr.defesabr.com/Ind/Ind_energia.htm).

Toda essa agregação de valor por meio de refino e outros processos mais sofisticados de transformação - caso da petroquímica- poderia fazer o valor adicionado do óleo do Pré-Sal crescer 40 vezes.

Uma reserva de 100 bilhões de barris poderia valer cerca de US\$ 10 trilhões a US\$ 100 o barril. A multiplicação agregada de 40 vezes levaria essa cifra a US\$ 400 trilhões. Isso equivaleria a 300 vezes o PIB Nominal brasileiro de 2007, de US\$ 1,333 trilhão.

Com o barril retornando a US\$ 150, a multiplicação agregada elevaria essa cifra a US\$ 600 trilhões.

Há suspeitas de que a área total do pré-sal possa se estender desde a Guiana Francesa até a Patagônia argentina. Nesse caso, o Brasil poderia ter reservas pelo menos 5 vezes maiores que os estimados 100 bb. A marca de 500 bilhões de barris em reservas não representaria mais um impressionante crescimento de 7 vezes, mas de 36 vezes sobre as reservas atuais.

Mantendo o barril a US\$ 100, reservas de 500 bb poderiam valer cerca de US\$ 50 trilhões. A multiplicação agregada de 40 vezes devido aos processos de beneficiamento levaria essa cifra a US\$ 2 quatrilhões. Isso equivaleria a inimagináveis 1.500 vezes o PIB Nominal brasileiro de 2007.

As descobertas do Pré-Sal significam para a Petrobras o mesmo que a Bacia de Campos significou na década de 70, tendo como grandes diferenças o potencial bastante superior e o ritmo forte com que o óleo será retirado. Se a companhia levou 20 anos para alcançar o desenvolvimento pleno da Bacia de Campos, na Bacia de Santos ela pretende ser muito mais rápida tendo em vista a existência de melhores tecnologias e maior capital disponível para ser investido.

Existe ainda outro grande desafio: a capacidade instalada da indústria de bens e serviços ainda é insuficiente para atender às demandas previstas. Diante disso, a Petrobras recorrerá a algumas vantagens competitivas já identificadas, para fomentar o desenvolvimento da cadeia de suprimentos. Graças à sua capacidade de alavancagem, pelo volume de compras, a empresa tem condições de firmar contratos de longo prazo com seus fornecedores. Uma garantia e tanto para um mercado em fase de expansão. Além disso, pode antecipar contratos, dar suporte a fornecedores estratégicos, captar recursos e atrair novos parceiros. Tudo isso alicerçado num programa agressivo de licitações para enfrentar os desafios de produção dos próximos anos.

III.3. Regulamentações para o Pré-Sal até 2020

Estão sendo votados no Congresso Nacional Projetos de Leis regulamentando a exploração da Região do Pré-Sal. Dentre estes projetos, abaixo estão listados alguns

tópicos que estão em votação, que foram considerados mais relevantes, pois afetariam diretamente o cenário de exploração e produção de petróleo na chamada região do Pré-Sal (<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/projeto-lei-exploracao-pre-sal>):

Até o final do mês de maio de 2010, os projetos de Lei citados abaixo ainda encontravam-se em votação no Congresso. Mesmo não afetando diretamente as estimativas feitas neste trabalho, tais projetos afetam diretamente todas os planos que possam ser gerados no futuro e por isso são importantes ser mencionados.

Sistema de partilha

O regime de concessão utilizado atualmente na exploração de petróleo será válido apenas para as áreas - chamadas de blocos - já licitadas. Para o pré-sal, entrará em vigor um contrato de partilha da produção, adotado em países como Arábia Saudita, Venezuela, Irã e Iraque. Pelo acordo, estado e empresas dividirão a produção de óleo e gás, permitindo à União capturar a maior parte da riqueza gerada com a renda do petróleo. Segundo o governo, a mudança se justifica pelo fato de o pré-sal ser uma das maiores reservas petrolíferas do mundo: trata-se de uma região com alto potencial e baixo risco para os investidores.

Petrobras

A estatal será a operadora de todos os blocos a serem explorados. A União poderá contratar a Petrobras para produzir diretamente no pré-sal ou realizar licitações para escolher empresas privadas - ainda assim, caberá à Petrobras uma fatia mínima de 30% em cada bloco. Com o objetivo de aumentar a capacidade de investimento da estatal, a União vai ceder à empresa o direito de explorar até 5 bilhões de barris de óleo. Paralelamente, a estatal realizará um aumento de capital: os recursos captados no mercado serão usados para saldar a dívida com o estado brasileiro pela concessão da exploração dos barris.

Petro-Sal

A estatal a ser criada estará vinculada ao Ministério de Minas e Energia, representará a União e será responsável por autorizar as licitações relativas à exploração do pré-sal. A empresa terá poder de veto nas questões operacionais de todos os blocos.

Atualmente a Petrobras é a única empresa que se pronuncia acerca do Pré-sal e com a garantia de que deve ter força e gás para o tamanho do desafio que é participar de todos os projetos.

III.4. Número de Poços a serem perfurados até 2020

Atualmente, a Petrobras vem comandando as ações no cenário do Pré-sal. Além de sua tecnologia de ponta para o desafio, como visto anteriormente, leis federais cada vez dão mais poder e autoridade à empresa estatal para o cenário futuro de perfuração.

Desta maneira, para se obter uma estimativa de quantos poços poderão ser perfurados na região do pré-sal, uma boa estratégia pode ser analisar as ações da Petrobras para este cenário.

III.4.1. A Petrobras e o Pré-Sal

A Petrobras anunciou que planeja perfurar cerca de 540 poços na região do pré-sal até 2025, com o objetivo de colocar em operação parte de seus gigantescos campos com reservas confirmadas (www.power.inf.br/pt/?p=12973).

Só neste ano de 2010, a idéia é de que sejam perfurados até onze poços de avaliação exploratória e dois de desenvolvimento de produção, sendo 13 no total. Para viabilizar este processo são esperadas 6 novas sondas, em adição as 6 que já vinham operando nesta região. Entre as que chegam e as que encerram suas operações na área de Tupi, a previsão é de que 10 sondas estejam operando (www.power.inf.br).

Para 2011, são esperadas 28 novas sondas de perfuração e, com isso, pode-se afirmar que o pré-sal começará a entrar em fase máxima de produção a partir de 2012.

Pelas características dos projetos, o tempo de perfuração de cada poço do Pré-sal será em média de 4 meses. Deve-se ainda considerar que há um tempo de deslocamento entre poços bem como procedimentos de logística de início e fim de perfuração.

A partir dos dados expostos, podemos inferir que dos 540 poços programados até 2025, 40 já terão sido perfurados entre 2010 e 2011, restando a Petrobras cumprir sua meta de 500 poços em 13 anos. Serão cerca de 38 poços por ano e, considerando-se que haverá 40 sondas próprias disponíveis até 2012, chega-se a média de 1 poço por ano para cada sonda, o que é um número plausível.

Obviamente temos que considerar que, ao longo do tempo, parte das sondas entrará em manutenção e que naturalmente problemas poderão ocorrer. Entretanto isto influenciará muito pouco: as sondas são novíssimas e seu programa de manutenção pouco deve influenciar neste curtíssimo prazo.

III.4.2. Estimativa de Perfuração de Poços do Pré-Sal até 2020

Conforme entrevista realizada com Wes Maxwell, Coordenador de Projetos de Perfuração para Águas Profundas da Newpark Drilling Fluids do Brasil, em 28 de novembro de 2009, “o tempo médio de perfuração de um poço do pré-sal no futuro deverá ser de aproximadamente 4 meses, contando operações de mobilização e demais processos de manobras de colunas e equipamentos”.

Ainda de acordo com Wes Maxwell, em projetos anteriores com cenários parecidos na Costa africana e em outros 2 projetos de camada de pré-sal que trabalhou no Brasil, a duração foi de pouco mais de 4 meses, mas ressalta que com novas tecnologias essa duração poderá ser reduzida.

Com sua utilização a 100%, essas 40 sondas citadas anteriormente poderão perfurar aproximadamente 120 poços por ano, o que levaria a um número perto de 1000 poços até 2020, contra os 460 especulados pela empresa

Além disso, deve-se levar em consideração que a Petrobras subcontrata parte das sondas de perfuração que utiliza.

Em busca feita no site da *Rigzone*, em 08 de janeiro de 2010 havia 20 sondas de empresas de serviços perfurando no Brasil, com capacidade e tecnologia para perfuração em águas ultra-profundas.

Esse número de sondas representa um aumento na capacidade de perfuração em 50%, o que significariam até 2020 uma capacidade de perfuração de mais 480 poços.

Logo, uma hipótese bastante razoável, mesmo contradizendo as previsões da empresa estatal brasileira é que cerca de 1.500 poços sejam perfurados de hoje até 2020, de acordo com a quantidade de sondas disponíveis como foi descrito anteriormente.

Este número leva em consideração apenas os poços que a Petrobras terá participação direta na perfuração, como operadora, ainda não levando em conta ações de diversas empresas multi-nacionais de exploração e produção de petróleo.

Vale a pena ressaltar que, mesmo a Petrobras tendo, por obrigatoriedade da Lei, que ter participação em todos os projetos, não signifique que esta seja a empresa responsável pelas ações de perfuração e exploração.

IV. Proposta de Perfuração para poços do Pré-sal

IV.1. Esquema proposto para a perfuração de um poço típico do Pré-sal

Conforme exposto acima e com base no que vem sendo feito atualmente na perfuração de poços pilotos, são feitas algumas proposições gerais de forma a nortear o projeto. Tentar-se-á incluir no escopo do projeto proposições que englobem as condições de maior uso possível de produtos, dentro de um padrão de perfuração no mínimo aceitável e factível.

Utilizando uma média dos valores expostos acerca do pré-sal, será considerado que o petróleo acumulado nos reservatórios subsais encontra-se em uma seção que se inicia a 6.000 metros do fundo do mar e vai até 6.500 metros de profundidade.

A seguir encontra-se uma ilustração típica das encontradas na literatura sobre as distâncias e tipos de rochas encontradas na perfuração de poços do pré-sal:

Camadas de água, terra e sal

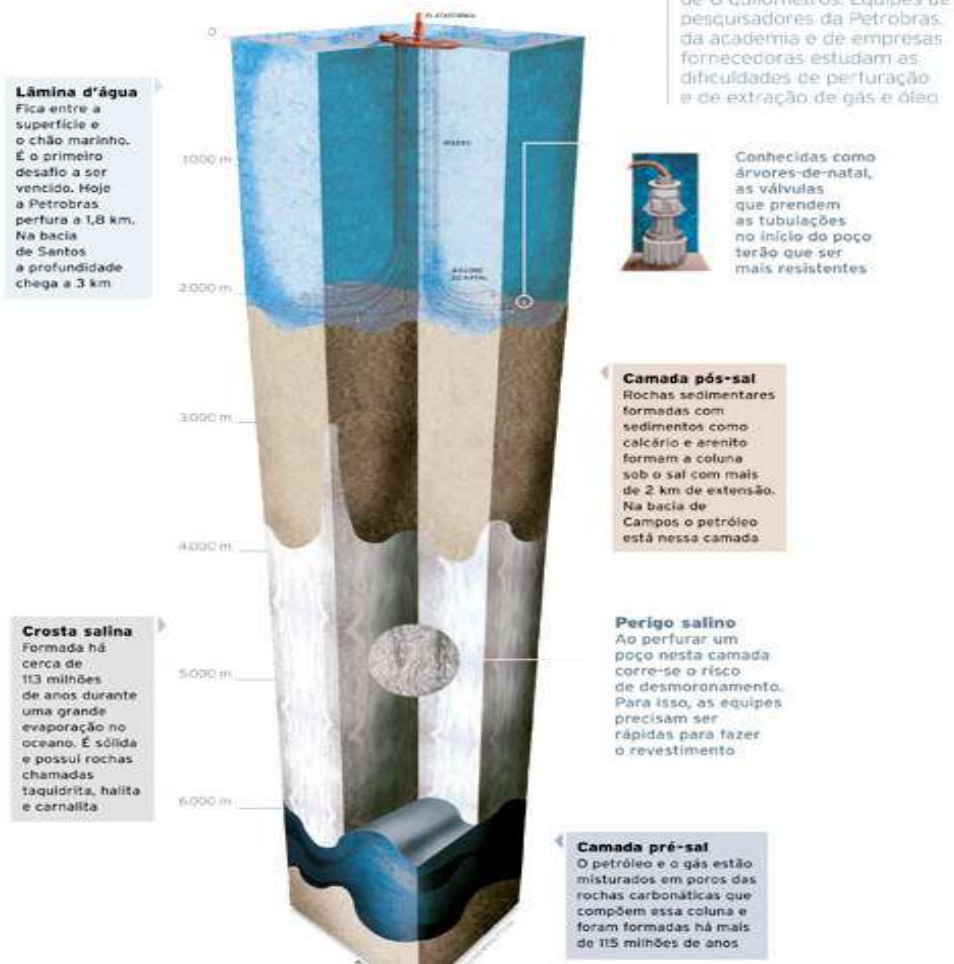


Figura 8 - Ilustração das profundidades típicas de um poço da região do pré-sal

(<http://marcosbau.files.wordpress.com/2010/02/pre-sal-3d1.jpg>)

Desta maneira, é proposto o esquema clássico de perfuração, em que após um intervalo ser perfurado, é imediatamente realizada a operação de cimentação do poço e, somente após a cimentação do intervalo acima, inciar-se-á a perfuração do intervalo seguinte.

O número de intervalos a serem perfurados dependem, dentre inúmeros aspectos, da geologia de poço durante a perfuração. De uma certa maneira, sempre que a perfuração atravessa regiões com formações diferentes é feita a cimentação da região perfurada anterior, pois novas regiões apresentam novos desafios e novas formulações

de fluidos. A cimentação é feita de maneira a estabilizar a região perfurada anteriormente e facilitar para os engenheiros raciocinarem sobre os novos desafios.

Logo, como exposto anteriormente, é impossível se ter um padrão pré-determinado de poço e de regiões a serem cimentadas. Para este trabalho, será proposto um esquema padrão de perfuração, que envolva o cenário de maior gasto possível de produtos.

A configuração com 4 intervalos é a que apresenta o maior volume de poço possível, logo é a que representaria a condição máxima de utilização de produtos químicos nos fluidos de perfuração, pois: quanto maior o volume de poço a ser preenchido pelo fluido, maior será a quantidade de fluido a ser utilizado e, conseqüentemente, maior será a utilização dos produtos químicos no fluido.

Além disso, serão abordadas abaixo duas formulações possíveis para fluidos de perfuração:

Formulação 1: Fluido de perfuração de base parafínica

Formulação 2: Fluido de perfuração de base aquosa, considerando a água do mar como solvente.

Estas formulações serão comparadas quanto ao custo total nas operações de perfuração e quanto ao gasto total dos produtos. Embora formulações aquosas sejam mais vantajosas do ponto de vista econômico e ambiental, formulações de base sintética apresentam melhores desempenhos e menores gastos de determinados produtos. Todos estes aspectos serão posteriormente analisados nas conclusões.

Para estas duas formulações foram calculadas as quantidades de produtos necessárias para cada um dos intervalos de perfuração propostos, bem como, ao final, estimadas as Quantidades Totais de produtos utilizados em um poço, bem como também os custos totais do programa de fluido de perfuração para este poço.

Abaixo se encontra uma tabela que resume o programa de fluidos e de revestimentos propostos para este trabalho:

Tabela IV.1. – Programa de revestimentos propostos para o que será considerado um típico poço da camada do pré-sal.

<i>PROFUNDIDADE VERTICAL</i>	<i>PROGRAMA DE REVESTIMENTOS</i>	<i>FORMAÇÃO ESTIMADA</i>	<i>REVESTIMENTO</i>	<i>POÇO</i>
-2.000 metros	CABEÇA DO POÇO			
-2.500 metros		Arenitos	36 polegadas	42 polegadas
-4.000 metros		Arenitos e Folhelhos	20 polegadas	26 polegadas
-6.000 metros		Camada de Sal	13,375 polegadas	17,5 polegadas
-6.500 metros		Reservatório Carbonático	Liners e gravel-pack	12,25 polegadas

IV.2. Cálculo do Volume dos fluidos

Para cada um dos intervalos, o volume máximo e total de fluido de perfuração a ser utilizado é função do volume do poço aberto ao final do intervalo. Este cálculo consiste em calcular o volume do poço aberto (www.drillingformulas.com.br):

Muitas das formulas utilizadas abaixo estão corrigidas para o uso nos trabalhos de campo. Comumente, as unidades de trabalho na área de exploração e produção não são as mesmas propostas pelo Sistema Internacional de padronização de unidades. São utilizadas comumente as unidades dos sistemas americano e inglês.

$$\text{Volume do poço (bbls)} = \left(\frac{\text{Diâmetro do poço [pol]}^2}{314} \right) \times \text{Altura do Intervalo [pol]} \times 1,25 \quad [1]$$

em que a sigla bbls significa barris (159 litros), a sigla pol representa polegada (2,54 cm).

As constantes acima são análises dimensionais das unidades e corrigem a formula acima para que haja consistência dimensional

Para a quantidade de produtos a ser utilizada em cada intervalo, basta multiplicarmos a concentração desejada do produto no fluido pelo volume total do fluido:

$$\text{Quantidade de Produto} = \text{Volume do Poço [bbls]} \times \text{Concentração desejada} \left[\frac{\text{lb}}{\text{bbls}} \right] \quad [2]$$

em que a sigla lb representa libra (2,204 gramas).

Ao final, para se estimar a quantidade total de produtos para um poço, devem ser somadas as quantidades de produtos utilizadas em cada um dos intervalos.

$$\text{Quantidade total de produtos} = \sum \text{Quantidades parciais de cada intervalo} \quad [3]$$

Os custos totais de perfuração de cada intervalo são obtidos a partir do seguinte cálculo:

$$\text{Custo do Intervalo (R\$)} = \sum \text{Quantidade de produto utilizado} \times \text{Custo Unitário do produto (R\$)} \quad [4]$$

IV.3. Cálculo da densidade do fluido de perfuração

Uma das propriedades mais importantes dos fluidos de perfuração é sua densidade. A densidade de um fluido, ou peso do fluido, é uma das principais responsáveis por sustentar as paredes do poço, evitando que desmoronem, e por controlar a invasão dos demais fluidos presentes nas formações e subirem à superfície. A pressão exercida pelo fluido nas paredes do poço deve ser sempre igual ou superior à dos fluidos presentes nas diversas seções da formação, entretanto um peso muito alto leva à fratura da formação que, em última instância, pode significar a perda do poço. Em termos técnicos, a densidade do fluido de perfuração deve ser sempre superior à pressão dos fluidos presentes nas formações e sempre inferior às pressões de fratura das mesmas. Alcançar este balanço não é fácil e desenvolver um fluido de perfuração adequado significa também ter bastante conhecimento da geologia da formação a ser perfurada.

O grande desafio das operações de perfuração do Pré-Sal é a perfuração da camada de sal. Seções salinas, ou evaporitas, são sedimentos compostos de sais depositados no fundo dos oceanos há milhões de anos como resultado da evaporação da água do mar.

Estruturas salinas são bastante utilizadas na geologia para identificação de possíveis reservatórios de petróleo. O sal funciona como uma ótima armadilha, ou trapa, para o petróleo, impedindo com que este migre até a superfície.

A água do mar apresenta basicamente a mesma composição onde quer que seja encontrada ao longo do globo terrestre (Dowell, 1991). Quando a água do mar evapora, seus vários sais precipitam em uma ordem determinada. Esta ordem é definida pela solubilidade dos sais e pela concentração inicial de seus respectivos íons.

Abaixo é dada a ordem de precipitação de cada um destes componentes:

1. Carbonatos-calcáreos (CaCO_3) ou dolomitas ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)
2. Gipsita ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Por causa do calor e da pressão passa a sua forma anidra (CaSO_4)
3. Halita ou sal (NaCl)
4. Carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) ou outros sais raros, bastante solúveis, tais como a bichofita ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), a silvita secundária (KCl) e a polihalita ($\text{K}_2\text{Ca}_2\text{Mg}(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

É a presença destes sais que caracteriza as diversas seções salinas através do mundo.

O quarto estágio representado acima decorre de um processo muito raro de evaporação e é dificilmente encontrado nas seções salinas conhecidas atualmente e, ainda que encontrado, a água do mar em contato o dissolverá facilmente, dando início ao processo de sedimentação de carbonatos e da gipsita.

O sal assume comportamento plástico acima de determinadas condições de temperatura, geralmente acima dos 107°C . Durante a perfuração desta camada, quando em regiões muito profundas, devido ao comportamento plástico do sal, ocorrem diversos problemas de deformação e fechamento do poço, o que pode levar em último estágio ao aprisionamento da coluna de perfuração e, conseqüentemente, à perda do poço.

Além disso, assim como visto anteriormente, outra característica primária desejável aos fluidos de perfuração é evitar que fluidos presentes nas formações invadam o poço.

Resumindo, deseja-se que a pressão exercida pelo fluido em uma determinada profundidade do poço seja, no mínimo, igual à pressão exercida pela formação naquele ponto.

Este cálculo não é simples, pois a pressão da formação varia de acordo com os mais diversos parâmetros, tais como, profundidade do poço, localização, propriedades físico-químicas das rochas e suas interações com seus constituintes, tipo de sedimentação e diversos outros parâmetros.

Entretanto, se é possível estimar tais pressões, de maneira a se ter uma noção aproximada de como desenvolver um programa de fluidos, como esquematizar a perfuração de poço e até de quais técnicas de perfuração se utilizar.

Desta maneira, a partir dos dados expostos no site www.drillingformulas.com.br, segue o desenvolvimento matemático para se estimar a densidade de um fluido de perfuração da região do Pré-Sal. Todos os desenvolvimentos matemáticos e considerações feitas abaixo foram embasados nesse site.

O cálculo do peso do fluido deve ser feito considerando cada intervalo a ser perfurado, considerando as diversas pressões dos fluidos existentes nos constituintes.

Como será visto abaixo, ao final dos cálculos, pode-se estimar o peso do fluido apenas pelos parâmetros geológicos da formação. Isto facilita bastante o trabalho dos engenheiros nos processos de perfuração.

Desta forma, para uma situação total de equilíbrio, em que a densidade do fluido exerce a mesma pressão que a pressão de formação, tem-se de uma maneira geral que:

$$\text{Pressão no fundo do poço (BHP)} = \text{Pressão dos constituintes da formação (FP)} \quad [5]$$

em que,

$$\text{BHP} = \text{Pressão da coluna hidrostática (HP)} + \text{Pressão na superfície (SP)} \quad [6]$$

Há 3 tipos de pressão de formação, todas estas baseadas na pressão equivalente à pressão hidrostática de uma coluna de água.

Em formações classificadas como de Pressão Normal, a pressão dos constituintes nos poros da formação varia de 0,433 psi/ft (8,3 ppg) até 0,478 psi/ft (9,2 ppg), dependendo da concentração de sais presentes nas estruturas.

De acordo com as informações explicitadas anteriormente sobre a formação da camada do pré-sal, pode-se estimar que o gradiente de pressão de formações próximas e/ou adjacentes à camada de sal estarão próximas a 0,478 psi/ft (9,2 ppg).

$$\mathbf{FP = Gradiente de pressão \times Altura (H)} \quad [7]$$

$$\mathbf{FP = 0,478 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \times H [\text{ft}]} \quad [8]$$

em que a altura H corresponde á profundidade vertical do poço na unidade ft (pés).

Para que haja equilíbrio entre a pressão de formação e a pressão no fundo do poço, teremos que:

$$\mathbf{BHP = HP + SP = 0,478 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \times H [\text{ft}]} \quad [9]$$

em que a pressão hidrostática da coluna de fluido deve ser:

$$\mathbf{HP = Densidade do fluido \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \times g \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right] \times H [\text{m}]} \quad [10]$$

A partir da equação acima, considerando a aceleração da gravidade $g = 9,8 \text{ m/s}^2$ e de forma a termos consistência de unidades, deve-se adaptar para a expressão abaixo:

$$\mathbf{HP = 0.052 \times Densidade do Fluido [\text{ppg}] \times H [\text{ft}]} \quad [11]$$

Assim como se pôde observar acima, a pressão hidrostática não é função da geometria do poço, dependendo somente da densidade do fluido e da profundidade do poço.

Vale ressaltar que a geometria do poço incidirá diretamente nos cálculos de volumes de fluido e de produtos a serem utilizados e não na densidade do fluido, conforme mencionado anteriormente.

Continuando, ao substituírmos todas as equações na expressão principal, temos que:

$$\mathbf{BHP = HP + SP = 0,478 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \times H \text{ [ft]}} \quad [12]$$

$$\mathbf{0,052 \times \text{Densidade do Fluido [ppg]} \times H \text{ [ft]} + SP = 0,478 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] \times H \text{ [ft]}}$$

Passando o termo SP para o outro lado da expressão:

$$\mathbf{0,052 \times \text{Densidade do Fluido (ppg)} \times H = 0,478 \times H - SP} \quad [13]$$

Isolando a expressão acima em termos da altura H, temos a seguinte fórmula:

$$\mathbf{\text{Densidade do Fluido (ppg)} = 9,2 - \frac{SP}{0,052 \times H}} \quad [14]$$

Em poços cujas linhas de retorno de fluidos estão à pressão ambiente, a pressão de superfície SP é praticamente zero, pois significa pressão ambiente.

Entretanto, em poços com sistemas de circulação fechados é possível se controlar a pressão de superfície, com o auxílio de bombas e/ou compressores, o que torna o ambiente mais seguro e controlável.

Para um equilíbrio total do sistema, a densidade para um fluido de perfuração a ser utilizado é de 9,2 ppg, sendo este o peso mínimo necessário para um fluido atravessar regiões em que haja a presença de sais nos constituintes presentes na formação.

A partir deste problema, diversos estudos foram realizados sobre como perfurar esta camada de sal e o gráfico abaixo fornece a relação ideal entre densidade do fluido e profundidade na qual a camada de sal se encontra.

Para o caso do reservatório na região do Pré-sal brasileira, em que a camada de sal está a cerca de 12.000 pés de profundidade e com temperatura de 100°C, fazendo uma pequena extrapolação do o gráfico acima, o peso ideal para o fluido será entre 12 e 14 lb/gal.

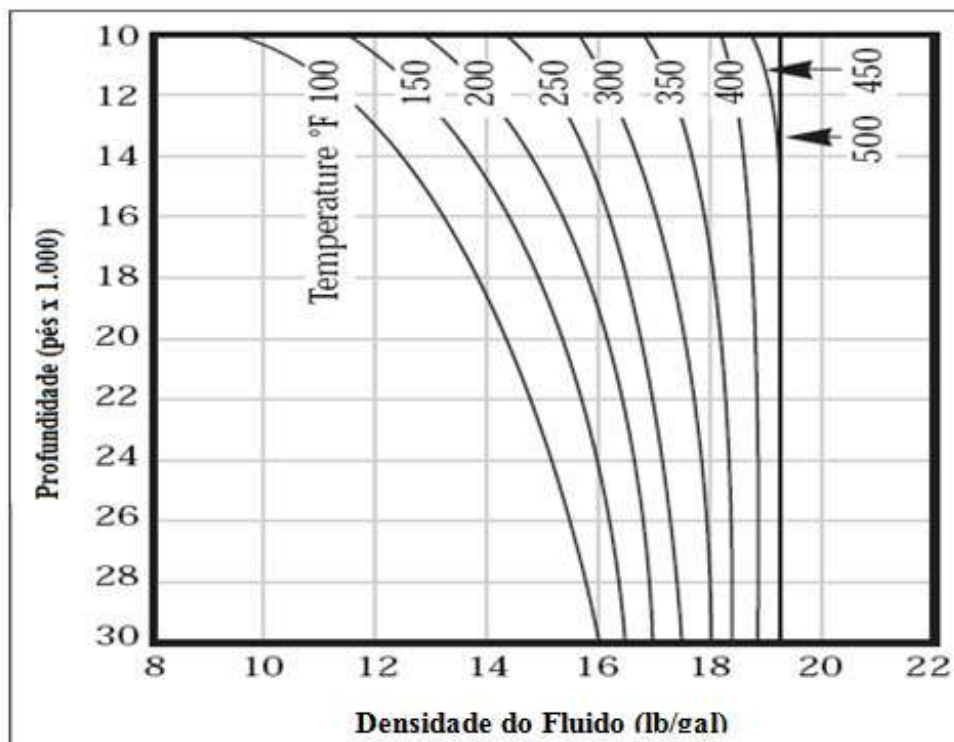


Figura 9 – Gráfico de Profundidade x Densidade do Fluido para perfuração de camadas de sal

(Fonte: Dowell Mud Manual, 1991)

Estudos feitos por engenheiros da Petrobras durante etapas de perfuração e produção indicam que os fluidos a serem usados no pré-sal devem possuir densidade de aproximadamente 14 libras por galão (ou 1.677 g/l) para suportar a pressão da estrutura salina, o que os tornam fluidos extremamente densos. Tais fluidos são difíceis de ser bombeados e têm diversas propriedades prejudicadas pelo excesso de sólidos presentes na emulsão.

Uma possível estratégia para eliminar a pressão da camada de sal que leva ao fechamento do poço tem sido dissolver parte do sal da camada do pré-sal no fluido. A partir de fluidos insaturados em sais, parte dos sais da camada de sal é dissolvida e carregada no fluido. Além de permitir o controle da estabilidade do poço há inúmeras vantagens econômicas e operacionais neste tipo de procedimento, tais como menos gasto com produtos.

IV.4. Desenvolvimento das Formulações dos Fluidos de Perfuração

Abaixo estão apresentadas duas formulações para fluidos de perfuração que deverão ser utilizadas na perfuração de poços da cama do pré-sal.

Estas formulações foram desenvolvidas com a ajuda de Wes Maxwell, Coordenador de Projetos para Águas Profundas da empresa Newpark Drilling Fluids do Brasil, e do ex-presidente da empresa, Loyd Edward Roberson.

Tanto Wes Maxwell como Loyd Roberson trabalham há mais de 15 anos na área de fluidos de perfuração e possuem experiências similares as do pré-sal nos seus últimos trabalhos na costa do continente africano, que também possui formações similares às do pré-sal e, segundo Loyd, “experiências passadas é um dos fatores mais relevantes na formulação de fluidos de perfuração de alta performance”.

Abaixo se encontram resumidas as operações de perfuração propostas para cada um dos intervalos propostos: o fluido de perfuração proposto para o intervalo, as quantidades parciais de produtos utilizados e custos unitários por produto no intervalo e totais por intervalo.

Apesar de estarem descritos todos os produtos utilizados nos fluidos de perfuração, vale ressaltar que serão analisados posteriormente os mercados somente da Baritina, Cloreto de Potássio, Cloreto de Sódio, Cal Hidratada, Goma Xantana e Triazina, conforme informado anteriormente.

IV.5. Formulação 1: Fluido de Perfuração de Base Sintética

- **Intervalo 0: Lâmina d'água**

Lâmina d'água de cerca de 2000 metros entre a base da plataforma e o fundo do oceano. Junto com a broca que iniciará a perfuração, são descidos os primeiros equipamentos de assentamento de poço.

- **Intervalo 1: Assentamento dos equipamentos de controle**

Perfuração do intervalo entre 2000 e 2500 metros, com poço de diâmetro de 42 polegadas. Após esse intervalo, ocorre a sua cimentação e é descido o revestimento de 36 polegadas.

Fluido utilizado: Fluido de base aquosa

Esta viagem de perfuração é curta de forma que possam ser assentados os equipamentos de controle e isolamento de poço no fundo do oceano.

Basicamente serão bombeados 2 fluidos com pesos diferentes para dentro do poço. Fluidos mais leves, com densidade de 8,6 lb/gal para a abertura do poço e em determinados momentos fluidos mais densos, de peso 13 lb./gal, para que promovam uma limpeza mais eficiente do poço.

Tabela IV.1. – Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 1 e estimativa de gasto com engenheiros

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO	UNID. CONC.	QUANTIDADE TOTAL	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO (R\$)	CUSTO TOTAL (R\$)
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	20,00	lb'bb1	217,00	ton.	800,00	R\$ 173.600,00
BARITINA (ADENSANTE)	231,00	lb'bb1	529,24	ton.	690,00	R\$ 365.175,60
GOMA GUAR (VISOSIFICANTE)	2,00	lb'bb1	6,04	ton.	6.400,00	R\$ 38.656,00
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	0,50	lb'bb1	3,92	ton.	7.400,00	R\$ 29.008,00
GOMA XANTANA (VISOSIFICANTE)	0,50	lb'bb1	3,92	ton.	8.600,00	R\$ 33.712,00
CLORETO DE SÓDIO (COMMODITY)	176,32	lb'bb1	1.380,00	ton.	490,00	R\$ 676.200,00
CLORETO DE POTÁSSIO (COMMODITY)	0,00	lb'bb1	0,00	ton.	1.750,00	R\$ 0,00
TRIAZINA	0,30	lb'bb1	2,34	litros	7,00	R\$ 16,38
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,50	lb'bb1	5,42	ton.	1.700,00	R\$ 9.214,00
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,15	lb'bb1	1,62	ton.	2.500,00	R\$ 4.050,00
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	40,00	dia	700,00	R\$ 28.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	40,00	dia	1.000,00	R\$ 40.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 1.397.631,98
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 1.329.631,98
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 886,42
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 77,11

- **Intervalo 2: Perfuração das camadas do pós-sal**

Perfuração do intervalo entre 2500 e 4000 metros, com diâmetro de poço de 26 polegadas. A perfuração é feita com procedimentos semelhantes aos poços do pós-sal, como são produzidos na bacia de campos, dando especial atenção às formações

próximas à zona de sal que possam conter reservas de petróleo e gás. Em seguida é feita a cimentação do poço e descido o revestimento 20 pol.

Fluido utilizado: Fluido de base aquosa

Da mesma forma como foi feito para o primeiro intervalo, serão bombeados 2 fluidos com pesos diferentes para dentro do poço. Fluidos mais leves, com densidade de 8,8 lb/gal para a abertura do poço e em determinados momentos fluidos mais densos, de peso 13 lb./gal, para que promovam uma limpeza mais eficiente do buraco.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.2. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 2 e estimativa de gasto com engenheiros

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO	UNID. CONC.	QUANTIDADE TOTAL	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO (R\$)	CUSTO TOTAL (R\$)
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	20,00	lb'/bbl	132,00	ton.	800,00	105.600,00
BARITINA (ADENSANTE)	231,00	lb'/bbl	1.179,00	ton.	690,00	813.510,00
GOMA GUAR (VISCOSIFICANTE)	2,00	lb'/bbl	3,02	ton.	6.400,00	19.328,00
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	0,50	lb'/bbl	3,32	ton.	7.400,00	24.568,00
CLORETO DE SÓDIO (COMMODITY)	176,32	lb'/bbl	1.167,00	ton.	490,00	571.830,00
CLORETO DE POTÁSSIO (COMMODITY)	0,00	lb'/bbl	0,00	ton.	1.750,00	0,00
TRIAZINA (BACTERICIDA)	0,30	lb'/bbl	2,00	litros	7,00	14,00
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,75	lb'/bbl	4,97	ton.	1.700,00	8.449,00
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,25	lb'/bbl	1,65	ton.	2.500,00	4.125,00
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	10,00	dia	700,00	7.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	10,00	dia	1.000,00	10.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 1.564.424,00
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 1.547.424,00
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 3.094,85
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 106,09

• **Intervalo 3: Camada de Sal**

Perfuração do intervalo de 4.000 metros até 6.000 metros, com poço de diâmetro 17,5 pol. Aqui se encontra um dos maiores desafios do pré-sal, como dito anteriormente. É algo novo e que ainda está em fase de testes. É proposta uma única viagem de perfuração, com sua posterior cimentação para o assentamento do casing de 13,375 pol.

Fluido utilizado: Fluido sintético

Como visto anteriormente, o fluido ideal para a perfuração da camada de sal deve ter densidade entre 12 e 14 lb/gal. Para esta etapa, propomos um fluido de peso 12,

pois é o que vem sendo mais comumente utilizado e por trazer algumas vantagens econômicas com relação a custo de produtos.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.3. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 3 e estimativa de gasto com engenheiros

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO	UNID. CONC.	QUANTIDADE TOTAL	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO (R\$)	CUSTO TOTAL (R\$)
BARITINA (ADENSANTE)	20,80	lb/bbl	150,00	ton.	690,00	R\$ 103.500,00
PARAFINA OU OLEFINA (ÓLEO BASE)	0,75	lb/bbl	979.281,00	litro	1,95	R\$ 1.909.597,95
EMULSIFICANTE SECUNDÁRIO	9,00	lb/bbl	33,60	ton.	7.000,00	R\$ 235.200,00
EMULSIFICANTE PRIMÁRIO	5,00	lb/bbl	18,61	ton.	6.500,00	R\$ 120.965,00
ARGILA ORGANOFÍLICA	4,00	lb/bbl	14,90	ton.	1.000,00	R\$ 14.900,00
MODIFICADOR REOLÓGICO	1,50	lb/bbl	5,58	ton.	9.000,00	R\$ 50.220,00
CONTROLADOR DE PERDA	2,00	lb/bbl	7,44	ton.	1.600,00	R\$ 11.904,00
CLORETO DE CÁLCIO (COMMODITY)	32,40	lb/bbl	120,73	ton.	1.300,00	R\$ 156.949,00
CLORETO DE POTÁSSIO (COMMODITY)	5,00	lb/bbl	18,64	ton.	1.750,00	R\$ 32.620,00
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	5,00	lb/bbl	18,62	ton.	500,00	R\$ 9.310,00
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	50,00	dia	700,00	R\$ 35.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	50,00	dia	1.000,00	R\$ 50.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 2.730.165,95
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 2.645.165,95
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 1.322,58
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 322,11

- **Intervalo 4: Reservatório, futura zona de produção**

Perfuração do intervalo de 6.000m metros até 6.500 metros, com poço de diâmetro 12,25 polegadas. Com todas as seções acima já cimentadas, deve ser feito um controle de propriedades do fluido para mitigar ao máximo os danos à zona produtora.

Fluido utilizado: Fluido sintético

Nesses 500 metros de perfuração já está englobada a estimativa de perfuração direcional através do reservatório.

A partir deste ponto, as estratégias de preparo do poço para a produção são as mais variadas, envolvendo estratégias de fluido de complementação e instalação de tubulações especiais, chamadas liners de produção, com ou sem screens, não sendo o objetivo de estudo deste trabalho.

A densidade ideal para o fluido utilizado na perfuração deste tipo de reservatório deve 11 lb/gal. O volume de fluido desde a superfície até o fundo do poço já é bastante alto e, com isso, há uma enorme pressão hidrostática lá embaixo.

O fluido deve exercer uma pressão ligeiramente maior para não danificar a estrutura do reservatório e levar a perdas de produtividade do poço no futuro (Tourinho ET al, 2009).

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.4. - Quantidades de produtos relativas a um poço para o intervalo 4 e estimativa de gasto com engenheiros

<i>PRODUTO</i>	<i>CONCENTRAÇÃO</i>	<i>UNID. CONC.</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>	<i>CUSTO UNITÁRIO (R\$)</i>	<i>CUSTO TOTAL (R\$)</i>
BARITINA (ADENSANTE)	129,00	lb/bbl	129,00	ton.	690,00	R\$ 89.010,00
PARAFINA OU OLEFINA (ÓLEO BASE)	0,61	lb/bbl	637.113,00	litro	1,95	R\$ 1.242.370,35
EMULSIFICANTE SECUNDÁRIO	9,00	lb/bbl	26,78	ton.	7.000,00	R\$ 187.460,00
EMULSIFICANTE PRIMÁRIO	5,00	lb/bbl	14,85	ton.	6.500,00	R\$ 96.525,00
ARGILA ORGANOFÍLICA	4,00	lb/bbl	11,88	ton.	1.000,00	R\$ 11.880,00
MODIFICADOR REOLÓGICO	1,50	lb/bbl	4,50	ton.	9.000,00	R\$ 40.500,00
CONTROLADOR DE PERDA	2,00	lb/bbl	5,94	ton.	1.600,00	R\$ 9.504,00
CLORETO DE POTÁSSIO (COMMODITY)	5,00	lb/bbl	14,85	ton.	1.750,00	R\$ 25.987,50
CLORETO DE CÁLCIO	32,40	lb/bbl	96,25	ton.	1.300,00	R\$ 125.125,00
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	5,00	lb/bbl	14,86	ton.	500,00	R\$ 7.430,00
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	40,00	dia	700,00	R\$ 28.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	40,00	dia	1.000,00	R\$ 40.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 1.903.791,85
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 1.835.791,85
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 3.671,58
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 280,36

Consolidando as informações anteriores, temos a seguir a quantidade necessária de produtos para cada poço a ser perfurado na região do pré-sal:

Tabela IV.5. – Quantidades totais para um poço do pré-sal, de acordo com o programa de perfuração proposto

<i>PRODUTO</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>
BARITINA	1987,20	ton.
CLORETO DE SÓDIO	2547,00	ton.
CLORETO DE POTÁSSIO	19,02	ton.
GOMA XANTANA	3,92	ton.
TRIAZINA	4,34	litro
CAL HIDRATADA	33,48	ton.
CUSTO TOTAL DO POÇO	R\$ 7.596.013,78	
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS NO POÇO	R\$ 7.358.013,78	
CUSTO DO POÇO POR METRO	R\$ 1.168,62	

Considerando que não haverá reaproveitamento de produtos de um poço para outro, teríamos as quantidades totais necessárias para a perfuração de todos os poços do pré-sal:

Tabela IV.6. – Quantidades totais de produtos a serem utilizados ano por ano e total considerando que não há perda nem reutilização de fluido sintético

<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>ANO 2010 13 poços</i>	<i>ANO 2011 27 poços</i>	<i>ANO 2012 180 poços</i>	<i>ANO 2013 180 poços</i>	<i>ANO 2014 180 poços</i>	<i>ANO 2015 180 poços</i>
BARITINA	25.833,60	53.654,40	357.696,00	357.696,00	357.696,00	357.696,00
CLORETO DE SÓDIO	33.111,00	68.769,00	458.460,00	458.460,00	458.460,00	458.460,00
CLORETO DE POTÁSSIO	247,26	513,54	3.423,60	3.423,60	3.423,60	3.423,60
GOMA XANTANA	50,96	105,84	705,60	705,60	705,60	705,60
TRIAZINA	56,42	117,18	781,20	781,20	781,20	781,20
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	435,24	903,96	6.026,40	6.026,40	6.026,40	6.026,40
<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>ANO 2016 180 poços</i>	<i>ANO 2017 180 poços</i>	<i>ANO 2018 180 poços</i>	<i>ANO 2019 180 poços</i>	<i>ANO 2020 180 poços</i>	<i>QTD. TOTAL 1500 poços</i>
BARITINA	357.696,00	357.696,00	357.696,00	357.696,00	357.696,00	3.298.752,00
CLORETO DE SÓDIO	458.460,00	458.460,00	458.460,00	458.460,00	458.460,00	4.228.020,00
CLORETO DE POTÁSSIO	3.423,60	3.423,60	3.423,60	3.423,60	3.423,60	31.573,20
GOMA XANTANA	705,60	705,60	705,60	705,60	705,60	6.507,20
TRIAZINA	781,20	781,20	781,20	781,20	781,20	7.204,40
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	6.026,40	6.026,40	6.026,40	6.026,40	6.026,40	55.576,80

Entretanto, parte desse fluido sintético pode ser reaproveitada. Esse fluido pode ser utilizado em um poço e depois ser tratado em planta de fluidos para novas características, de acordo com a formulação desejada para o projeto seguinte.

Não é possível estimar a quantidade de produtos a ser gasta no tratamento do fluido, pois é algo bastante específico e varia do projeto a projeto. Entretanto, é possível calcularmos o quanto de fluido pode ser reaproveitado de um poço para o outro, e assim ter-se uma dedução na quantidade total “nova no processo” a ser utilizada.

Além disso, durante o processo de perfuração, há perda de fluido de perfuração. Vale lembrar que o fluido é um sistema coloidal, com partículas em suspensão, e está a uma pressão superior a da formação.

Desta maneira, tanto a base sintética como os sólidos em suspensão tendem a migrar de um ponto de maior pressão para um de menor pressão, que neste caso será a superfície. O sistema tende então a comportar-se como um sistema de filtração, em que o meio filtrante nada mais é do que os poros da formação que está sendo atravessada na perfuração.

De uma maneira geral, perde-se cerca de 15% de fluido sintético entre absorção na superfície dos cascalhos removidos e em perdas para a formação que está sendo atravessada. Além disso, o fluido ganha cerca de 5% em volume de materiais provenientes da formação que acabam incorporando no fluido.

Em um balanço geral, ao final de um poço, geralmente um fluido sintético perde cerca de 10% em volume, o que deve ser repostado com novos insumos.

Para os cálculos de quantidades finais de produtos a serem utilizados em poços de perfuração até 2020, a seguir, considerar-se-á que um fluido de alta performance (aquele que é utilizado nos intervalos 3 e 4) será descartado após ser utilizado após ser utilizado em 5 campanhas de perfuração diferentes e que haverá perda de cerca de 10% de volume total durante a perfuração.

Tabela IV.7. – Quantidades totais finais de produtos a serem utilizados ano por ano e total até 2020, considerando perdas e reaproveitamentos.

<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>QTD. TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>
BARITINA	593.775,36	ton.
CLORETO DE SÓDIO	4.228.020,00	ton.
CLORETO DE POTÁSSIO	17.536,44	ton.
GOMA XANTANA	6.507,20	ton.
TRIAZINA	7.204,40	litro
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	10.003,82	ton.

IV.6. Formulação 2: Fluido de Perfuração de Base Aquosa

- **Intervalo 0: Lamina d'água**

Lâmina d'água de cerca de 2.000 metros entre a base da plataforma e o fundo do oceano. Junto com a broca que iniciará a perfuração, são descidos os primeiros equipamentos de assentamento de poço.

- **Intervalo 1: Assentamento dos equipamentos de controle**

Perfuração do intervalo de 2.000 metros até 2.500 metros, com poço de diâmetro de 42 polegadas. Após este intervalo há a cimentação do intervalo e é descido o revestimento de 36 pol.

Fluido utilizado: Fluido de base aquosa

Esta viagem de perfuração é curta de forma que possam ser assentados os equipamentos de controle e isolamento de poço no fundo do oceano.

Basicamente serão bombeados 2 fluidos com pesos diferentes para dentro do poço. Fluidos mais leves, com densidade de 8,6 lb/gal para a abertura do poço e em determinados momentos fluidos mais densos, de peso 13 lb./gal, para que promovam uma limpeza mais eficiente do poço.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.8. – Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 1 e estimativa de gasto com engenheiros

<i>PRODUTO</i>	<i>CONCENTRAÇÃO</i>	<i>UNID. CONC.</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>	<i>CUSTO UNITÁRIO (R\$)</i>	<i>CUSTO TOTAL (R\$)</i>
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	20,00	lb/bbl	132,33	ton.	800,00	105.861,90
BARITINA (ADENSANTE)	231,00	lb/bbl	1.179,02	ton.	690,00	813.521,27
CLORETO DE SÓDIO	13,00	lb/bbl	86,01	ton.	490,00	42.146,27
GOMA GUAR (VISOSIFICANTE)	2,00	lb/bbl	3,02	ton.	6.400,00	19.358,74
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	0,50	lb/bbl	3,31	ton.	7.400,00	24.480,56
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,75	lb/bbl	4,96	ton.	1.700,00	8.435,87
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,25	lb/bbl	1,65	ton.	2.500,00	4.135,23
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	10,00	dia	700,00	7.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	10,00	dia	1.000,00	10.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 1.034.939,84
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 1.017.939,84
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 2.035,88
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 69,79

- **Intervalo 2: Perfuração das camadas pós-sal**

Perfuração do intervalo de 2.500 metros até 4000 metros, com diâmetro de poço de 26 polegadas. A perfuração é feita com procedimentos semelhantes aos poços do pós-sal, como são produzidos na Bacia de Campos, dando especial atenção às formações próximas à zona de sal que possam conter reservas de petróleo e gás. Em seguida é feita a cimentação do poço e descido o revestimento 20 pol.

Fluido utilizado: Fluido de base aquosa

Da mesma forma como foi feito para o primeiro intervalo, serão bombeados 2 fluidos com pesos diferentes para dentro do poço. Fluidos mais leves, com densidade de 8,8 lb/gal para a abertura do poço e em determinados momentos fluidos mais densos, de peso 13 lb./gal, para que promovam uma limpeza mais eficiente do poço aberto.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.9. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 2 e estimativa de gasto com engenheiros

<i>PRODUTO</i>	<i>CONCENTRAÇÃO</i>	<i>UNID. CONC.</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>	<i>CUSTO UNITÁRIO (R\$)</i>	<i>CUSTO TOTAL (R\$)</i>
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	20,00	lb/bbl	162,73	ton.	800,00	R\$ 130.182,85
BARITINA (ADENSANTE)	231,00	lb/bbl	529,24	ton.	690,00	R\$ 365.175,60
CLORETO DE SÓDIO (ADENSANTE)	130,00	lb/bbl	1.057,74	ton.	490,00	R\$ 518.290,48
GOMA GUAR (VISOSIFICANTE)	2,00	lb/bbl	4,54	ton.	6.400,00	R\$ 29.038,11
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	0,50	lb/bbl	2,93	ton.	7.400,00	R\$ 21.710,96
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,50	lb/bbl	4,07	ton.	1.700,00	R\$ 6.915,96
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,15	lb/bbl	1,22	ton.	2.500,00	R\$ 3.051,16
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	40,00	dia	700,00	R\$ 28.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	40,00	dia	1.000,00	R\$ 40.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 1.142.365,13
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 1.074.365,13
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 716,24
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 62,30

• **Intervalo 3: Camada de Sal**

Perfuração do intervalo de 4.000 metros até 6.000 metros, com poço de diâmetro 17,5 pol. Aqui se encontra um dos maiores desafios do pré-sal, como dito anteriormente. É algo novo e que ainda está em fase de testes. É proposta uma única viagem de perfuração, com sua posterior cimentação para o assentamento do casing de 13,375 pol.

Fluido utilizado: Fluido a base de água, contendo Cloreto de Potássio

Como visto anteriormente, o fluido ideal para a perfuração da camada de sal deve ter densidade entre 12 e 14 lb/gal. Para esta etapa, propomos um fluido de peso 12, pois é o que vem sendo mais comumente utilizado e por trazer algumas vantagens econômicas com relação a custo de produtos.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.10. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 3 e estimativa de gasto com engenheiros

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO	UNID. CONC.	QUANTIDADE TOTAL	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO (R\$)	CUSTO TOTAL (R\$)
ÁGUA LIMPA	390,00	lb/bbl	1.323,68	ton.	1.500,00	R\$ 1.985.520,00
BARITINA (ADENSANTE)	26,30	lb/bbl	98,00	ton.	690,00	R\$ 67.621,40
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	6,00	lb/bbl	22,36	litro	800,00	R\$ 17.886,30
POLIGLICEROL (INIBIDOR DE ARGILA)	0,20	lb/bbl	31,30	ton.	6.000,00	R\$ 187.806,17
POLIGLICEROIS LpH (LUBRIFICANTE)	0,03	lb/bbl	42,26	ton.	6.500,00	R\$ 274.666,52
POLIACRILAMIDA PARC. HIDROL. (VISOSIFICANTE)	1,50	lb/bbl	5,59	ton.	8.000,00	R\$ 44.715,75
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	2,00	lb/bbl	7,45	ton.	7.400,00	R\$ 55.149,43
TRIAZINA (BACTERICIDA)	0,30	lb/bbl	1,12	ton.	6.300,00	R\$ 7.042,73
GOMA XANTANA (VISOSIFICANTE)	0,50	lb/bbl	1,86	ton.	8.600,00	R\$ 16.023,15
HUMALTITA (CONTROLE DE FILTRADO)	8,00	lb/bbl	29,81	ton.	7.000,00	R\$ 208.673,52
CLORETO DE POTÁSSIO	10,00	lb/bbl	37,26	ton.	1.750,00	R\$ 65.210,47
CLORETO DE SÓDIO (ADENSANTE)	130,00	lb/bbl	484,42	ton.	490,00	R\$ 237.366,13
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,25	lb/bbl	0,93	ton.	2.500,00	R\$ 2.328,95
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,50	lb/bbl	1,86	ton.	1.700,00	R\$ 3.167,37
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	50,00	dia	700,00	R\$ 35.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	50,00	dia	1.000,00	R\$ 50.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 3.258.177,88
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 944.795,44
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 472,40
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 115,05

- **Intervalo 4: Reservatório, futura zona de produção**

Perfuração do intervalo de 6.000m metros até 6.500 metros, com poço de diâmetro 12,25 polegadas. Com todas as seções acima já cimentadas, deve ser feito um controle de propriedades do fluido para mitigar ao máximo os danos à zona produtora.

Fluido utilizado: Fluido de base aquosa

Nesses 500 metros de perfuração já está englobada a estimativa de perfuração direcional através do reservatório.

A partir deste ponto, as estratégias de preparo do poço para a produção são as mais variadas, envolvendo estratégias de fluido de complementação e instalação de tubulações especiais, chamadas liners de produção, com ou sem screens, não sendo o objetivo de estudo deste trabalho.

A densidade ideal para o fluido utilizado na perfuração deste tipo de reservatório deve 11 lb/gal. O volume de fluido desde a superfície até o fundo do poço já é bastante alto e, com isso, há uma enorme pressão hidrostática lá embaixo.

Para isto, serão utilizadas as seguintes quantidades de produtos:

Tabela IV.11. - Quantidade de produtos relativa a um poço para o intervalo 4 e estimativa de gasto com engenheiros

<i>PRODUTO</i>	<i>CONCENTRAÇÃO</i>	<i>UNID. CONC.</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>	<i>CUSTO UNITÁRIO (R\$)</i>	<i>CUSTO TOTAL (R\$)</i>
ÁGUA LIMPA	390,00	lb/bbl	47,84	ton.	1.500,00	R\$ 71.760,00
BARITINA (ADENSANTE)	92,80	lb/bbl	12,58	ton.	690,00	R\$ 8.677,77
BENTONITA (VISOSIFICANTE)	6,00	lb/bbl	0,81	ton.	800,00	R\$ 650,51
CLORETO DE SÓDIO (ADENSANTE)	130,00	lb/bbl	17,62	ton.	490,00	R\$ 8.632,77
POLIGLICEROL (INIBIDOR DE ARGILA)	0,20	lb/bbl	1,14	ton.	6.000,00	R\$ 6.830,33
POLIGLICEROIS LpH (LUBRIFICANTE)	0,03	lb/bbl	1,54	ton.	6.500,00	R\$ 9.989,35
POLIACRILAMIDA PARC. HIDROL. (VISOSIFICANTE)	1,50	lb/bbl	5,59	ton.	4.500,00	R\$ 25.152,61
CELULOSE POLIANIÔNICA (CONT. FILTRADO)	2,00	lb/bbl	7,45	ton.	7.400,00	R\$ 55.149,43
TRIAZINA (BACTERICIDA)	0,30	lb/bbl	1,12	ton.	6.300,00	R\$ 7.042,73
GOMA XANTANA (VISOSIFICANTE)	0,50	lb/bbl	1,86	ton.	8.600,00	R\$ 16.023,15
HUMALITITA (CONTROLE DE FILTRADO)	8,00	lb/bbl	29,81	ton.	7.000,00	R\$ 208.673,52
SILICATO DE POTÁSSIO (INIBIDOR DE ARGILA)	3,00	lb/bbl	11,18	ton.		R\$ 0,00
CARBONATO DE SÓDIO (SEQUEST. DE Ca++)	0,25	lb/bbl	0,93	ton.	2.500,00	R\$ 2.328,95
SODA CÁUSTICA (CONTROLE DE pH)	0,25	lb/bbl	0,93	ton.	1.700,00	R\$ 1.583,68
ENGENHEIRO (BRASILEIRO)	EACH	dia	40,00	dia	700,00	R\$ 28.000,00
ENGENHEIRO EXPATRIADO	EACH	dia	40,00	dia	1.000,00	R\$ 40.000,00
TOTAL DO INTERVALO						R\$ 418.734,80
PREÇO DOS PRODUTOS GASTOS						R\$ 350.734,80
CUSTO DO INTERVALO POR METRO						R\$ 701,47
CUSTO DO INTERVALO POR BARRIL						R\$ 53,56

Da mesma forma como feito para a formulação anterior, temos a seguir a quantidade necessária de produtos para cada poço a ser perfurado na região do pré-sal:

Tabela IV.12. – Quantidades totais para um poço do pré-sal, de acordo com o programa de perfuração proposto

<i>PRODUTO</i>	<i>QUANTIDADE TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>
BARITINA	1818,83	ton.
CLORETO DE SÓDIO	1645,79	ton.
CLORETO DE POTÁSSIO	37,26	ton.
GOMA XANTANA	3,73	ton.
TRIAZINA	2,24	litro
CAL HIDRATADA	0,00	ton.

Considerando que não haverá reaproveitamento de produtos de um poço para outro, teríamos as quantidades totais necessárias para a perfuração de todos os poços do pré-sal:

Tabela IV.13. – Quantidades totais de produtos a serem utilizados ano por ano e total considerando que não há perda nem reutilização de fluido sintético

<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>ANO 2010 13 poços</i>	<i>ANO 2011 27 poços</i>	<i>ANO 2012 180 poços</i>	<i>ANO 2013 180 poços</i>	<i>ANO 2014 180 poços</i>	<i>ANO 2015 180 poços</i>
BARITINA	23.644,85	49.108,54	327.390,27	327.390,27	327.390,27	327.390,27
CLORETO DE SÓDIO	21.395,23	44.436,25	296.241,67	296.241,67	296.241,67	296.241,67
CLORETO DE POTÁSSIO	484,42	1.006,10	6.707,36	6.707,36	6.707,36	6.707,36
GOMA XANTANA	48,44	100,61	670,74	670,74	670,74	670,74
TRIAZINA	29,07	60,37	402,44	402,44	402,44	402,44
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>ANO 2016 180 poços</i>	<i>ANO 2017 180 poços</i>	<i>ANO 2018 180 poços</i>	<i>ANO 2019 180 poços</i>	<i>ANO 2020 180 poços</i>	<i>QTD. TOTAL 1500 poços</i>
BARITINA	327.390,27	327.390,27	327.390,27	327.390,27	327.390,27	3.019.265,83
CLORETO DE SÓDIO	296.241,67	296.241,67	296.241,67	296.241,67	296.241,67	2.732.006,50
CLORETO DE POTÁSSIO	6.707,36	6.707,36	6.707,36	6.707,36	6.707,36	61.856,79
GOMA XANTANA	670,74	670,74	670,74	670,74	670,74	6.185,68
TRIAZINA	402,44	402,44	402,44	402,44	402,44	3.711,41
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Utilizando as mesmas proposições feitas para a formulação anterior, temos a seguir o total de produtos que deverá ser utilizado na perfuração de poços do Pré-Sal a partir da formulação proposta de fluido de base aquosa.

Tabela IV.14. – Quantidades totais finais de produtos a serem utilizados ano por ano e total até 2020, considerando perdas e reaproveitamentos.

<i>QUANTIDADE DE PRODUTO NECESSÁRIA AO LONGO DOS ANOS</i>	<i>QTD. TOTAL</i>	<i>UNIDADE</i>
BARITINA	380.427,49	ton.
CLORETO DE SÓDIO	344.232,82	ton.
CLORETO DE POTÁSSIO	7.793,96	ton.
GOMA XANTANA	779,40	ton.
TRIAZINA	467,64	litro
CAL HIDRATADA (COMMODITIES)	0,00	ton.

IV.7. Quantidades gastas

Para as duas formulações acima, foram estimadas as quantidades totais de produtos a serem gastas nas etapas de perfuração do pré-sal. Abaixo segue uma tabela indicando qual formulação gasta a maior quantidade de produtos, a qual tipo da formulação se refere e o valor associado:

Tabela IV.15. – Quantidades máximas estimadas para perfuração no pré-sal.

<i>PRODUTO</i>	<i>QTDE (ton)</i>	<i>FLUIDO</i>
BARITINA	593.775,36	BASE SINTÉTICA
CLORETO DE POTÁSSIO	17.536,44	BASE SINTÉTICA
CLORETO DE SÓDIO	4.228.020,00	BASE SINTÉTICA
GOMA XANTANA	6.507,20	BASE SINTÉTICA
TRIAZINA	7.204,40	BASE SINTÉTICA
CAL HIDRATADA	10.003,82	BASE SINTÉTICA

V. Baritina

V.1. Definição

O mineral barita é um sulfato de bário (BaSO_4) que pode ser encontrado em rochas ígneas, metamórficas ou sedimentares. A barita pura tem densidade em torno de $4,5 \text{ g/cm}^3$ e contém 58,8% Ba, sendo a mais importante fonte comercial desse elemento. O bário também pode ser obtido a partir da witherita (Ba_2CO_3), mas é um mineral raro com pouca importância econômica.

O nome barita tem origem na palavra grega *baros* que significa *pesado*. O mineral foi descoberto, na Itália, no Século XVII (Velho *et al.*, 1998). Um dos primeiros usos ocorreu, no século XIX, na indústria de tinta branca. A seguir, passou a ser usada na produção de um pigmento branco denominado de *lithopone*, constituído por uma mistura de sulfato de bário, sulfato de zinco e óxido de zinco. Depois surgiu a indústria química dos sais de bário e, por último, já no século XX, foi descoberto o uso da barita como controlador de densidade de fluido de perfuração (Haines, 1979).

V.2. Produção Mundial e Mercado brasileiro

Atualmente, a barita é explorada em 66 países, sendo a China (3.500.000 toneladas), a Índia (900.000 toneladas) e os EUA (400.000 toneladas) os maiores produtores (Searls, 2004) e, também, os detentores das maiores reservas, juntos somam 67,2% das reservas mundiais (Véras, 2006). Cerca de 90% da barita produzida no mundo destina-se ao uso de perfuração de poços de petróleo e parte significativa dos 10% restantes destina-se à manufatura de carbonato de bário para a fabricação de vidros de TV (Griffiths, 1995, Harben, 2002). No Brasil o perfil típico de consumo da barita tem a seguinte distribuição: indústria química 50%; indústria petrolífera 35%; outros (indústria metalúrgica, de tinta, papéis, borracha, vidros, abrasivos etc.) 15% (Véras, 2006).

Devido à elevada densidade e baixo preço unitário, o custo com o frete torna-se um componente importante para a viabilidade econômica de um depósito de barita, sendo à distância do produtor para o consumidor um fator crítico (Phillips, 2001).

Tabela V.1. - Produtores mundiais de baritina
(Fontes: Mineral Commodity Summaries USGS, 2008)

<i>Discriminação</i>	<i>Reservas (10³ ton)</i>		<i>Produção (10³ ton)</i>		
	<i>2007</i>	<i>(%)</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>(%)</i>
<i>Países</i>					
Brasil	6400	3,3	48	37	0,5
Argélia	15000	1,7	50	60	0,7
Bulgária	-	-	95	80	1
China	360000	41	4300	4400	54,8
Estados Unidos	45000	5,1	540	540	6,7
França	2500	0,3	75	-	-
Índia	80000	9,1	1000	1000	12,5
Irã	-	-	280	250	3,1
Cazaquistão	150000	17,1	120	120	1,5
Marrocos	11000	1,3	420	600	7,5
México	8500	1	250	250	3,1
Reino Unido	600	0,1	60	50	0,6
Alemanha	1500	0,2	89	85	1,1
Rússia	3000	0,3	65	65	0,8
Tailândia	15000	1,7	120	5	0,1
Turquia	20000	2,3	200	160	2
Vietnã	-	-	120	120	1,5
Outros	160000	18,2	526	210	2,6
Total	878500	100	8358	8032	100

No Brasil, as principais ocorrências estão localizadas nos Estados da Bahia, Minas Gerais, Goiás, Paraná e São Paulo. Apenas as ocorrências da Bahia têm importância econômica. Essas reservas estão distribuídas em doze municípios, sendo as mais importantes as de Aramari, Camamu, Campo Formoso, Ibitiara e Miguel Calmon. As reservas dos outros estados são pequenas e apresentam problemas que inviabilizam

seu aproveitamento econômico. Em Minas Gerais, a jazida de Araxá (Complexo Carbonatítico do Barreiro) que representa 99,0% das reservas brasileiras, tem baixo teor de barita e apresenta níveis de radioatividade que interferem na perfilagem gama dos poços de perfuração, muito usada na fase de exploração de petróleo. As reservas de Goiás e do Paraná são pequenas e apresentam dificuldades de beneficiamento (Braz, 2002). O mais importante é o depósito de Altamira, localizada a 1 km da vila de Itapura, município de Miguel Calmon-BA.

Tabela V.2. - Estados brasileiros produtores de baritina

Fontes: DNPM/7^oDS, MDIC-SECEX; DNPM/Anuário Mineral Brasileiro

<i>Estado</i>	<i>Reserva Medida</i>		
	<i>Minério (t)</i>	<i>BaSO₄ (t)</i>	<i>Teor (%)</i>
Bahia	2389124	1898211	66,35
Minas Gerais	32233931	5623173	17,11
Goiás	360000	54000	70,00
Paraná	175080	174901	80,17
São Paulo	68000	28560	-
Total	35229725	7781358	19,75

V.2.1. Produção Interna

Em 2007, o quadro das principais estatísticas do Brasil indica que a produção brasileira de barita, de quase 37.000 toneladas, ficou 33% inferior a produção verificada no ano anterior, em função do encerramento das atividades da Baroid Pigmina Industrial e Comercial Ltda. Toda produção nacional foi concentrada apenas no Estado da Bahia, responsável por 100% da produção bruta do país. No que se refere à produção beneficiada, Minas Gerais foi responsável por aproximadamente 16.800 toneladas de minério contido (70%), enquanto o Estado nordestino beneficiou 7.254 toneladas, o que representa 30% da produção total. A mina mais produtiva situa-se no município baiano de Cumamu, que produziu o total da barita do Brasil. A maior empresa produtora no ano base de 2007 foi a *Química Geral do Nordeste S/A* (QGN), controlada pelo Grupo Carbonor/Church&Dwight Company, cujo o minério apresenta teores da ordem de 20% BaSO₄. A produção nacional de barita beneficiada, de 24.000 toneladas, teve a seguinte participação percentual por empresa: Bunge Fertilizantes S.A – 70% *Química Geral do*

Nordeste S/A. – 30%. O mercado nacional oferta diversos produtos, tais como: barita bruta, barita grau-lama ou API (325 mesh), grau tinta, grau metalúrgico, micronizada, barita concentrada e os diversos sais de bário (carbonato, nitrato, sulfato, iodato, cloreto, silicato, fluossilicato e fluoaluminato).

Tabela V.3. - Importação e exportação da baritina

Fontes: DNPM/7^oDS, MDIC-SECEX; DNPM/Anuário Mineral Brasileiro

Discriminação		Unidade	2005	2006	2007
Produção	Barita Bruta	ton.	42.924	47.611	22.869
	Barita beneficiada	ton.	39.545	19.151	13.311
Importação	Sulfato de bário natural	ton.	7.048	7.164	20.060
	Carbonato de bário natural	ton.	48	132	132
	Hidróxido de bário	ton.	349	446	390
	Sulfato bário (97% peso)	ton.	2.163	2.849	3.022
	Outros sulfatos de bário	ton.	465	241	150
	Carbonato de bário	ton.	279	214	112
Exportação	Sulfato de bário natural	ton.	59	13	49
	Carbonato de bário natural	ton.	5	32	4
	Sulfato bário (97% peso)	ton.	0	30	70
	Carbonato de bário	ton.	3.748	2.431	1.639
Consumo	Barita beneficiada	ton.	46.646	28.195	15.276
Preço Médio	Baritina (base importação)	US\$	120-417	216-440	137-500
	Baritina (base exportação)	US\$	221-800	308-782	204-500

V.2.2. Importação

Em 2007 o volume das importações totais (bens primários, manufaturados e compostos químicos), duplicou em relação ao ano anterior, o Brasil importou 23.800 toneladas de compostos de Bário e seus derivados, um acréscimo de aproximadamente 65%. Os valores monetários da importação dos produtos de barita cresceram 30% comparando-se com 2006, alcançando, portanto, o patamar de US\$ 5,5 milhões (sem considerar custos de importação). A importação de bens primários de bário (baritina e witherita) atingiu 20.192 toneladas no valor de US\$ 2.814.000,00 e a de compostos químicos (hidróxido, sulfato e carbonato), representou 3.674 toneladas com valor de

US\$ 2.745.000,00. Os principais países de origem dos bens primários foram: Bolívia (37%), Estados Unidos (30%) e Vietnã (26%). Os mais importantes fornecedores de produtos químicos foram: Alemanha (60%), Itália (25%) e China (6%), segundo dados do MICT-SECEX.

V.2.3. Exportação

As exportações brasileiras de barita em 2006 totalizaram apenas 1.762 t, incluindo bens primários, manufaturados e compostos químicos de bário, o que gerou uma receita US\$ FOB 533.000. Esse valor representa uma queda de 22% em relação ao exercício anterior. Os principais responsáveis por esse desempenho negativo foram os compostos químicos de bário, que tiveram uma redução de volume exportado de 30% em relação a 2006 e de 54% nos últimos três anos. Os principais destinos dos produtos primários de bário foram a Venezuela (42%) o Uruguai (25%) e Angola (17%), enquanto que os compostos químicos foram exportados principalmente para Argentina (35%), Bélgica (24%) e Estados Unidos (23%).

V.2.4. Consumo

A barita é insumo básico em três setores industriais, onde é consumida sob a forma moída e/ou micronizada: 1) fluido de perfuração de petróleo e gás; 2) sais químicos de bário (sulfato, hidróxido, peróxido, óxido, cloreto, carbonato, sulfeto, titanato, nitrato, silicato, cromato, etc.); 3) preparação de tintas, pigmentos, vernizes, vidros, papel, plásticos, etc. A estrutura brasileira de consumo de barita apresenta a seguinte distribuição média: Produtos Brutos: Dispositivos Eletrônicos (38,4%), Extração e Beneficiamento de Minerais (22,7%), Tintas Esmaltes e Vernizes (15,4%), Fabricação de Peças para Freios (11,6%), Extração de Petróleo (11,5%) e Ferro-ligas (0,4%); Produtos Beneficiados: Produtos Químicos (41%), Fabricação de Peças para Freio (19%), Dispositivos Eletrônicos (10,7%), Extração de Petróleo/Gás (8%), Tintas, Esmaltes e Vernizes (8%); e não informados (13,2%). O consumo aparente de barita beneficiada em 2007 ficou em torno de 15 mil toneladas, representando uma queda de 30,1% em relação ao registrado em 2006.

V.3. Tratamento da Baritina

V.3.1. Lavra

Os depósitos de barita têm sido explorados em todo o mundo, principalmente, por lavra a céu aberto. No entanto, em algumas localidades como, por exemplo, no depósito de *Chamberlain Creek*, Arkansas (Estados Unidos) a lavra tem sido feita também por métodos subterrâneos em profundidade de até 160 metros (<http://www.state.ar.us/agc/barite.htm>).

No Brasil, a mina de barita situada na Ilha Grande, município de Camamu-BA, utiliza o método de lavra a céu aberto. A rocha encaixante é constituída principalmente por arenitos argilosos. A lavra tem início com a limpeza da área, eliminando árvores, arbustos, etc.; depois se faz o decapeamento do estéril (argila), utilizando-se tratores. A espessura da camada estéril varia de 2 a 15 m. Após o decapeamento, a rocha é perfurada, com sonda pneumática, para a detonação. A seguir, o minério é transportado em caminhões “fora de estrada” para a usina de beneficiamento (Vidal, 1980). Na Mina Altamira, em Miguel Calmon-BA, a lavra é feita a céu aberto por métodos convencionais, usando-se bancos com 8 a 9 metros de altura. A barita ocorre em veios encaixados em quartzitos. A espessura média do capeamento é de 80 metros.

V.3.2. Processamento

A barita tende a concentrar-se nas frações mais finas do produto da britagem. Para o descarte dos minerais argilosos (lamas) costuma-se utilizar lavadores do tipo “*log washer*”. O uso de tromel é comum para descarte dos minerais de ganga com granulometria grossa. A concentração da barita pode ser feita por métodos gravíticos ou por flotação, dependendo da composição do minério. A separação magnética pode ser usada para eliminação de minerais oxidados de ferro (wikipedia.org/barite).

Em situações onde a ganga é formada por minerais de baixa densidade com predominância de quartzo, o concentrado de barita (peso específico 4,5g/cm³) pode ser obtido em operações de jigagem, mesagem ou meio denso. A recuperação típica varia entre 60% e 85% (Lenzo e Sarquis, 1995; Brobst,1994). A perda deve-se, principalmente, à barita contida nas frações finas.

A flotação é usada para recuperação da fração fina descartada nas operações gravíticas ou como processo de beneficiamento de minérios contendo fluorita ou sulfetos. A seletividade barita/quartzo é conseguida com facilidade usando-se ácidos carboxílicos ou os seus sais (Baltar e Almeida, 2002; Lenzo e Sarquis, 1995), sulfato dodecil de sódio (Holysz e Chibowski, 1992) ou sulfonatos (Houot et. al., 1984). Esses coletores adsorvem-se seletivamente na superfície da barita, formando sais de bário que lhe proporciona a hidrofobicidade necessária à flotação. O uso de métodos não-convencionais, como aglomeração esférica (Sadowski, 1993) e agregação hidrofóbica (Baltar e Almeida, 2002) têm sido sugerido para a recuperação da fração ultrafina.

Há restrições ao uso de concentrados de flotação nos fluidos de perfuração de poços devido à espumação provocada pela presença de surfatante na superfície da barita.

O concentrado, para atingir especificações comerciais, muitas vezes necessita passar por um processo de moagem que pode ser a seco ou a úmido. A moagem pode ser feita em moinho de bolas, nos casos onde a contaminação é tolerável, ou em moinhos do tipo Raymond.

No Brasil, o beneficiamento empregado para produção de concentrados de barita é bastante simples e consiste de: britagem, lavagem em classificador espiral e moagem em moinho tipo Raymond (Vidal, 1980). Na Mina Altamira (Química Geral do Nordeste – QGN) a produção de barita tem sido obtida por lavra seletiva e catação manual de blocos de alto teor, escolhidos em função da aplicação industrial (fluido de perfuração, indústria química, cerâmica etc.). Da mina saem quatro tipos de produtos: (1) barita escura (82-84% BaSO₄); (2) barita forno (84- 86% BaSO₄); (3) barita forno (86-88% BaSO₄) e (4) barita clara (88-90% BaSO₄) para uso em pigmentos. O processo de flotação está sendo introduzido visando um melhor aproveitamento do minério. O quartzo apresenta-se como principal mineral de ganga.

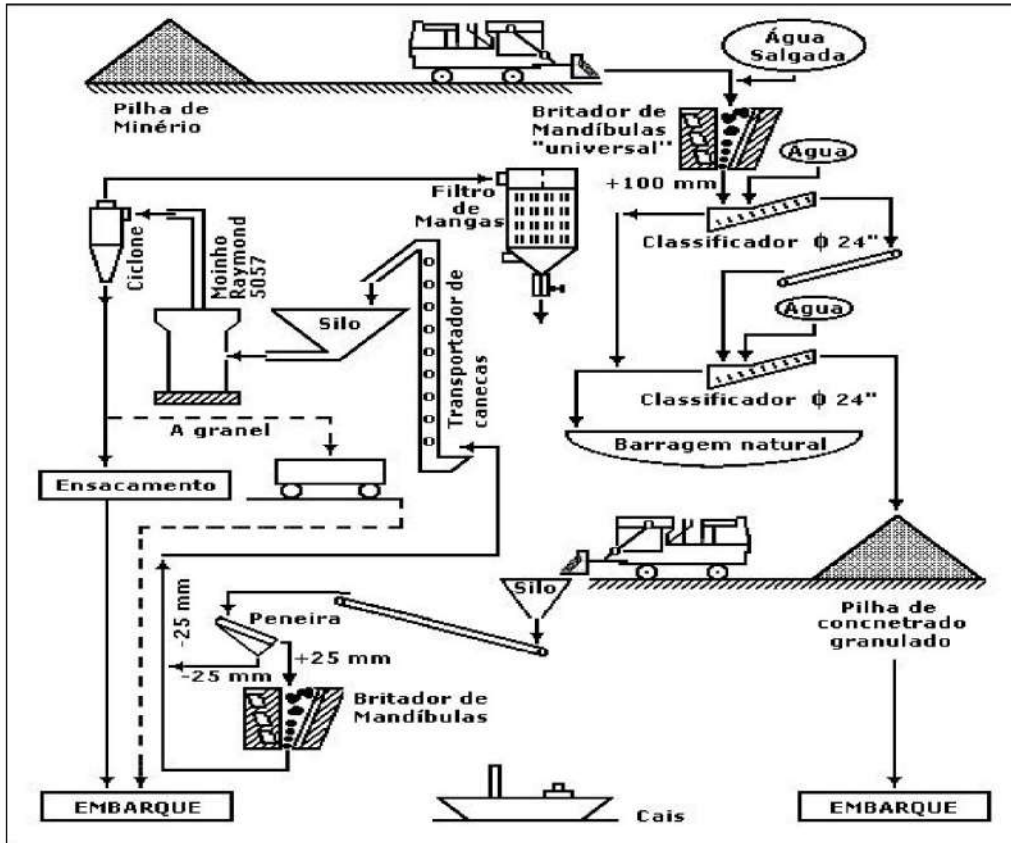


Figura 11 – Fluxograma do processamento da barita

Fonte: Comunicação Técnica elaborada para edição do livro Rocha e Minerais industriais: usos e especificações CETEM, 2005

V.4.A baritina como insumo de fluidos de perfuração

Um dos principais usos da barita é na indústria petrolífera. Devido às propriedades características de densidade elevada, pouca abrasividade, inércia química e não susceptibilidade magnética, a barita é amplamente utilizada como agente controlador da densidade das lamas de perfuração de poços de petróleo e gás. A barita tem a função de agente controlador de densidade a fim de conferir a pressão hidrostática requerida para a coluna de lama. O controle da densidade do fluido torna-se importante devido à pressão hidrostática requerida na coluna para evitar os *blowouts*, ou seja, a penetração no poço de fluidos (gás, óleo ou água) pressurizados, durante a passagem por rochas permeáveis que poderão ser encontradas durante a perfuração, bem como evitar o desmoronamento do poço (Castelli, 1994).

V.4.1. Especificações requeridas

As especificações requeridas pela indústria de petróleo, segundo normas API (American Petroleum Institute) *Standard* 13A, são: densidade mínima de 4,2 g/cm³ (o que equivale a um teor em torno de 92% BaSO₄); metais alcalinos terrosos (Ca) solúveis em água, no máximo 250 mg/kg; 3% no máximo de resíduos acima de 0,075 mm e 30% no máximo de partículas menores que 0,006 mm. Contaminantes como siderita, pirrotita, gipsita e anidrita, que podem causar problemas em alguns sistemas de perfuração, devem ser evitados (www.glossary.oilfield.slb.com). Em perfurações na plataforma continental, a agência de meio ambiente dos Estados Unidos limita o conteúdo de mercúrio a 1,0 mg/kg de barita e o cádmio a 3,0 mg/kg de barita (Searls,2000). Para uso como carga, extensor e agente controlador de peso, exige-se uma granulometria abaixo de 0,044 mm. Para certos usos, a cor é importante.

V.4.2. Minerais e materiais alternativos

Entre os possíveis substitutos, como modificadores de densidade de fluidos na perfuração de poços, estão: hematita (Fe₂O₃), celestita (SrSO₄), ilmenita e galena (PbS). No entanto, essas espécies minerais apresentam maior abrasividade. A celestita tem menor densidade e a galena tem preço elevado. A preferência tem sido pelo uso de barita. Uma indústria na Alemanha desenvolveu uma hematita sintética que apresentou bom desempenho em fluidos de perfuração.

Há uma tendência favorável ao uso dos compostos de bário devido ao baixo custo e ao uso crescente em aplicações que envolvem novas tecnologias avançadas (Brobst, 1994).

V.5. Projetos em andamento

Com relação à atividade mineral referente à barita chama atenção o cadastro mineiro do DNPM, que apresenta no ano de 2007 a outorga de 25 novas autorizações de pesquisa mineral para essa substância, o que representa quase o dobro do observado nos dois anos anteriores (09 em 2005 e 06 em 2006). Do total de alvarás concedidos ao longo do ano, 72% estão localizados no Estado da Bahia (18), ficando o Rio Grande do

Norte em segundo lugar com quatro, seguido de Goiás com dois e Paraíba, com um. Com relação à pesquisa mineral, houve ao longo de 2007 investimentos da ordem de R\$ 350.000,00.

V.6. Fatores relevantes

Ao se manter a demanda mundial por *commodity* mineral e petróleo e conseqüentemente a elevação de seus preços, é de se esperar um substancial incremento nos investimentos de pesquisa para essas substâncias no decorrer dos próximos anos.

Considerando-se que essas atividades respondem por quase um terço do consumo mundial de barita é provável que haja também um considerável aumento do consumo desse bem mineral.

V.7. Conclusões sobre a Baritina

De acordo com os dados expostos nas premissas do presente trabalho, a quantidade de baritina necessária ao longo dos próximos 10 anos para a exploração do pré-sal é aproximadamente 593.775 toneladas, considerando-se que o fluido sintético possa ser reutilizado cerca de 5 vezes. Este valor fornece uma média anual de 59.377 toneladas de baritina. No ano de 2007, a produção de baritina beneficiada foi de 13.311 toneladas e a importação da mesma foi de 20.060 toneladas. A soma dos valores não chega a 33.400 toneladas, evidenciando uma insuficiência no mercado. Cabe destacar que a produção do mineral bruto foi de 22.869 toneladas em 2007, mas para atender as especificações da API (92% da baritina deve ser sulfato de bário) é preciso haver um beneficiamento prévio. As reservas nacionais do minério são de 35.229.725 toneladas das quais 7.781.359 toneladas são de sulfato. Em termos de reservas, há suficiente em solo nacional para suprir a demanda do pré-sal. Entretanto, será preciso investir em técnicas para aumentar a produção e o beneficiamento da baritina.

V.8. Estudo da implantação de uma fábrica de baritina na Bahia

V.8.1. Análise Mercadológica

Face à incapacidade da produção anual de barita em suprir as demandas do pré-sal destacada na conclusão acima, torna-se interessante um levantamento de custos para a instalação de uma nova fábrica no Brasil. Levando-se em conta a força da Petrobras como consumidora, tal investimento é, a princípio, lucrativo já que o mercado é garantido. No entanto, é necessário prever se instalar uma fábrica de fato compensa mais que do que aumentar as importações.

Neste ano de 2010, a produção mundial de barita deve ficar entre 4,3 e 7,2 milhões de toneladas, sendo uma boa parte desta destinada à indústria de petróleo na formulação de fluidos de perfuração. A barita usada na indústria petrolífera ou de grau lama participa com 80% da demanda mundial.

As especificações de barita usada em lama de perfuração de óleo e gás são normalizadas internacionalmente pela API (American Petroleum Institute) e OCMA (Oil Companies Material Association), e nacionalmente são determinadas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e PETROBRAS. O uso em lama de perfuração requer minério de granulação fina e homogênea, alta densidade e inércia química, livre de sais solúveis; deve apresentar o minério teor mínimo de 92% em BaSO_4 , peso específico mínimo de 4,2 g/cm^3 , máximo de 250 ppm em sais solúveis, até 5% de óxido de ferro, granulometria de 90-95% passando pela peneira de 325 mesh e viscosidade máxima de 60 centipoise.

Como a quantidade de matéria prima a ser transportada para o beneficiamento seria maior que a de produto final já processado, faz mais sentido instalar a fábrica perto da fonte produtora do que levar a barita bruta para ser beneficiada próximo ao consumidor. Desta forma, a melhor localização para a fábrica seria o estado da Bahia, responsável atualmente por 95% da produção nacional. Custos de transportes da barita beneficiada também serão considerados.

Ao longo dos anos, a produção de barita sofreu oscilações, sobretudo em virtude do desaquecimento da indústria petrolífera em algumas décadas. A produção de barita

beneficiada sofreu uma queda expressiva no período 1988-2000, da ordem de 31,84%. No início da década de 1980, atuavam na Bahia cerca de 28 empresas produtoras de barita, sendo que a maioria era fornecedora de barita para a PETROBRÁS. Com a crise do setor, esse contingente decresceu e atualmente, apenas quatro empresas mantêm suas atividades. Com as descobertas do pré-sal, a demanda por barita tende a crescer e sua produção deve tornar-se mais uma vez interessante.

A produção de barita beneficiada atendeu convenientemente ao consumo aparente no período de 1988-2000, com exceção de 1991, 1992, 1997 e 1999. Mesmo assim, nesses três últimos anos, o saldo negativo foi pequeno, não ultrapassando 950 toneladas. O maior déficit verificou-se em 1993 por conta da importação de 10 mil toneladas de barita grau lama, por razões de preços internos e não de disponibilidade de minério. Em relatório do ano de 2001 publicado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), estimava-se que a produção de barita seria suficiente até 2010, mas tais cálculos não contavam com as descobertas de petróleo nas camadas abaixo do sal.

Entre 2002 e 2005 houve um período de baixa produção de barita. Nos dois anos subsequentes o nível de produção adquiriu certa regularidade, com produções na ordem de 30.000 toneladas. A produção do minério beneficiado, por sua vez, apresenta maior regularidade ao longo dos anos, com valores que se mantiveram dentro de um padrão de consumo relativamente constante, a uma média de 46.000 toneladas, entre 1997 e 2005. A partir desse ano, observa-se um decréscimo de quase 50%, com os valores se mantendo praticamente estáveis em torno de 23.000 toneladas. Essa produção destina-se tanto ao mercado de petróleo e gás, quanto à indústria química de sais de bário, de tintas e vernizes, de peças automotivas, vidros, de papel, etc. É necessário salientar, entretanto, que a produção oficial atende parcialmente a demanda nacional, sendo esta complementada por importação de barita bruta proveniente da China, Índia e outros países.

O consumo aparente de barita beneficiada é obtido pela soma da produção interna com a importação menos a exportação. Aproximadamente toda a barita bruta produzida em um dado ano é beneficiada (moída) antes de ser consumida ou ainda

submetida a transformação industrial, salvo aquela exportada antes do beneficiamento. Analisando-se a evolução do consumo aparente entre 1997 e 2007, constata-se que este manteve estável nesse período, após ter dado um salto de aproximadamente 100% em relação a 2006, motivado pelo aquecimento do setor petrolífero e do setor químico, em geral. Nos últimos dez anos, o Brasil obteve com as exportações de bens primários e compostos químicos de bário receitas de aproximadamente US\$ 8,7 milhões, enquanto que suas despesas com as importações atingiram US\$ 32,4 milhões, o que gerou um saldo negativo de US\$ 23,6 milhões, não havendo sinal de reversão dessa tendência em médio prazo. A observação dos números referentes aos últimos dois anos, 2006 e 2007, mostram evolução das importações, acompanhada pela queda nas exportações e consequentemente expansão do déficit comercial.

É importante salientar a falta de investimentos para pesquisa e descoberta de novos jazimentos na conjuntura econômica atual. Outro fator relevante é a pesada carga tributária e as exigências ambientais sempre crescentes. Por essas razões, a barita nacional às vezes torna-se pouco competitiva no mercado e é dada preferência à importação. De acordo com o relatório do DNPM supracitado, foi estimado que seria necessário que o setor mineral investisse US\$ 612,00 para produzir cada tonelada adicional de barita. Para uma demanda adicional de 16 mil toneladas de barita grau lama são requeridos investimentos da ordem de US\$ 9,8 milhões. Uma das opções para suprir tal demanda é o aumento da importação de países como a Índia, a China, a Bolívia e o Marrocos.

A estrutura produtiva de barita no Brasil envolve três segmentos:

- a) extração - constituída das empresas de mineração e garimpos;
- b) beneficiamento - incluindo empresas de mineração que promovem algum tipo de tratamento e as moageiras que compram e/ou extraem e processam a barita, conforme especificações do mercado;
- c) indústria de transformação - que extrai, processa e transforma, com vistas à produção de sais de bário e correlatos

Como já citado neste capítulo, o potencial de substituição existe, mas tais substituições na indústria petrolífera por outros minerais como a celestita (sulfato de

estroncio (SrSO_4), a hematita (composta por óxido de ferro, Fe_2O_3), a ilmenita (titanato ferroso) que podem substituir a barita como agentes pesados em fluidos de perfuração não constituem um substituto totalmente satisfatório e são economicamente menos atrativas. Entretanto, a tecnologia tem reduzido o emprego de barita no setor petrolífero pelo desenvolvimento de lamas de perfuração mais eficientes.

Supondo que os outros setores consumidores de baritina não sofrerão evoluções que possam requerer aumento da demanda, manteremos o consumo de baritina base em 15.276 toneladas por ano, como foi no ano de 2007. A esse valor, somamos as necessidades do pré-sal, isto é, cerca de 59.377 toneladas anuais. Levando em conta que as reservas são de quase 64.000.000 de toneladas e a demanda acumulada do pré-sal deve ficar abaixo das 600.000 toneladas, temos um cenário onde, a princípio, as reservas nacionais podem suprir com folga a demanda da indústria petrolífera crescente. No entanto, como já foi anteriormente mencionado, este mineral necessita de um beneficiamento para atender às normas que regem sua aplicação em lamas de perfuração. Ademais, nem todas as reservas são exploráveis. Como a idéia é instalar a fábrica na Bahia, contaríamos com reservas estimadas em cerca de 2.000.000 de toneladas, valor ainda suficiente para atender as perspectivas do pré-sal.

Em números (*ano base:2007*)

Reservas nacionais: 64.000.000 toneladas

Estado da Bahia: 1.898.211 toneladas de sulfato de bário 66%

Consumo interno: 15.276 toneladas por ano

Demanda do Pré-sal: 59.377 toneladas por ano

Baritina beneficiada brasileira produzida: 13.311 toneladas por ano

Baritina bruta produzida: 20.060 toneladas por ano

Para efeitos de cálculos, vamos limitar a produção da fábrica a 60.000 toneladas por ano, valor apenas suficiente para atender ao pré-sal. Serão produzidas cerca de 5.000 toneladas ao mês o que nos leva a 167 toneladas diárias de baritina supondo funcionamento da fábrica nos 30 dias.

Os custos a serem considerados envolvem: mão de obra, utilidades e capital. Ao consumidor final se soma ainda o custo de transporte da baritina já beneficiada.

De acordo com o relatório do DNPM para 16000 toneladas adicionais de baritina seriam gastos 9,8 milhões de dólares. Para 60.000 toneladas, seriam necessários 36,5 milhões.

No Brasil, o processo de beneficiamento é bastante simples e envolve apenas britagem, lavagem e moagem.

V.8.2. Prospecção Tecnológica para rotas de beneficiamento de barita

V.8.2.1. Objetivos da Prospecção

Pode-se encontrar na literatura facilmente processos relacionados ao beneficiamento do minério de barita, entretanto, foi observado que não há tecnologia de ponta envolvida no processo.

O principal objetivo deste estudo é fazer uma prospecção tecnológica sobre a barita, tentando identificar novas tendências para a produção e o beneficiamento da mesma.

Além disso, vale ressaltar que prospectar sobre um determinado produto ajuda identificar, no futuro, novos mercados para o mesmo não só no Brasil, como também nos diversos lugares no mundo.

Como poderá ser observado ao longo do trabalho de prospecção tecnológica, os resultados das análises de patentes depositadas e o resultado da análise dos artigos publicados foi bastante diferente.

Ficará evidente ao longo do texto que uma estimativa de custos sobre os processos na literatura, mesmo que antigos, ainda significa uma boa estimativa de custos de implantação, pois pelo que se verá pela análise, há pouca inovação neste tipo de processamento.

V.8.2.2. Análise de Patentes na Base USPTO

Metodologia

A busca por patentes foi realizada no site da USPTO - United States Patent and Trademark Office (<http://patft.uspto.gov>).

Neste modo de busca não se é possível ter um grande refino na busca de informações, como, por exemplo, solicitar patentes por ano, o que facilitaria a análise das últimas tendências em pesquisas e desenvolvimentos.

Logo, através desta ferramenta de busca, deseja-se encontrar todas as atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas a este composto. Assim como dito anteriormente, a barita pode ser aplicada nas mais diversas áreas e possui bastante destaque na área de perfuração de poços de petróleo.

Em uma primeira busca, em Quick Search, foi feita uma busca por patentes que contivessem o termo “barita” presente ou no título ou no Abstrato. Barita é o nome comercial e mais comum deste composto e, por isso, foi adotada esta estratégia de busca.

USPTO PATENT FULL-TEXT AND IMAGE DATABASE

Home Quick Advanced Pat Num Help

View Cart

Data current through June 22, 2010.

Query [\[Help\]](#)

Term 1: in Field 1:

Term 2: in Field 2:

Select years [\[Help\]](#)

Figura 12 – “Print-screen” da página primeira página de busca

O site retornou com 65 resultados, em que pelo título pode-se observar que quase todas estavam ligadas à área de perfuração de poços de petróleo.

Constatou-se então que o termo “barita” estava intimamente ligado ao setor de petróleo e que a partir desta metodologia de busca não teríamos resultados fidedignos a todos os tipos de pesquisas e desenvolvimentos associados ao produto.

Como deseja-se analisar todas as patentes possíveis sobre este composto, em uma segunda busca, ainda em Quick Search, foi feita uma busca por patentes que contivessem os termos “barita” ou “sulfato de bário” presentes no título da patente ou no abstrato. A forma de busca encontra-se explicitada na figura abaixo:

USPTO PATENT FULL-TEXT AND IMAGE DATABASE

Home Quick Advanced Pat. Num Help

View Cart

Data current through June 22, 2010.

Query [\[Help\]](#)

Term 1: in Field 1:

OR

Term 2: in Field 2:

Select years [\[Help\]](#)

Figura 13 – “Print-screen” da página de busca preenchida

Esta pesquisa foi a que mais retornou resultados, sendo esta a utilizada para a prospecção tecnológica desejada.

Para esta busca, foram encontradas 315 correlações, o que pode ser considerado uma quantidade expressiva para se fazer um bom estudo de prospecção tecnológica.

Para o estudo de prospecção tecnológica, destas 315 patentes, foram analisadas as 20 primeiras listadas pelo site. Foram excluídas as patentes que foram repetidas.

A Tabela V.4 lista o número e o título das patentes analisadas e a Tabela V.5 lista o número, a data, país, depositante e tipo de depositante.

Tabela V.4 – Título das Patentes analisadas e Códigos USPTO

TITLE	PAT. NO.
Wellbore servicing compositions comprising a density segregation inhibiting composite and methods of making and using same	7,740,070
Composition of base fluid and polymeric dispersing agent-absorbed polymer-coated colloidal particles	7,727,939
Anti-seize composition in solid form	7,723,275
Use of barite in perforating devices	7,690,306
Composite powder, cosmetics containing the same, and process for producing composite powder	7,682,604
Single-crystal platy barium sulfate in cosmetic compositions	7,678,382
Lead free barium sulfate electrical insulator and method of manufacture	7,638,783
Stool marker	7,591,998
Additive for increasing the density of a fluid for casing annulus pressure	7,589,049
Coatings and coating systems having optimized chip performance and methods of obtaining the same	7,544,413
Process for producing barium sulfate, barium sulfate and use thereof	7,501,110
Method for processing spent ion-exchange resins	7,482,387
Method of dechlorinating organic compounds comprising vicinal chlorides	7,473,810
Atraumatic stent with reduced deployment force, method for making the same and method and apparatus for deploying and positioning the stent	7,462,192
Coating for fertilizer	7,452,399
Additive for increasing the density of a fluid for casing annulus pressure control	7,449,431
Radiation absorbing x-ray detector panel support	7,317,190
Highly reflective optical element	7,273,640
Fracturing fluids for delayed flow back operations	7,256,160
Anti-seize composition in solid form	7,244,696

Tabela V.5 – Relação de Patentes por ano, país, segmento e depositante.

PAT. NO.	ANO	PAÍS	DEPOSITANTE	SEGMENTO
7,740,070	2008	EUA	Halliburton Energy Services	Petróleo
7,727,939	2004	EUA	MI	Petróleo
7,723,275	2007	EUA	Henkel Corporation	Petróleo
7,690,306	2008	EUA	Schlumberger	Petróleo
7,682,604	2003	Japão	Shiseido Co.	Cosméticos
7,678,382	2007	EUA	Conopco Inc.	Cosméticos
7,638,783	2006	EUA	Resins system Corporation	Médica
7,591,998	2000	EUA	Kevin Tait	Médica
7,589,049	2005	EUA	MI	Petróleo
7,544,413	2006	EUA	Timothy e Fenwick	Química
7,501,110	2005	Alemanha	Sachtleben Chemie GmbH	Mineral
7,482,387	2004	Taiwan	Institute of Nuclear Energy	Energia
7,473,810	2007	EUA	Honeywell International Inc.	Química
7,462,192	2005	EUA	Boston Scientific Scimed	Médica
7,452,399	2003	EUA	Albert Whittington	Química
7,449,431	2004	EUA	MI	Petróleo
7,317,190	2004	EUA	General Electric Company	Eletro-eletrônica
7,273,640	2004	Dinamarca	Rohm & Haas Denmark	Química
7,256,160	2004	EUA	Baker Hughes Incorporated	Petróleo
7,244,696	2003	Alemanha	Clariant Produkte	Química

Análise Macro

A análise macro foi realizada sobre as patentes por país, depositante, tipo de depositante e ano de depósito, como mostra as Figuras a seguir:

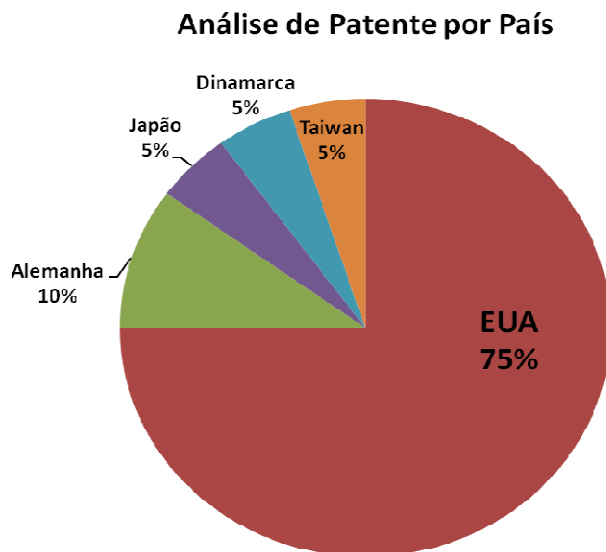


Figura 14 – Análise de Números de Patentes por País

Pela Figura 14, é possível notar que os Estados Unidos é o país com o maior número de patentes depositadas, cerca de 75% do número total.

Pela análise das Figuras abaixo, tem-se a relação dos segmentos que mais depositam patentes nesta área e os principais depositantes.

Como poderá ser visto, o segmento de petróleo é o que mais gera patentes para a barita.

A baritina é um dos elementos de maior destaque em fluidos de perfuração para poços de petróleo. Boa parte de sua aplicação e consumo está nesta atividade, logo é natural que haja um grande número de pesquisas.

Deposição de Patente por Segmento

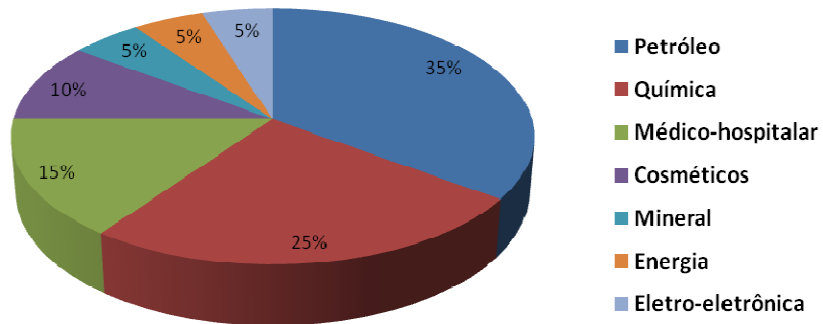


Figura 15 – Análise de Números de Patentes por Segmento

Distribuição de Patentes por Depositantes

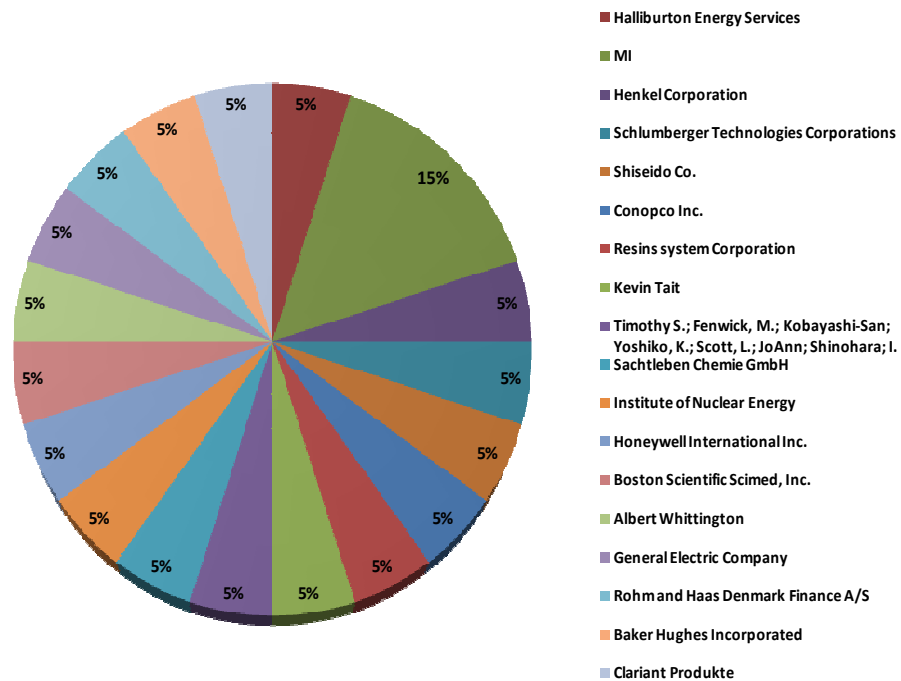


Figura 16 – Análise de Números de Patentes por Depositante

A distribuição por depositante é praticamente igualitária. Apenas a empresa MI, do segmento de serviços para perfuração de poços de petróleo, que se destacou, mas nada de relevante em relação às demais empresas. Além da MI, Halliburton e Baker são outras empresas do setor de serviços de petróleo. Juntas, representam 25% desta parcela.

Dos depositantes, pode-se observar também que apenas 3 são pessoas físicas e que apenas 1 é instituição de pesquisa. Todas as demais 16 depositantes são empresas, o que significa um valor de 80%.

Ao final desta análise Macro, analisamos o número de patentes por ano. O resultado encontra-se descrito no gráfico abaixo:

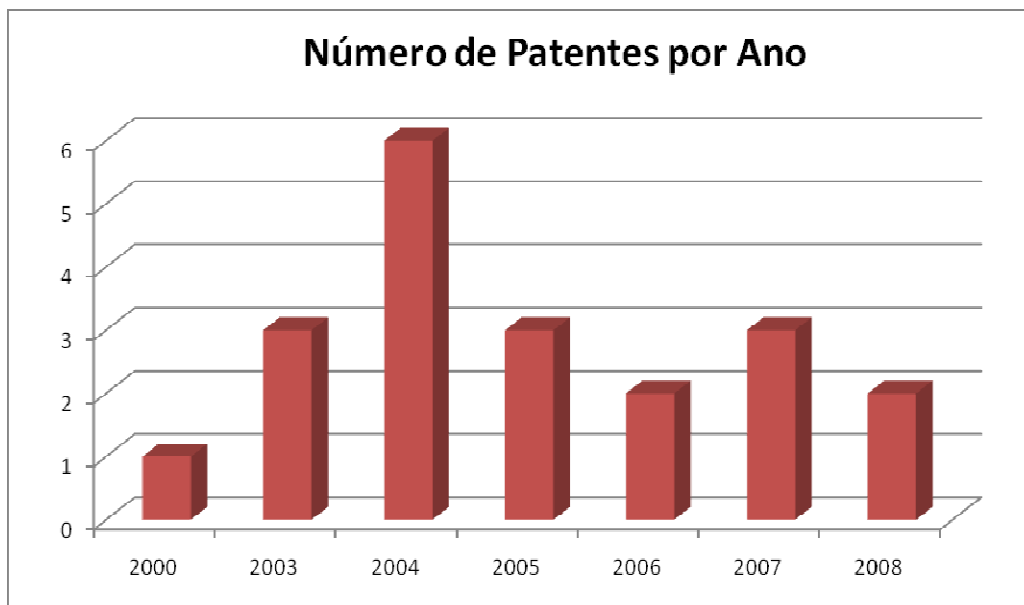


Figura 17 – Análise de Números de Patentes por País

Pelos números, é possível observarmos que as pesquisas relacionadas a este produto são relativamente recentes. Todas as primeiras 20 patentes indicadas pelo site são de pesquisas dos últimos 10 anos.

Em números absolutos, pode-se afirmar que o número de patentes depositadas vem mantendo o mesmo nível ao longo do período analisado.

Em valores relativos, percentuais, pode-se perceber que o ano de 2004 apresenta um pico de 30% no número de patentes depositadas.

Análise Meso

A partir da análise Meso, foi possível se observar que a grande maioria das patentes sobre o assunto está relacionada às proposições de novas aplicações para o composto, com 55%, e à proposição de revisão de aplicação, com 25%.

Vale ressaltar que apenas 10% das patentes, cerca de duas patentes, propõem novas rotas de produção para a baritina.

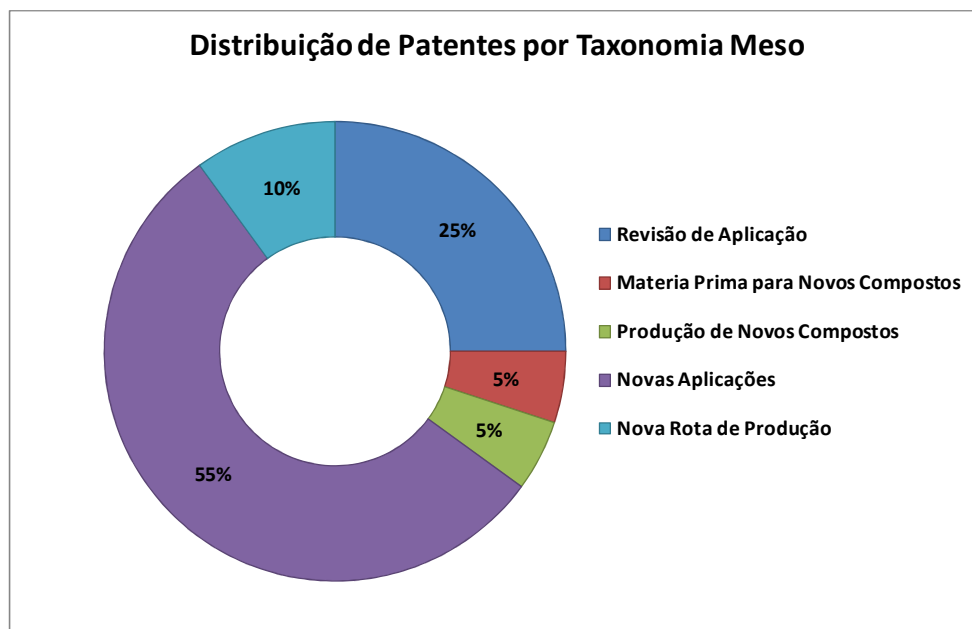


Figura 18 – Análise de Patentes por tipo de pesquisa

Análise Micro

Foi identificado na Análise Meso que a maioria das patentes sobre Barita consiste em propor novas aplicações para o composto ou uma revisão de aplicações atuais.

Para uma melhor análise, foi feita uma Análise Micro. Os resultados obtidos seguem abaixo:

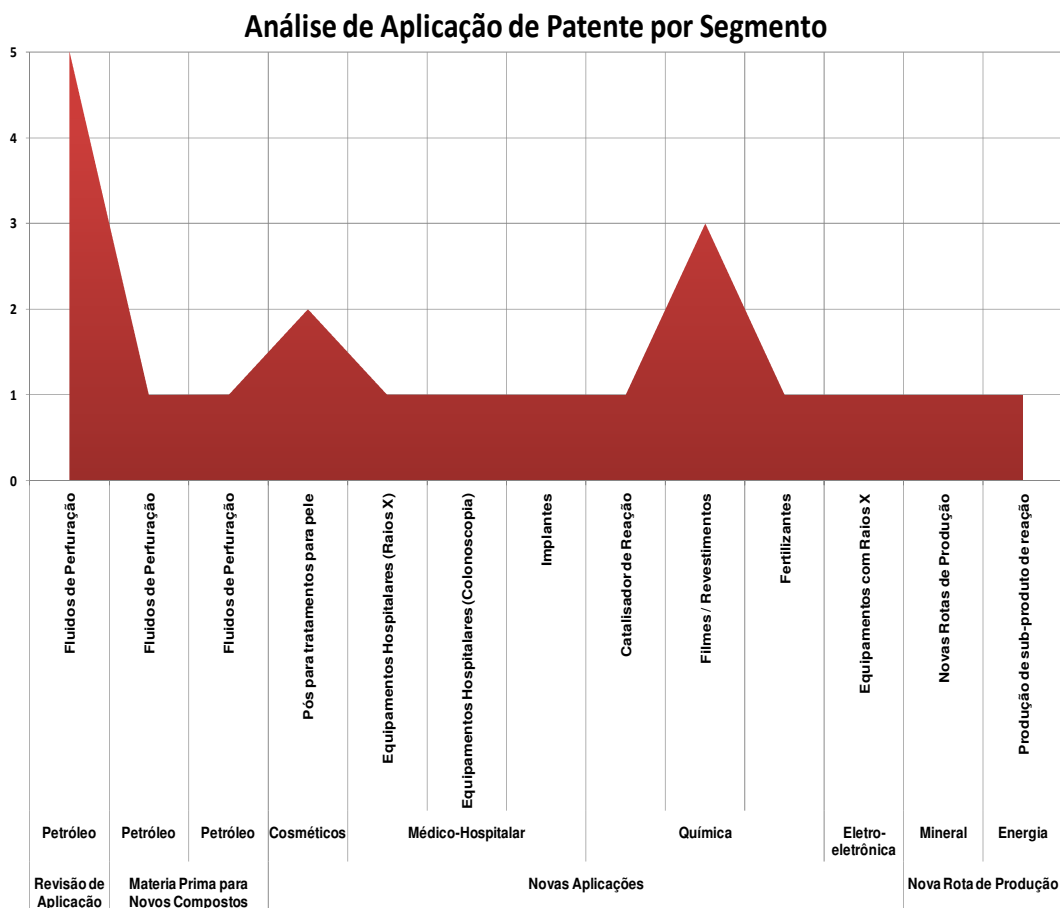


Figura 19 – Análise Micro das Patentes

Assim como as tendências visualizadas acima, a maior parte das patentes sobre o assunto encontra-se depositadas no setor de petróleo, mais especificamente na parte de perfuração de poços de petróleo.

Em sua maioria, as patentes relacionadas a fluidos de perfuração possuem em sua maioria revisão de aplicação para o produto e como matéria prima para a produção de novos compostos.

Como segundo destaque, patentes propondo novas aplicações para o sulfato de bário são encontradas na indústria química, nas mais diversas áreas, principalmente na aplicação de filmes e revestimentos, passando por aplicação como catalisadores até a utilização na indústria de fertilizantes.

Como último destaque, o sulfato de bário também possui diversas linhas de pesquisa na área médico-hospitalar, no desenvolvimento de novos equipamentos de análises.

V.8.2.3. Análise de Artigos na base SciFinder Scholar

Metodologia

Para esta análise, utilizou-se a base de dados SciFinder Scholar, programa instalado nos Computadores do Laboratório de Informática da Escola de Química.

A busca foi feita através do caminho: Explore → Research Topic.

O termo e filtros de busca foram especificados conforme abaixo:

Explore by Research Topic

Describe your topic using a phrase.

I am interested in:

Barite

Examples:

- The effect of antibiotic residues on dairy products
- Photocyanation of aromatic compounds
- Hydrocarbon-water emulsions as fuels

Filters ▼

Publication year	Only return references published in this year or range of years: 2000-2010
Document type	Only return references coming from the following source documents: <input type="checkbox"/> Clinical Trial <input checked="" type="checkbox"/> Journal <input type="checkbox"/> Review <input type="checkbox"/> Conference <input type="checkbox"/> Patent
Language	Only return references from papers written in the following languages: <input type="checkbox"/> Chinese <input type="checkbox"/> French <input type="checkbox"/> Japanese <input checked="" type="checkbox"/> English <input type="checkbox"/> German <input type="checkbox"/> Spanish
Author name	Only return references written by the following author: Last: <input type="text"/> First: <input type="text"/> Middle initial: <input type="text"/>
Company name	Only return references written by the following company: <input type="text"/>

OK Cancel

Figura 20 – Metodologia de busca no SciFinder

O site retornou com o resultado de busca de 1763 artigos com conteúdo relacionado ao tema pesquisado. Após removermos as duplicatas, sobraram 1722 artigos relacionados ao assunto.

Abaixo foi feita uma análise macro de todos estes artigos, visto que o site possui ferramentas que possuem esta análise.

Análise Macro

A partir dos dados fornecidos pelo site, foi feita análise macro das patentes retornadas pela busca. Buscou-se número de artigos publicados por organização, ano e jornal. Os resultados encontram-se descritos abaixo.

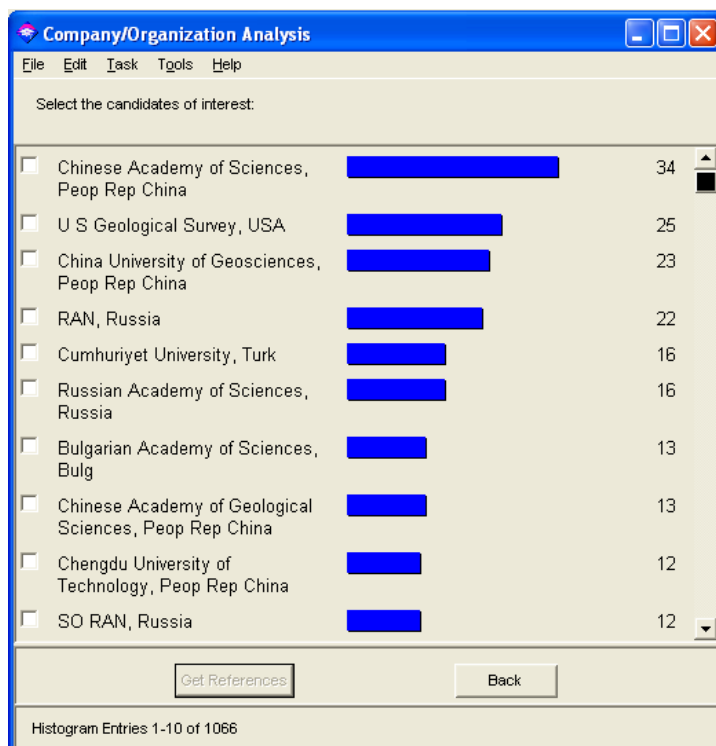


Figura 21 – Retorno da análise de artigos por organização

Como pode-se observar a partir dos dados acima, organizações chinesas são as mais presentes na das 10 organizações que publicam artigos relacionados à Baritina. Das 10 primeiras organizações, 4 são da República Popular da China.

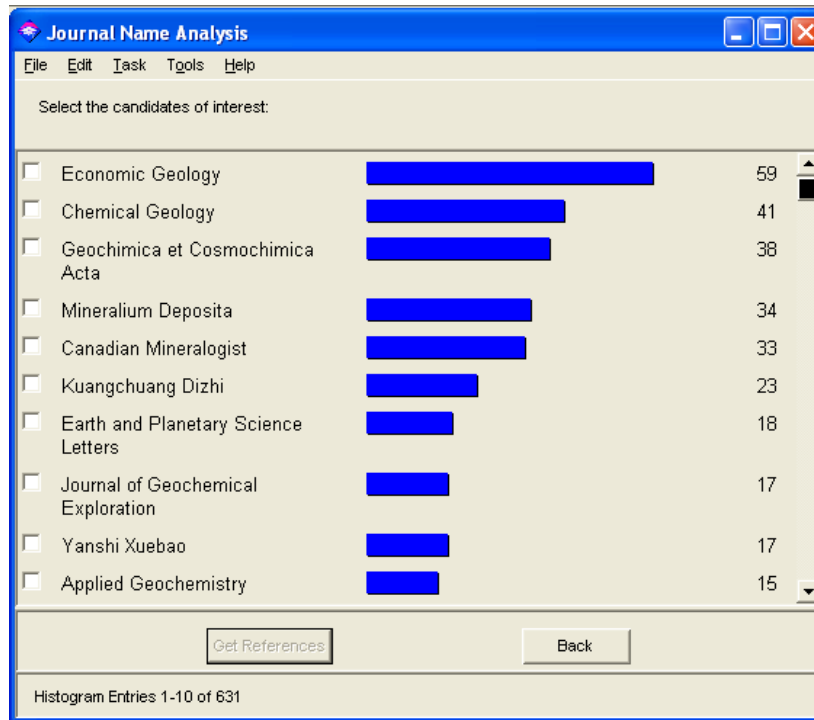


Figura 22 – Retorno da análise de artigos por tipo de jornal

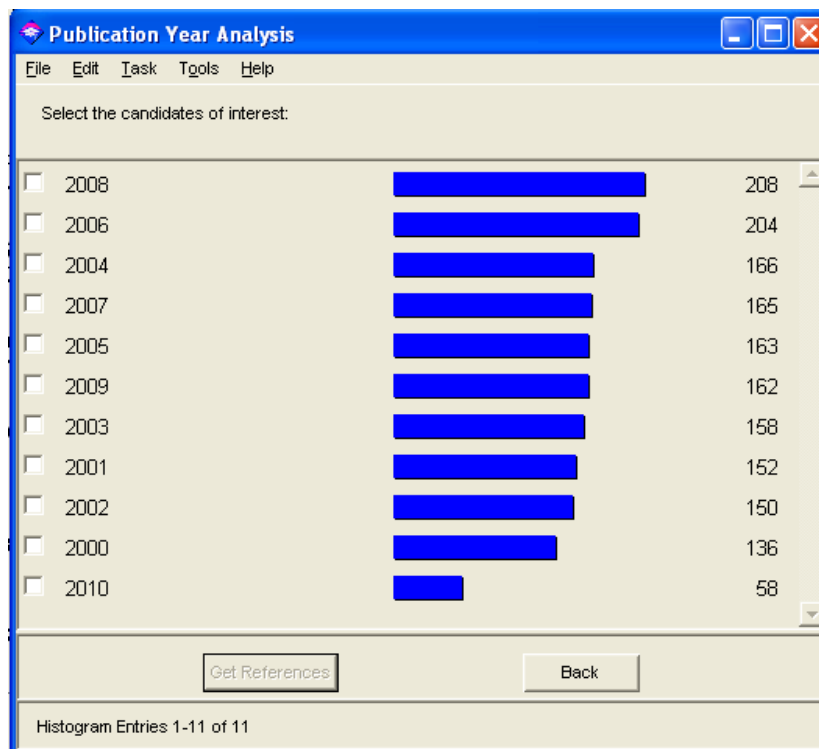


Figura 23 – Retorno da análise de artigos por ano de publicação

Conforme visto acima, os 3 jornais que mais publicaram sobre o assunto foram: Economic Geology, Chemical Geology e Geochimica and Cosmochimica Acta e o ano que mais publicações foram feitas foi o ano de 2008.

Análise Meso

Para análise meso, como foram obtidos muitos resultados, optou-se pela inserção de filtros de busca, de forma a tentar reduzir o número de artigos para que pode-se ser feita uma análise meso.

Desta forma, optou-se então pelo seguinte critério de busca: artigos publicados nos três jornais com maior número de publicações ano de 2008, que é o ano recente com maior número de artigos publicados.

Através do primeiro filtro, artigos publicados em 2008, a base de dados retornou com 208 artigos listados, conforme esperado.

Foi feita novamente uma análise de jornais que mais publicaram neste ano. A análise encontra-se abaixo e estes três jornais serão utilizados como base para a busca de patentes.

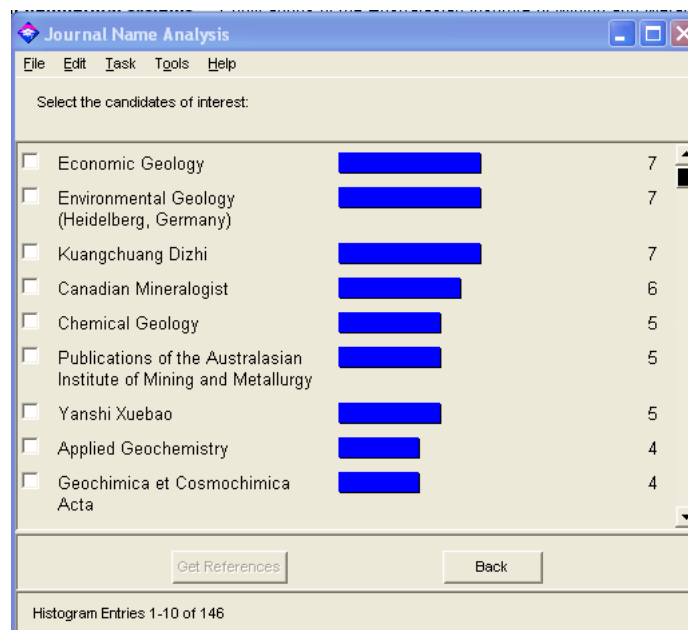


Figura 24 – Retorno da análise de artigos publicados no ano de 2008 por jornal

Desta maneira, montou-se a tabela abaixo com os 21 artigos presentes nos 3 jornais neste ano de 2008. Estes artigos serão utilizados como base para o estudo de prospecção tecnológica. Cada um dos jornais contribuirá com 7 artigos, sendo 1 jornal de origem americana (EUA), 1 de origem européia (Alemanha) e 1 de origem asiática (China).

Tabela V.6 – Relação dos Artigos escolhidos para análise

Nº	TITLE
1	Geochemistry of ore-forming fluids and genesis of Guanshan Cu-Pb-Au polymetallic deposit in Jiangsu province.
2	Characteristics of fluid inclusions in Xujiashan antimony deposit of Hubei Province and its implications.
3	Mianning-Dechang Himalayan REE belt associated with carbonatite-alkalic complex in eastern Indo-Asian collision zone, southwest China: geological characteristics of REE deposits and a possible metallogenic model.
4	Thrust-controlled, sediments-hosted Pb-Zn-Ag-Cu deposits in eastern and northern margins of Tibetan orogenic belt: geological features and tectonic model.
5	Fluid inclusions in breccia-type copper-gold ore bodies of Jinchang gold deposit, Dongning County, Heilongjiang Province.
6	Geological and geochemical characteristics of Mayuan Pb-Zn ore deposit on northern margin of Yangtze landmass.
7	Geological-geochemical characteristics and genesis of massive sulfide deposits in Er'langping group of East Qinling.
8	Geochemical and geochronological constraints on mineralization within the Hilltop, Lewis, and Bullion mining districts, Battle Mountain-Eureka trend, Nevada.
9	The nature of mineralizing fluids of the Kipushi Zn-Cu ore deposit, Katanga, Democratic Republic of Congo: quantitative fluid inclusion analysis using laser ablation ICP-MS and bulk crush-leach methods.
10	Hydrothermal evolution of the porphyry copper deposit at La Caridad, Sonora, Mexico, and the relationship with a neighboring high-sulfidation epithermal deposit.

11	The role of sulfate-sulfide-oxide-silicate equilibria in the metamorphism of hydrothermal alteration at the Hemlo gold deposit, Ontario.
12	The Cu stockwork and massive sulfide ore of the Feitais volcanic-hosted massive sulfide deposit, Aljustrel, Iberian Pyrite Belt, Portugal: a mineralogical, fluid inclusion, and isotopic investigation.
13	Formation of the Tharsis massive sulfide deposit, Iberian Pyrite Belt: geological, lithogeochemical, and stable isotope evidence for deposition in a brine pool.
14	Geologic setting, mineralogy, and geochemistry of the Early Tertiary Au-rich volcanic-hosted massive sulfide deposit of La Plata, Western Cordillera, Ecuador.
15	Assessment of sandstone deterioration at Ta Keo temple (Angkor): first results and future prospects.
16	Characterization of aerosol from Santiago, Chile: an integrated PIXE-SEM-EDX study.
17	Barite and barium in sediments and coral skeletons around the hydrocarbon exploration drilling site in the Traena Deep, Norwegian Sea.
18	The double solid reactant method: II. An application to the shallow groundwaters of the Porto Plain, Vulcano Island (Italy).
19	Water quality and distribution of trace elements in the Don~ana aquifer (SW Spain).
20	The fluoride in the groundwater of Guarani Aquifer System: the origin associated with black shales of Parana Basin.
21	Hydrogeochemical investigation of Kucuk Menderes River coastal wetland, Selcuk-Izmir, Turkey.

Tabela V.7 – Relação de Artigos por jornal e país de publicação

Nº	Jornal	PAÍS
1	Kuangchuang Dizhi	China
2	Kuangchuang Dizhi	China
3	Kuangchuang Dizhi	China
4	Kuangchuang Dizhi	China
5	Kuangchuang Dizhi	China
6	Kuangchuang Dizhi	China
7	Kuangchuang Dizhi	China
8	Economic Geology	EUA
9	Economic Geology	Reino Unido
10	Economic Geology	EUA
11	Economic Geology	Canadá
12	Economic Geology	Portugal
13	Economic Geology	Espanha
14	Economic Geology	Suiça
15	Environmental Geology	França
16	Environmental Geology	Chile
17	Environmental Geology	Noruega
18	Environmental Geology	Itália
19	Environmental Geology	Espanha
20	Environmental Geology	Brasil
21	Environmental Geology	Turquia

A partir desta nova base de artigos, foi feita uma análise de artigos publicados por países. Embora esta análise faça parte de análises macros, pode ser útil posteriormente esta análise com a base de artigos selecionados.

Análise de nº de artigos publicados por país

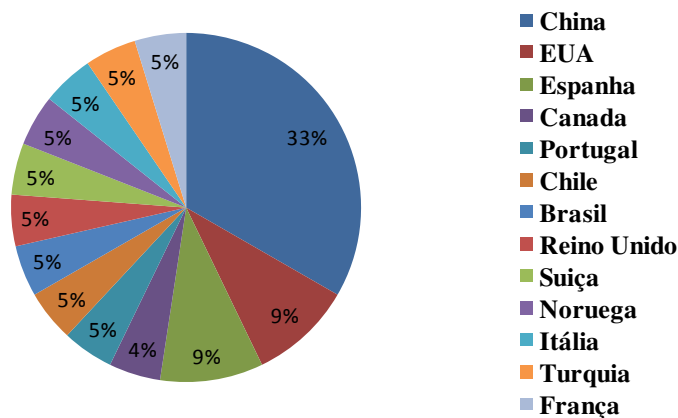


Figura 25 – Gráfico de número de artigos publicados por país no ano de 2008

Como pode ser visto, a China é um dos países que mais publicou artigos em assuntos relacionados à Baritina (Sulfato de bário). Em relação aos dados fornecidos pela análise de patentes, há uma tendência inversamente oposta, pois o na deposição de patentes, a China não aparece entre os 5 primeiros países que mais depositaram.

Desta maneira, dando continuidade a análise meso dos artigos selecionados, encontra-se abaixo a análise de artigos publicados por segmento e por aplicação:

Artigos publicados por segmento

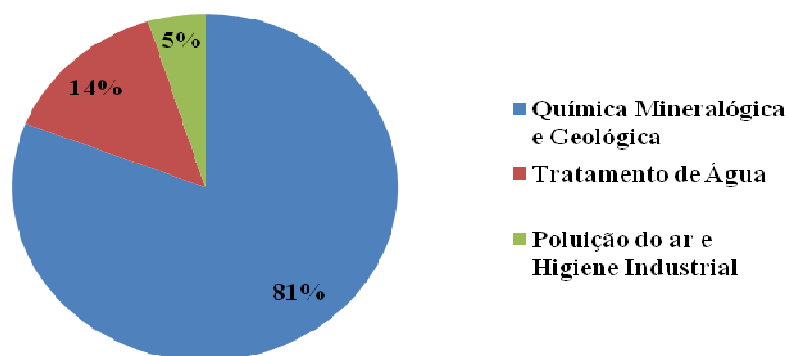


Figura 26 – Gráfico de número de artigos publicados por país no ano de 2008

Artigos publicados por tipo de aplicação

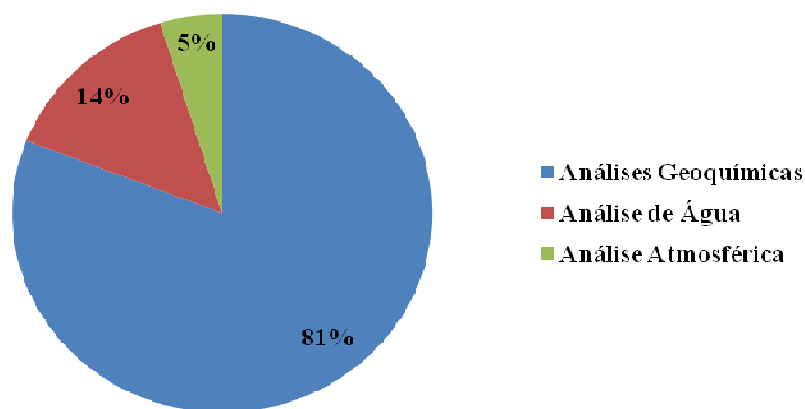


Figura 27 – Gráfico de número de artigos publicados por tipo de aplicação

A partir dos dados acima, nitidamente o segmento que mais publicou artigos foi o relacionado à utilização do composto foi o de mineralogia e análises químicas relacionada à mineralogia. Esta tendência não segue em nada a tendência da vista na análise de patentes, em que o segmento de Petróleo e Gás, mais especificamente o setor de fluidos de perfuração, dominava todas as pesquisas e publicações acerca do assunto.

Análise Micro

A partir dos dados coletados, foi possível obtermos análise micro, que se encontra exposta abaixo. Todos os artigos analisados propõem, de uma maneira geral, a revisão da utilização da barita em análises ou como ferramenta de análises. O sulfato de bário, como visto anteriormente, é um mineral presente em diversos lugares no mundo. Seus íons, Ba⁺ ou SO₄⁻, são conhecidos e largamente utilizados em diversas análises químicas e seus limites são bastante conhecidos. Desta maneira, faz-se elementar que novas aplicações sejam propostas a partir de sua utilização já conhecida.

Análise Micro de Aplicações por Segmento

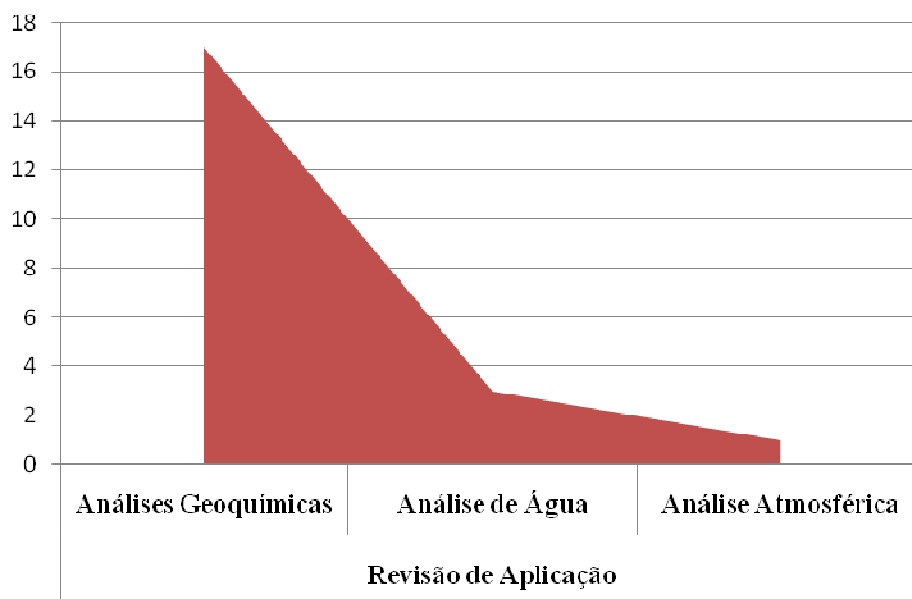


Figura 28 – Análise micro dos artigos publicados: Proposição de artigo versus aplicação

V.8.2.4. Conclusões sobre a Prospecção Tecnológica

Pelo que pode ser observado, a deposição de patentes indica o segmento de óleo e gás, mais especificamente o setor de P&D de fluidos de perfuração de poços de petróleo, como o setor que mais contribui para os avanços tecnológicos relacionados às pesquisas com BaSO₄.

Por outro lado, a análise dos artigos publicados indicou que o segmento de mineralogia e análises minerais como o setor que mais publica artigos sobre o assunto.

Há de se considerar que na prospecção tecnológica de artigos, um fator predominante para a escolha dos artigos a serem analisados foram os jornais de publicação. Os 3 são relacionados à mineralogia, de maneira geral e, como pode ser observado, todos os jornais consequentes também se encaixam nesta definição. Entre os jornais, nenhum relacionado ao setor de óleo e gás se destacou.

Contudo, ficou claro que este composto já é bastante conhecido nos contextos em que é estudado, visto que a maioria das patentes e artigos depositados referem-se à revisão de aplicação de composto.

De maneira geral, através de um *overview* dos setores que mais contribuíram, pode-se observar a tendência de que o segmento de óleo e gás busca revisão de aplicação a partir de deposição de patentes e que o segmento de mineralogia busca a revisão de aplicações a partir da publicação de artigos.

Fica evidente, portanto, que uma estimativa de custos sobre os processos na literatura, mesmo que antigos, ainda significa uma boa estimativa de custos de implantação, pois pelo que se pode ver pela análise, há pouca inovação neste tipo de processamento.

V.8.3. Balanços de Massas e Equipamentos

As especificações requeridas pela indústria de petróleo, segundo normas API (American Petroleum Institute) Standard 13A, são:

- Densidade mínima de 4,2 g/cm³ (o que equivale a um teor em torno de 92% BaSO₄);
- Metais alcalinos terrosos (Ca) solúveis em água, no máximo 250 mg/kg;
- Máximo de 3% de resíduos acima de 0,075 mm e 30% de partículas menores que 0,006 mm.

Estimativa de Produção = Consumo Total Projetado - Produção Atual

Desta maneira, conforme exposto anteriormente, haverá uma demanda de 60.000 ton/ano que deverá ser suprida.

O fluxograma a seguir representa uma indústria de beneficiamento de Barita com base no dado exposto acima, considerando que a fábrica operará 5 dias na semana, com 1 turno diário de trabalho de 8 horas.

Considerou-se que toda a produção será destinada ao mercado de petróleo, em que o desejável são partículas com tamanho entre 6µm e 75µm.

A escolha dos equipamentos de processos e da quantidade de equipamentos foi dada com base nas correlações apresentadas no Livro:

- Chemical Process Equipments: Selection and Design

James R. Couper, W. Rpy Penney, James R. Fair, Stanley M. Walas

2ª edição, Estados Unidos, 2010

Obs: Para a inclusão dos valores nas tabelas a seguir, considerar-se-á que todos estão em reais (R\$). Embora os valores apresentados a seguir sejam dados em outras moedas, será considerado que este valor é o mesmo em reais, pois embora não esteja em literatura de fácil acesso, é sabido que para tal processo, a tecnologia nacional suficiente para produção de tais equipamentos.

Nestes cálculos de equipamentos de processos, não foram considerados os processos de concentração de sulfato de bário no produto final.

Tais processos dependem fortemente dos tipos de impurezas presentes na matéria-prima e isto pode variar de mina para mina, estando correlacionada aos processos geoquímicos de formação da rocha. Dentre estes processos de concentração, podemos citar a flotação e a mensagem, dentre muitos outros.

Equipamentos mais simples, tais como hidrociclones também podem ser adaptados, principalmente a produtos com destino à indústria do petróleo, em que é proibido o processo de flotação para concentração do minério pois afeta diretamente a qualidade do produto final, não passando nas especificações requeridas.

A seguir segue um esquema simplificado contendo os equipamentos calculados para o processo. Tal fluxograma foi feito com base na Figura 11 – Fluxograma do Processamento da Barita.

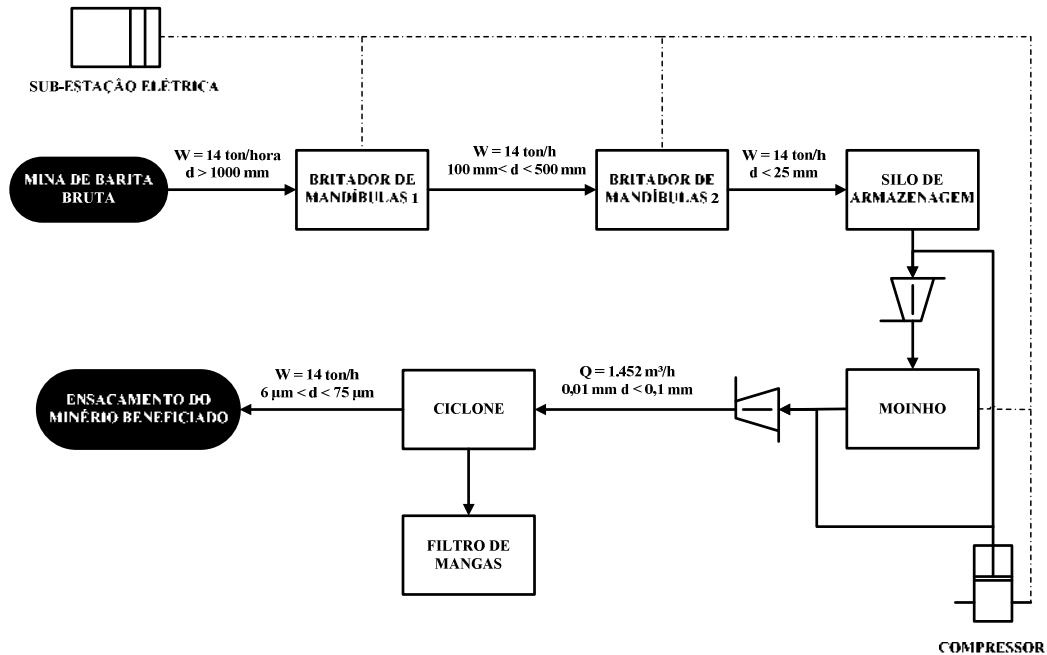


Figura 29 - Fluxograma de Blocos ilustrativo com os principais equipamentos envolvidos no processo

Escavadeira - Cálculo de Capacidade e Custos

Com base no texto de Aldo Dórea Mattos, publicado na Revista Construção Mercado 72 de julho 2007.

Custo horário da retroescavadeira ($V_0 = \text{R\$ } 200.000,00$)				
Componentes	Un	Consumo	Custo Unitário	Total
Operador de terraplenagem	h	1,00	6,90	6,90
Pneu 14 x 24 x 10 sem câmara	un	0,0008	600,00	0,48
Pneu 10,5/65 x 16 x 10 sem câmara	un	0,0008	400,00	0,32
Graxa	kg	0,02	20,00	0,40
Óleo diesel	l	12,50	1,80	22,50
Depreciação de equipamentos de terraplenagem		$9,00 \times 10^{-5}$	$200.000,00 (=V_0)$	18,00
Juros do capital de equipamentos de terraplenagem		$3,84 \times 10^{-5}$	$200.000,00 (=V_0)$	7,68
Manutenção de equipamentos de terraplenagem		$6,00 \times 10^{-5}$	$200.000,00 (=V_0)$	12,00
Total				RS 68,28

Figura 30 – Tabela de estimativas de custo para uma retro-escavadeira para capacidade de $0,88 \text{ m}^3$

Ainda com base neste artigo, o custo da escaveira parada é de 32,58 reais/hora. Como temos 167 toneladas para processar por dia e a escavadeira tem capacidade de 0,88 m³ tem-se:

- Densidade baritina: 4.200kg/m³
- Volume a ser processado: 39,76 m³ por dia
- Número de viagens da escavadeira: 46
- Considerando 12 horas de operação: 4 viagens por hora
- **Custo de Aquisição: R\$ 200.000,00**
- **Custo operacional:** 12 x 68.28= R\$ 819,36 (escavadeira ativa)
12 x 32,58= R\$ 390,96 (escavadeira parada)
- Total diário: R\$1.210,32**

Caminhões – Cálculo de Custos de Aquisição e Operacionais

O modelo escolhido foi o Munck Madal de 15 toneladas.

Custo do caminhão: R\$ 250.000,00.

Quantidade utilizada: 2 veículos.

Custo total: R\$ 500.000,00.

Os cálculos de consumo de utilidades e dos custos individuais dos principais equipamentos, conforme evidenciado abaixo, foram retirados das correlações propostas no livro "Chemical Process Equipment: Selection and Design".

As formulas, tabelas e correlações explicitadas foram retiradas deste livro e serão destacadas ao longo do texto.

Britador de Mandíbulas – Cálculo de Custo de Aquisição e Custos Operacionais

O Capítulo 12 do referido livro trata de desintegração, aglomeração e separação de tamanho de partículas sólidas.

A tabela 12.5 trata dos diversos tipos de equipamentos e suas capacidades de trabalho. Desta maneira, identificou-se que o Britador de Mandíbulas é o mais adequado para o caso, pois atende à capacidade que deseja ser instalada e aponta como tal equipamento pode ser acoplado ao processo para obtermos o resultado desejado.

Em operações práticas de redução de tamanho de partículas, caso de britadores, o consumo de energia pode ser explicitado baseado na extensão da redução de tamanho que é proposta. Desta maneira, foi desenvolvida a seguinte correlação:

$$W = 10 * W_i * (1/d_{0,5} - 1/d_{i0,5}) \quad [\text{kWh/ton}]$$

em que d e d_i são os tamanhos de partícula, em μm , na saída e na entrada do britador, respectivamente, e W_i é um valor empírico relacionado a cada um dos materiais a serem britados.

Para a barita, conforme indicado na tabela 12.4, $W_i = 6,24$.

O Capítulo 21 do referido livro trata dos Custos Individuais para cada um dos equipamentos apresentados no livro.

O tópico 3 é referente aos equipamentos de cominuição de partículas e a correlação para Britadores de Mandíbula é a seguinte:"

$$\text{Custo} = 7,7 * W^{0,57} \quad [*1.000 \$], \text{ em que } 10 < W < 200 \text{ ton/h.}$$

Ao final do capítulo, são ainda apresentados os coeficientes de correlação para reajustes de preços, que devem ser multiplicados ao custo do equipamento para se obter o custo de instalação do equipamento referente ao ano de análise vigente.

Para estes tipo de equipamento, a tabela 21.3 do livro indica o índice mutipilcador 1,3.

Vale a pena ressaltar que tais preços não possuem 100% de extaidão, mas são comumente utilizados para análise prévia de viabilidade econômica, o que é o caso deste trabalho.

Britador 1:

$$d_i = 1.000 \text{ mm} = 106 \mu\text{m}$$

$$d = 100 \text{ mm} = 105 \mu\text{m}$$

Consumo de energia: $W = 10 \cdot 6,24 \cdot ((105)^{-0,5} - (106)^{-0,5}) = 0,1348 \text{ kWh/ton}$

Custo do Equipamento: $C = 7,7 \cdot 140,57 = 34.656,00 \text{ \$}$

Custo de Instalação: $Ct = 34.656 \cdot 1,3 = 45.053,00 \text{ \$}$

Britador 2:

$d_i = 100 \text{ mm} = 105 \text{ }\mu\text{m}$

$d = 25 \text{ mm} = 25 \cdot 105 \text{ }\mu\text{m}$

Consumo de energia: $W = 10 \cdot 6,24 \cdot ((25 \cdot 105)^{-0,5} - (105)^{-0,5}) = 0,1973 \text{ kWh/ton}$

Custo do Equipamento: $C = 7,7 \cdot 140,57 = 34.656,00 \text{ \$}$

Custo de Instalação: $Ct = 34.656 \cdot 1,3 = 45.053,00 \text{ \$}$

Moinho Ring Roller – Cálculo de Custo de Aquisição e de Operação

O Capítulo 12 do referido livro trata de desintegração, aglomeração e separação de tamanho de partículas sólidas.

A tabela 12.7 indica diversas aplicações de moinhos em diversos compostos já testados previamente. Pode ser observado que apenas 2 tipos de moinhos são indicados para o beneficiamento da Baritina:

- Moinhos com rolares (Ring Roller Mills); e
- Moinhos com injeção de fluidos (Fluid Jet Mills).

Com o auxílio da tabela 12.5, foi possível identificarmos que para as necessidades do projeto, o moinho mais adequado é o Ring Roller Mill, devido à sua capacidade produtiva e à sua menor necessidade de utilidades."

Moinho de rolos de anéis:

A partir da tabela 12.9 (a), foi possível verificar-se que o moinho com rolamentos mais indicado ao projeto é o nº 2, conforme evidenciado na figura abaixo, retirada do livro. A tabela informa que, para o moinho selecionado, seu consumo de energia elétrica é de 75 hp, ou seja, algo em torno de **55,875 kW**.

Para um processo de 14 ton/h, o consumo de utilidades é: $W = 55,875/14 = 4 \text{ kWh/ton}$

O Capítulo 21 do referido livro trata dos Custos Individuais para cada um dos equipamentos apresentados no livro. Não foi encontrada correlação com custos para este equipamento específico. Desta forma, entramos em contato com fabricantes de moinhos para obtermos uma faixa de preços."

Segundo Kevin Layton, da Powder Engineering Group LLC (EUA), conforme troca de emails, tal equipamento com tais especificações, possui custo de cerca de US\$ 5.000.000,00 a US\$ 10.000.000,00. O preço foi dado FOB nos Estados Unidos.

Conforme outro contato estabelecido por email com empresas fabricantes de moinhos, Jackie Meul, da Neuman & Esser GmbH Mahl- und Sichtsysteme Grinding and Classifying Systems (Alemanha), seriam 3 de seus equipamentos necessários para tal capacidade, pois cada um de seus equipamentos suporta somente 5 ton/h. Segundo Jackie, o custo de um destes equipamentos é cerca de US\$ 1.200.000,00, ou seja, custo total de instalação de aproximadamente 3.500.000,00 dolares. O preço foi dado FOB na Europa e convertido para dolares, para estar em conformidade com os demais preços de equipamentos.

O terceiro, e último contato estabelecido, foi com Ezry Akkerman, representante da Oy Cyclotec (Finlândia), para tal capacidade, seriam 3 de seus equipamentos necessários, pois cada um de seus equipamentos suporta somente 5 ton/h. Segundo Jackie, o custo de um destes equipamentos é cerca de US\$ 600.000,00, ou seja, custo total de instalação de aproximadamente US\$ 1.800.000,00. O preço foi dado FOB na Europa e convertido para dolares, para estar em conformidade com os demais preços de equipamentos.

Para efeitos de cálculos, consideraremos o custo do moinho de US\$ 4.000.000,00, pois representa um cenário de custos bastante razoável, sendo um meio termo dos custos apresentados pelas empresas.

Ciclone Lapple – Cálculo de Custo de Aquisição e de Operação

De acordo com as especificações para a indústria do petróleo, o teor de barita processada deve conter máximo de 3% de resíduos acima de 0,075 mm e 30% de partículas menores que 0,006 mm.

Traduzindo em análise de distribuição de partículas, temos que:

$$y = 0,97 \rightarrow d = 0,075 \text{ mm}$$

$$y = 0,30 \rightarrow d = 0,006 \text{ mm}$$

Para o projeto de ciclones, é importante sabermos a análise de distribuição de partículas, pois esta é peça fundamental para o dimensionamento do equipamento e para o cálculo de sua eficiência.

A partir de cálculos com as correlações de tamanho de partículas já conhecidas na literatura, verificou-se que para partículas oriundas dos processos de moagem, a melhor correlação existente é a proposta por Rosin-Rammler-Bennett (RRB):

$$y = 1 - \exp(-(d/k)^m) \rightarrow \ln(\ln(1/(1-y))) = m \cdot \ln(d) - m \cdot \ln(k)$$

Como todo o processo desenhado até agora tem como objetivo atender as especificações comerciais para o uso da barita na indústria do petróleo, logo, utilizaremos os dados acima para obtermos a equação que melhor define a distribuição de partículas. Logo, teremos o sistema de equações abaixo:

$$1,2546 = -2,59 \cdot m - m \cdot \ln(k)$$

$$-1,03 = -5,11 \cdot m - m \cdot \ln(k)$$

Deste sistema de equações podemos tirar que **m = 1,129** e que **k = 0,025 mm**, parâmetros para esta distribuição de partículas específica segundo o modelo RRB.

Logo temos que:

$$y = 1 - \exp(-(d/0,025)^{1,13}) \text{ ou que } d = -0,025 \cdot (\ln(1-y))^{1/1,3},$$

em que, para este caso $d_{50} = 1,33 \cdot 10^{-2} \text{ mm}$

A partir dos parâmetros acima, com base nos estudos de Operações Unitárias I, podemos calcular o ciclone (ou conjunto de ciclones) para atender tais especificações.

Sabe-se que a produção de sólidos deve ser de 14 ton/h.

Perry define que a velocidade de escoamento para ciclones deve estar entre 6 e 21 m/s. utilizaremos para efeito de cálculos $u = 15$ m/s.

Para ciclones da Família Lapple, temos as correlações tabeladas:

- $Stk_{50} = 6,33 \cdot 10^{-4}$ (constante para ciclones da Família Lapple)
- $Eu = 316$ (Número de Euler para equipamentos da Família)
- $Bc/Dc = 0,25$ (largura da tubulação de entrada / diâmetro da parte cilíndrica)
- $Hc/Dc = 0,50$ (altura da tubulação de entrada / diâmetro da parte cilíndrica)
- $Do/Dc = 0,50$ (diâmetro da tubulação de saída do ar / diâmetro da parte cilíndrica)
- $Du/Dc = 0,25$ (diâmetro da tubulação de saída das partículas / diâmetro da parte cilíndrica)
- $l/Dc = 0,625$, em que l : profundidade, a partir do topo, da tubulação de saída do ar
- $Li/Dc = 2$ (altura da parte cilíndrica / diâmetro da parte cilíndrica)
- $L/Dc = 4$ (altura total do equipamento / diâmetro da parte cilíndrica)
- $Ne = 5$

A partir destas correlações, seguem-se os cálculos a seguir:

$D_{min} = \left\{ \frac{9 \cdot \mu \cdot Bc}{(\rho_s - \rho) \cdot u \cdot Ne \cdot \pi} \right\}^{0,5}$ (no caso $D_{min} = 0,006$ mm - diâmetro da menor partícula coletada com eficiência de 100%)

com isso, sendo conhecidos a densidade do ar ρ (1,02 kg/m³), a densidade do sólido ρ_s (4200 kg/m³) e a viscosidade do ar μ (0,018 cp), calculamos $Bc = 22$ cm, $Hc = 44$ cm e $Dc = 88$ cm.

Desta maneira, podemos calcular a vazão $Q = u \cdot Hc \cdot Bc = u \cdot 0,22 \cdot 0,44$

$$Q_{total} = 1,452 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Considerando que na alimentação as partículas serão fluidizadas por um compressor e que as necessidades de produção são de 14 ton/h de baritina, temos que a vazão de sólidos é: (14 ton/h)/densidade do sólido = 3,3 m³/h = 917 cm³/s.

A vazão de ar é portanto: $1,452\text{m}^3/\text{s} - 917\text{cm}^3/\text{s}=1,451\text{m}^3/\text{s}.$ "

De acordo com o Capítulo 21, seção 12, podemos calcular o preço de um ciclone a partir da seguinte correlação:

$$\text{Custo} = 1,69*Q^{0,96} \text{ [K\$]}, \text{ em que } 2 < Q < 40 \text{ K ft}^3/\text{min}.$$

Como $Q = 1,452 \text{ m}^3/\text{s} = 2,35 \text{ ft}^3/\text{min}$, temos que o **Custo = R\$ 77.500,00.**

Multiplicando pelo coeficiente de correlação de preço descrito na tabela ao final do capítulo, temos que o custo de instalação do equipamento é:

$$\text{Custo de instalação} = 77.500*1,4 = \text{R\$ } 108.490,00.$$

Compressor – Custo de Aquisição e de Operação

O compressor deve ser utilizado na alimentação do ciclone. Para efeito de cálculos, consideremos uma eficiência de 80%.

Queda de pressão: $\Delta P = (0,024*\rho*u^2)$, onde $u = 15\text{m/s} = 50\text{ft/s}$ e $\rho = 0,064\text{lbm/ft}^3$.

Logo, $\Delta P = 3,84 \text{ in H}_2\text{O} = 956,5 \text{ N/m}^2$. Potência do compressor = $(\Delta P*Q)/\text{Eficiência}$, onde $Q = 1,452\text{m}^3/\text{s}$.

Portanto, Potência = 1,74 kW = 2,4 hp.

De acordo com a seção 2 do Capítulo 21 para preços e equipamentos, não estão correlacionados preços de compressores com a potência estimada para o projeto..

$$\text{Custo} = 1,81*(\text{Pot})^{0,71} \text{ em K\$}, 10 < \text{Pot} < 800 \text{ hp}$$

Custo = R\$ 9.282,00. Logo, Custo de Instalação = 1,3*9.282,00 = R\$ 12.067,00

V.8.4. Custos de Instalação de Fábrica

Escolheu-se a Bahia como lugar para implantação da fábrica, pois é o local próximo às minas. de maneira geral, a relação matéria-prima sobre produto é maior do que 1, logo, haverá menos custo de transporte.

A partir dos balanços de massa e dos valores calculados para os equipamentos identificados acima, foi possível obtermos os coeficientes técnicos para a operação da fábrica. Estes coeficientes são de extrema importância para os custos de instalação e operação da mesma, uma vez que as correlações da literatura baseiam-se nestes coeficientes para apresentar estimativa de valores para o projeto.

A tabela abaixo resume os coeficientes técnicos obtidos para uma indústria de beneficiamento de barita.

Tabela V.8 – Coeficientes técnicos do processo de beneficiamento de minério

Estimativa de Produção: 60.000 toneladas/ano	
Processo	BENEFICIAMENTO DE BARITA
Investimento no ISBL - R\$	5.910.666,00
Consumo por tonelada de Baritina	
Matérias-primas	
Minério rico em Barita (t)	1,00
Sub-produtos	
-----	-----
Utilidades	
Vapor (m ³ /ton)	0,00
Combustível (l/ton]	12,5
Eletricidade (kwh/ton)	4,3321
Água de processo (m ³)	0
Mão-de-obra (Catadores + operadores por turno)	20

A partir destes coeficientes, buscou-se diversas correlações na literatura para estimativas de gastos com a implantação e operação do processo.

A tabela abaixo apresenta as correlações utilizadas para custos de investimentos:

Tabela V.9 – Coeficientes propostos pela literatura

Investimento na Indústria Química: Distribuição Típica		
Componentes	Relações	Fatores para cálculo
Investimentos na unidade de processo - ISBL	I_1	1
Unidades externas - OSBL	$I_2 = 0.4 I_1$	0,4
Total das unidades industriais	$I_1 + I_2$	1,4
Engenharia	$I_3 = 0.12 (I_1 + I_2)$	0,12
Peças de reposição	$I_4 = 0$	0
Custo da Tecnologia ("royalties", manual de operação)	$I_5 = 0.05 \text{ a } 0.10 (I_1 + I_2)$	0,1
Investimento na fábrica	$I_f = \text{Soma } (I_1 \text{ até } I_5)$	1,62
Carga inicial de catalisadores, solventes, peneiras moleculares, etc.	I_6	0
Juros do financiamento ao investimento fixo	$I_7 = 0.09 I_f$	0,09
Partida	I_8	0,25
Investimento fixo (depreciável)	$IF = \text{Soma } (I_1 \text{ até } I_8)$	1,96
Capital de giro	$CG = 2 I_8 + \text{metais preciosos}$	0,50
Investimento total	$IT (\text{Soma dos coeficientes})$	5,48

Com base nestes coeficientes e correlações, foi possível estimar o lucro / prejuízo relativos às diferenças entre a receita estimada e o de custos de implantação e operação da fábrica.

Tabela V.10 – Estimativa da Margem Bruta de Implantação de fábrica

Receita Anual	
Estimativa de Produção (ton./ano)	60.000,00
Preço de Venda (R\$/ton)	690,00
Lucro Anual (R\$/ano)	41.400.000,00

Cálculo do Investimento	
ISBL (R\$)	5.910.666,00
OSBL (R\$)	2.364.266,40
Engenharia (R\$)	992.991,89
Tecnologia (R\$)	827.493,24
Juros (R\$)	908.587,58
Partida (R\$)	443,62
Investimento Fixo (IF)	11.004.448,72
Capital de Giro (CG)	221,81
Investimento Total (IT)	11.004.670,53

CUSTOS VARIÁVEIS	Unidade	Coef. Técnico	Preço R\$/un.	Custo Unitário R\$/t	Custo Anual R\$/t
Matérias-primas					
Minério Rico em Barita	ton/ton	1	600,00	600,00	36.000.000,00
Total de matérias-primas:				600,00	36.000.000,00
Utilidades					
Energia elétrica	kWh/ton	4,3321	0,35	1,51	90.605,01
Vapor	m ³ /ton	0	0,02	0,00	0,00
Combustível	l/ton	12,5	2,20	27,50	1.650.000,00
Total de utilidades:				29,01	1.740.605,01
TOTAL DOS CUSTOS VARIÁVEIS				629,01	37.740.605,01
CUSTOS FIXOS					
Custos fixos caixa					
Operadores (Turno diário somente)	20	funcionários	1.260,00	25.200,00	302.400,00
Manutenção, impostos, seguros e despesas gerais	3%	do ISBL	----	2,96	177.319,98
Total de Custos fixos de caixa:				25.202,96	479.719,98
Custos fixos não-caixa					
Depreciação (10 anos)	10%	ao ano		1.100.444,87	1.100.444,87
Total de Custos fixos de não-caixa:				1.100.444,87	1.100.444,87
TOTAL DOS CUSTOS FIXOS				1.125.644,87	1.402.844,87
CUSTO TOTAL DO PROCESSO				1.126.273,88	39.143.449,88

Para o custo de matéria-prima, considerou-se que a o custo de licenciamento da mina, custe em torno de R\$ 600,00 por tonelada.

Não encontrou-se em lugar nenhum custos relacionados a este critério. Este custo foi assumido de maneira aleatória, considerando que a matéria-prima custe cerca de 15% menos do que produto final, ou seja, considerando que há uma margem bruta de 15% neste processo.

Observa-se tranquilamente que o projeto é viável. Enquanto estima-se que a receita de vendas será em torno de 41 milhões de reais por ano, estima-se que o custo operacional está em torno de 39 milhões por ano. O projeto é viável e, pelo estimado, com o lucro na casa de 2 milhões de reais.

Identificada a viabilidade do processo, a questão agora é um estudo de viabilidade econômica e análise de investimentos para a instalação da fábrica.

Inúmeras são as possibilidades de combinações com desembolso de capital, captação de recursos externos, custos com impostos e depreciação de equipamentos, dentre outros.

Foi feita uma pequena simulação de fluxo de caixa, considerando início de operação em 2011, com captação de 50% de recursos externos, com pagamento em 5 anos, dentre diversos outros cenários.

A seguir estão demonstradas as premissas assumidas para o projeto, o resultado do fluxo de caixa e o gráfico de caixa acumulado. Dentro de 5 anos, de acordo com as premissas assumidas, o negócio passa a ser lucrativo.

Desta maneira, uma vez que já foi observado que há minas de barita bruta suficientes no Brasil para agüentar a produção, há uma ótima viabilidade de implantação de uma fábrica de beneficiamento de barita aqui no país.

Tabela V.11 – Premissas de implantação de projeto

Premissas básicas para as projeções de receitas, lucros, fluxo de caixa e do cálculo do VPL e da taxa interna de retorno - Ref. Sotio/Chanel e Lefebvre

Com este exercício, estamos admitindo que os valores da literatura aplicados no Brasil e todos os preços são seminflação

<u>Preço líquido de venda da Bateria</u>	<u>R\$/t</u>	<u>Mercado interno</u>	<u>600</u>
	<u>R\$/t</u>	<u>Mercado externo</u>	<u>600</u>
<u>Outros preços para análise de sensibilidade</u>			
<u>Óleo Diesel (l)</u>	<u>R\$/l</u>		<u>344</u>
<u>Energia elétrica</u>	<u>R\$/kwh</u>		<u>2</u>
<u>Prazo de Implantação (anos)</u>			<u>1</u>
<u>Prazo de vida útil operacional (anos)</u>			<u>20</u>
<u>Valor residual do investimento fixo, após 10 anos</u>			<u>60%</u>
	<u>Valor Residual (Não=0, Sim=1)</u>		<u>1</u>

Distribuição dos Desembolsos do IF durante a implantação

<u>Ano</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
<u>Distribuição percentual (curva S)</u>	<u>20%</u>	<u>30%</u>	<u>30%</u>	<u>10%</u>	<u>10%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>
<u>Valor em R\$ milhão</u>	<u>2019172,23</u>	<u>3028758,34</u>	<u>3028758,34</u>	<u>1009586,11</u>	<u>1009586,11</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>

Desembolso do CG, um período antecipado, proporcional a variação do nível de utilização da capacidade

<u>Ano</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
<u>Variação da utilização</u>	<u>0%</u>	<u>40%</u>	<u>20%</u>	<u>10%</u>	<u>8%</u>	<u>8%</u>	<u>4%</u>	<u>3%</u>
<u>Valor em R\$ milhão</u>	<u>0,00</u>	<u>88,72</u>	<u>44,36</u>	<u>22,18</u>	<u>17,74</u>	<u>17,74</u>	<u>8,87</u>	<u>6,65</u>

Taxa de crescimento das vendas %aa

	<u>Até 5 anos</u>	<u>De 5 a 10 anos</u>
<u>Mercado interno</u>	<u>5,0%</u>	<u>7,5%</u>
<u>Mercado externo</u>	<u>0,0%</u>	<u>0,0%</u>

Volume de vendas anuais

<u>Ano</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>
<u>Mercado interno - MI - emt</u>	<u>0</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>
<u>Utilização da capacidade - MI - em%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>
<u>Mercado externo - ME - emt</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<u>Utilização da capacidade - ME - em%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>	<u>0%</u>
<u>Vendas totais - emt</u>	<u>0</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>	<u>60000</u>
<u>Utilização total da capacidade - em%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>

Estimativa das Despesas - critério utilizado

<u>Critério</u>	<u>Vendas</u>	<u>Administrativas</u>	<u>Financeiras</u>	<u>P&D</u>	<u>Meio Ambiente</u>
<u>%/Receitas líquidas</u>	<u>5%</u>	<u>1%</u>	<u>ver abaixo</u>	<u>0%</u>	<u>1%</u>

Gastos com tecnologia - % anual das vendas

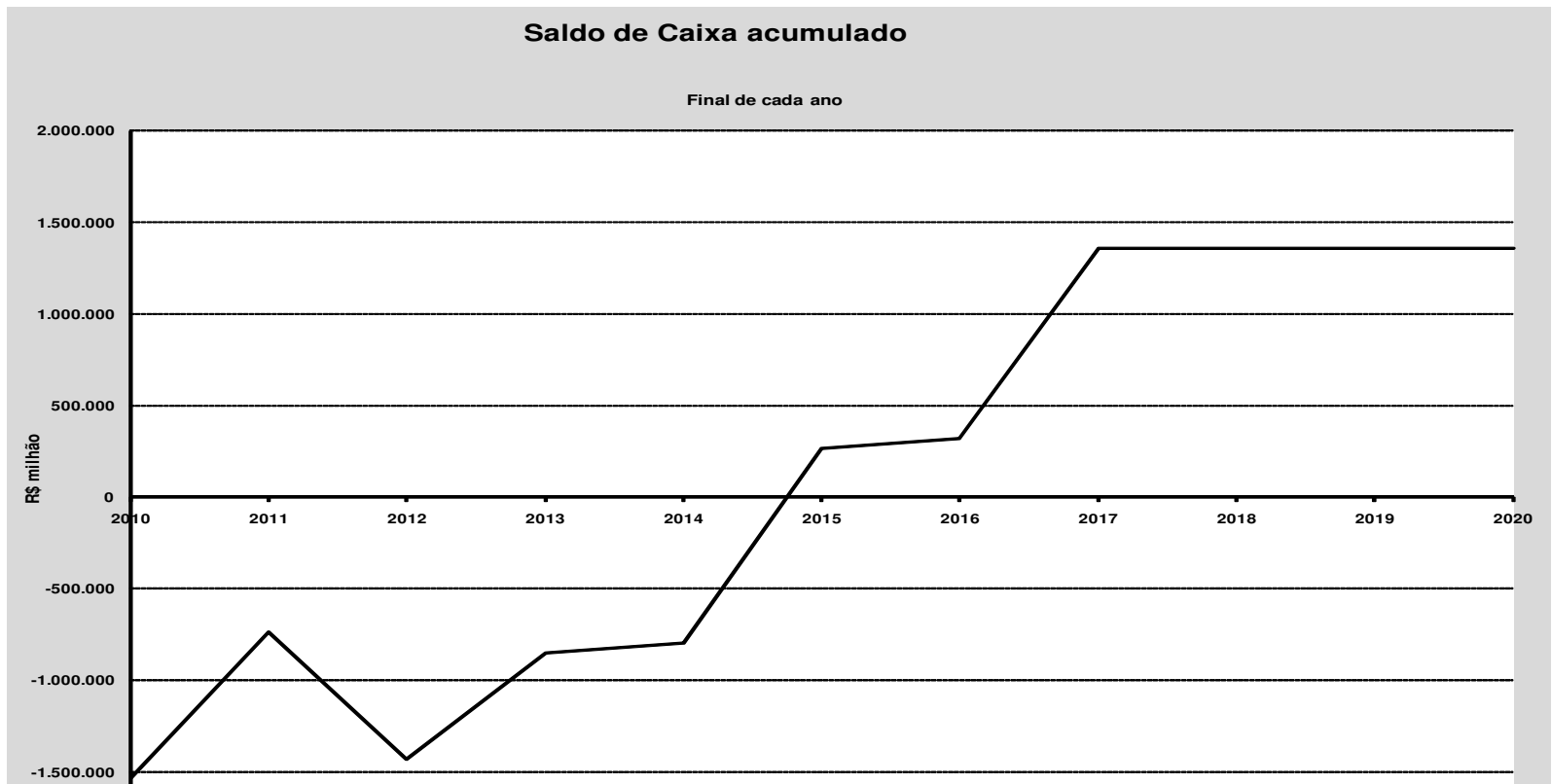
1%

Tabela V.12 – Fluxo de Caixa acumulado

Projeção do Fluxo de Caixa - Valores em US\$ milhão											
obs: estamos considerando que as transações ocorrem à vista para facilitarmos os cálculos											
Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1. Entradas	1.009.586,11	42.914.423,53	42.914.401,35	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00
1.1 Receita de vendas	0,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00
1.1.1 Barita Beneficiada	0,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00	41.400.000,00
1.2 Recursos próprios											
1.3 Financiamento	1.009.586,11	1.514.423,53	1.514.401,35	504.793,06	504.793,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Saídas	2.539.275,65	43.650.950,55	44.342.164,54	42.249.874,78	42.195.755,63	41.132.054,81	41.077.931,23	40.041.268,91	40.041.268,91	40.041.269,91	40.041.264,26
2.1 Custos de Produção	479.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98	36.893.719,98
2.1.1 Variáveis	0,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00
Matérias-primas:	0,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00
Utilidades:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1.2 Fixos	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98	479.719,98
Mão-de-obra	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00	302.400,00
Outros custos fixos	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98	177.319,98
2.1.3 Tecnologia	0,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00
2.2 Despesas - ex-juros	0,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00	2.898.000,00
2.2.1 Vendas	0,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00	2.070.000,00
2.2.2 Administrativas	0,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00
2.2.3 P & D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2.4 Conservação Ambiental	0,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00	414.000,00
2.3 Encargos financeiros	0,00	0,00	1.009.602,75	1.292.291,52	1.211.523,30	1.130.755,08	1.049.986,86	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.1 Juros	0,00	0,00	0,00	282.688,77	201.920,55	121.152,33	40.384,11	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3.2 Amortização	0,00	0,00	1.009.602,75	1.009.602,75	1.009.602,75	1.009.602,75	1.009.602,75	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4 Investimento	2.059.555,67	3.170.190,90	3.291.299,53	1.009.608,30	1.009.603,86	17,74	8,87	6,65	6,65	7,65	2,00
2.4.1 Investimento Fixo	2.019.172,23	3.028.758,34	3.028.758,34	1.009.586,11	1.009.586,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.4.2 Capital de Giro	0,00	88,72	44,36	22,18	17,74	17,74	8,87	6,65	6,65	6,65	0,00
2.4.3 Juros durante a implantação	40.383,44	141.343,83	262.496,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00
2.5 Impostos diretos	0,00	689.039,67	249.542,28	156.254,98	182.908,50	209.562,01	236.215,52	249.542,28	249.542,28	249.542,28	249.542,28
3. Recuperação do Capital											
3.1 Valor residual											
3.2 Capital de giro											
4. Saldo	-1.529.689,54	-736.527,01	-1.427.763,19	-849.874,78	-795.755,63	267.945,19	322.068,77	1.358.731,09	1.358.731,09	1.358.730,09	1.358.735,74
Custo de Capital		0,10	a.a.								
Valor Presente Líquido		R\$	-1.619.913,20								
Taxa Interna de Retorno		0,02	a.a.								

Tabela V.13 – Gráfico de Caixa Acumulado

FLUXO DE CAIXA ACUMULADO											
Final de cada ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Saldo de caixa acumulado	-1.529.689,54	-736.527,01	-1.427.763,19	-849.874,78	-795.755,63	267.945,19	322.068,77	1.358.731,09	1.358.731,09	1.358.730,09	1.358.735,74



VI. Cloreto de Potássio

VI.1. Definição

Cloreto de potássio é um halogeneto composto de potássio e de cloro. No estado puro, ele é inodoro. É um cristal vídreo branco ou incolor de estrutura cúbica de face centrada. Às vezes é chamado de « muriato de potássio » especialmente quando usado como fertilizante. A cor do composto puro varia do rose ou vermelho ao branco dependente da origem das minas e do procedimento de obtenção. KCl é usado em medicina, nas aplicações científicas, em indústria alimentícia e nas execuções judiciais por injeção letal. Encontra-se naturalmente como silvita e, combinado com o cloreto de sódio (halita), no minério silvinita. O cloreto de potássio reage como fonte de íon cloreto. Como as outras fontes de íon cloreto, ele precipita os cloretos insolúveis quando ele é adicionado a uma solução de um metal

VI.2. Produção Mundial e Mercado brasileiro

Em termos mundiais, o Canadá com 62,8% e a Rússia com 12,6%, são os dois principais países em reservas, bem como os maiores produtores mundiais, com cerca de 53%. O Brasil ocupa a 7ª e 9ª colocação em termos de reservas e produção mundial, respectivamente (www.dnpm.gov.br/.../SumarioMineral2008/potassio_SM2008.doc).

Tabela VI.1.VI-1 – Produtores mundiais de cloreto de potássio

Fontes: DNPM-DEM e Mineral Commodity Summaries - 2008.

Discriminação	Reservas (10 ⁴ ton)		Produção (10 ⁴ ton)		
	2007	(%)	2006	2007	(%)
Brasil	284.755	1,6	403	471	1,9
Alemanha	850.000	4,8	3.620	3.700	11,1
Bielorússia	1.000.000	5,7	4.605	5.400	10,3
Canadá	11.000.000	62,8	8.360	11.000	33,1
Chile	50.000	0,3	450	450	1,4
China	450.000	2,6	600	700	2,1
Espanha	35.000	0,2	437	450	1,4
Estados Unidos	300.000	1,7	1.100	1.200	3,6
Israel	580.000	3,3	2.200	2.000	6
Jordânia	580.000	3,3	1.036	1.100	3,3
Reino Unido	300.00	0,2	480	450	14
Rússia	2.200.000	12,6	5.720	6.300	19
Ucrânia	30.000	0,2	65	65	0,2
Outros	140.000	0,8	-	-	-
Total	17.529.755	100	29.076	33.239	100

As reservas de sais de potássio no Brasil estão localizadas em Sergipe e no Amazonas. Em Sergipe, nas regiões de Taquari/Vassouras e Santa Rosa de Lima, as reservas de silvinita (KCl + NaCl) totalizaram, no ano de 2004, 499,9 milhões de toneladas, com teor médio de 9,7% de K₂O equivalente. Dessas, 95,11 milhões de toneladas de minério “*in situ*”, correspondendo a 17,36 milhões de toneladas de K₂O, representam a reserva lavável (mina de Taquari/Vassouras – Sergipe). A mina está em atividade desde 1985, tendo sido exploradas nesse período cerca de 25,11 milhões de toneladas de minério.

Em face do método de lavra utilizado, a taxa de extração em Taquari-Vassouras é próxima de 50% da reserva minerável. Consta do Plano de Aproveitamento Econômico inicial (Projeto Base), uma previsão de produção para o complexo mina/usina de Taquari/Vassouras, a plena carga, de 500 mil toneladas/ano de KCl, correspondendo a 300 mil toneladas/ano de K₂O equivalente. Atualmente a capacidade

instalada da mina permite uma produção de 2.300 mil toneladas/ano de silvinita, enquanto a usina de beneficiamento dispõe atualmente de uma capacidade instalada para produção de cerca de 620 mil toneladas/ano de KCl.

Trabalhos de reavaliação de reservas de silvinita na região de Santa Rosa de Lima, 16 km a oeste de Taquari-Vassouras, apontam como reserva minerável, por métodos convencionais (considerando a camada principal), 66,9 milhões de toneladas de minério “in situ”, equivalendo a 15,48 milhões de toneladas de K₂O. Ainda em Sergipe, são conhecidos importantes depósitos de rocha carnalítica, cuja viabilidade de aproveitamento econômico depende da realização de testes tecnológicos. As reservas totais de rocha carnalítica (medida + indicada + inferida), com teor médio de 8,31% de K₂O equivalente, alcançam cerca de 12,9 bilhões de toneladas. No Amazonas, nas localidades de Fazendinha e Arari, na região de Nova Olinda do Norte, as reservas oficiais de silvinita (medida + indicada) somam 1.002,3 milhões de toneladas, com teor médio de 18,47% de K₂O equivalente

VI.2.1. Produção Interna

A produção de potássio fertilizante no Brasil, iniciada em 1985, está restrita ao complexo mina/usina Taquari-Vassouras, em Sergipe e esteve a cargo da PETROBRAS Mineração S/A – PETROMISA até outubro de 1991. Em face à extinção da PETROMISA, por força de medidas governamentais e com o fim do processo de liquidação da mesma, todos os direitos mineráveis da empresa extinta passaram para a Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS, através de cessão de direitos, tendo a PETROBRAS arrendado à Companhia Vale do Rio Doce/ VALE os direitos referentes à concessão de lavra, que inclui o complexo mina/usina de Taquari/Vassouras, por um prazo de 25 (vinte e cinco) anos. O complexo mina/usina de Taquari/Vassouras, cujo Projeto Base definiu como produção nominal 500 mil toneladas/ano de KCl, teve a capacidade de produção aumentada e vem apresentando, desde 1998, produção superior à meta prevista no Projeto Base. Em 2007, a produção em Taquari/Vassouras atingiu 743,05 mil toneladas de KCl, correspondendo a 471,33 mil toneladas. De K₂O equivalente, tendo sido, essa produção, inferior à observada no ano anterior, quando foram produzidas 777,44 mil t. De KCl, correspondendo a 4.911.600 toneladas. De K₂O equivalente. A produção interna vem sendo incrementada, tendo crescido de 289 mil

toneladas de KCl, em 1993, para os patamares observados nos últimos anos. Em função do mercado, a produção em Taquari/Vassouras tem sido distribuída entre os tipos Standard (0,2 a 1,7 mm) e Granular (0,8 a 3,4 mm).

VI.2.2. Importação

Em virtude da pequena produção interna, comparada à grande demanda interna pelo produto, o Brasil situa-se no contexto mundial como grande importador de potássio fertilizante, tendo como principais fornecedores em 2007, o Canadá (29,0%), a Rússia (19,0%), a Bielorrússia (18,0%) a Alemanha (18,0%) e Israel (12,0%). Observando-se as estatísticas do Comércio Exterior Brasileiro em 2007, nota-se um aumento das importações de potássio fertilizante em relação ao ano anterior, com um significativo aumento do custo de importação, que está relacionado ao incremento no preço da tonelada do produto, que apresenta uma tendência ainda maior de crescimento. A quantidade de potássio fertilizante importada em 2007 esteve em torno de 21,1% acima da verificada em 2006, com um aumento no valor de importação da ordem de 54,8%. O quadro observado em 2007 mantém a situação do Brasil no contexto mundial como grande importador de potássio fertilizante. Também, são usados como fontes de potássio para a agricultura, em usos específicos, o sulfato de potássio e o sulfato duplo de potássio e magnésio. Em 2007, foram importadas cerca de 34,54 mil toneladas de sulfato de potássio, correspondendo a cerca de US\$ 11,37 milhões, fora custos de importação.

VI.2.3. Exportação

Nossas exportações de potássio são, basicamente, destinadas a países da América do Sul. Em 2007 atingiram cerca de 8384,4 toneladas de K_2O , correspondendo a US\$ 4.775.000,00, relativas ao cloreto de potássio.

VI.2.4. Consumo

O consumo interno aparente de potássio fertilizante em 2007 situou-se em torno de 24,2% acima do observado no ano anterior, quando foi verificado um aumento no consumo interno em relação ao ano de 2005 de cerca de 6,8%. O crescimento do consumo interno no ano em análise, em relação ao ano anterior, reflexo do aumento nas importações do produto, atingiu um patamar expressivo com relação ao observado nos

anos anteriores, confirmando assim, a situação do Brasil no contexto mundial como grande consumidor e importador de potássio fertilizante. A produção interna, embora tenha crescido nos últimos anos, encontra-se ainda muito abaixo da demanda interna pelo produto. Em 2007, como vem ocorrendo nos últimos anos, a produção interna (Complexo Taquari/Vassouras), mais uma vez, superou a meta de 500.000 toneladas/ano de KCl, que foi a produção nominal prevista no Projeto Base. Em 2007 a produção doméstica de KCl representou cerca de 10,4% do consumo interno aparente. O principal uso do cloreto de potássio é como fertilizante, apresentando-se o setor agrícola como responsável pela maior demanda desse produto. O sulfato de potássio e o sulfato duplo de potássio e magnésio também são usados, em menor proporção, como fonte de potássio para a agricultura, em culturas específicas. Em termos mundiais, mais de 95% da produção de potássio é usada como fertilizante, sendo 90% dessa produção na forma de cloreto de potássio. O restante é consumido pela indústria química.

Tabela VI.2. - Importação e exportação do cloreto de potássio

Fontes: MICT - SECEX/DNPM - DEM

<i>Discriminação</i>		<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>
Produção	(ton)	404871	408080	471833
Importação	(ton)	3007810	3242082	4057387
Exportação	(ton)	1940	3838	8394
Consumo	(ton)	3410881	3641624	4520336
Preços	US\$ por ton	319,08	298,18	370,00

VI.3. Projetos em andamento

A única fonte produtora de potássio fertilizante no Brasil, o Complexo de Mina/Usina de Taquari Vassouras/SE, está a cargo da VALE, desde o final do ano de 1991 e, de acordo com o contrato de arrendamento feito com a PETROBRAS, deverá operar o Complexo por vinte e cinco anos. Outros projetos previstos para a área arrendada: - a VALE já concluiu a perfuração de dois poços na sub-bacia evaporítica Taquari/Vassouras, com vistas à implementação de um *Teste Piloto*, visando definir a

viabilidade do aproveitamento dos depósitos de carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$), por processo de dissolução, prevendo-se o início do *Teste Piloto* para agosto de 2008, com duração prevista até fevereiro de 2010, estimando-se, caso comprovada a viabilidade da lavra e beneficiamento, o *Start Up* do projeto produtivo para dezembro de 2013, com produção anual, estimada, de 1.200.000 toneladas de KCl/ano (recursos 2,5 bilhões de toneladas de KCl “*in situ*”) e vida útil prevista de 40 anos - o projeto de exploração das reservas de silvinita de Santa Rosa de Lima continua pendente de definição por parte da arrendatária. Foi postergada a expectativa de aproveitamento das reservas de silvinita existentes no Estado do Amazonas, considerando a conclusão do processo de licitação tornado público em março de 2006, por meio do EDITAL INTERNACIONAL DE LICITAÇÃO NOVOS-NEGÓCIOS No001/2006, pela PETROBRAS, detentora das concessões de lavra, que objetivava a cessão total dos direitos mineráveis, no estado em que se encontrarem perante o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, relativos aos depósitos de silvinita localizados nos Municípios de Nova Olinda do Norte, Itacoatiara, Autazes, Borba, Itapiranga, Silves e São Sebastião do Uatumã, Estado do Amazonas. Conforme previsto no referido edital, foi realizado, no dia 20 de junho de 2007, na sede da PETROBRAS, na cidade do Rio de Janeiro, o Ato Público de apresentação das ofertas, não tendo havido, porém, apresentação de oferta por parte dos licitantes participantes.

VI.4. Fatores relevantes

A VALE promoveu a ampliação da capacidade produtiva do complexo mina/usina de Taquari/Vassouras, no Estado de Sergipe, o qual se encontra com uma capacidade de produção da ordem de 850 mil toneladas/ano de KCl.

VI.5. Conclusões sobre o Cloreto de Potássio

Até 2020 serão necessárias cerca de 17.536 toneladas considerando o reaproveitamento do fluido sintético. A média anual é de aproximadamente 1.754 toneladas de cloreto de potássio e a quantidade gasta em um poço fica em torno de 19 toneladas. Comparada à produção no ano de 2007 que foi de 471.833 toneladas e à

importação neste mesmo ano que foi de 4.057.387 toneladas, a demanda por cloreto de potássio é bem pequena e portanto não deve haver problemas com este insumo. Vale ressaltar que o principal uso do cloreto de potássio é como fertilizante, sendo o setor agrícola responsável pela absorção de 95% do que é anualmente produzido.

VII. Cloreto de Sódio

VII.1. Definição

O cloreto de sódio, popularmente conhecido como sal ou sal de cozinha, é uma substância largamente utilizada formada na proporção de um átomo de cloro para cada átomo de sódio. A sua fórmula química é NaCl. O sal é essencial para a vida animal e é também um importante conservante de alimentos e um popular tempero.

O sal é produzido em diversas formas: sal não refinado (como o sal marinho), sal refinado (sal de cozinha), e sal iodado. É um sólido cristalino e branco nas condições normais.

VII.2. Produção Mundial e Mercado brasileiro

A produção mundial de todos os tipos de sal para o ano de 2007 foi estimada em torno de 250 milhões de toneladas. A China manteve-se na liderança com 56 milhões de toneladas, representando cerca de 22% da produção mundial. Os EUA, segundo maior produtor, participou com 17,5%. A produção norte-americana sofreu uma queda de cerca de 1% em relação ao ano anterior (43.800 mil t em 2007 contra 44.300 mil t em 2006). Contribuíram para a produção desse país, vinte e nove companhias que operaram sessenta e quatro plantas em quinze estados norte-americanos. O valor total estimado dessa produção foi da ordem de US\$ 1,3 bilhão. A estimativa percentual por tipo de sal vendido ou usado nesse país foi a seguinte: sal de salmoura, 48%; sal de rocha, 34%; sal por evaporação a vácuo, 10%; e sal por evaporação solar, 8%. O consumo setorial de sal ficou assim distribuído: a indústria química consumiu 39% das vendas totais de sal; sal para degelo em rodovias respondeu por 37% da demanda desse país; distribuidores, 8%; indústria em geral, 7%; consumo humano e agricultura, 3%; alimentos, 3%; tratamento d'água, 2% e outros, 1%. Com relação ao Brasil, a produção de sal de todos os tipos foi estimada em torno de 7.014 mil toneladas, assim distribuída: sal por evaporação solar, 5.233.000 toneladas; sal-gema, 1.649.000 toneladas; salmoura (equivalente em sal), 132 mil toneladas. Em termos de reservas mundiais, as de sal são consideradas inesgotáveis.

No Brasil, os estados do Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro, Ceará e Piauí, continuaram operando com sal marinho, ficando os estados de Alagoas e Bahia responsáveis pelas operações de sal gema (www.dnpm.gov.br/assets/galeriaDocumento/.../salmarinho.pdf)

Tabela VII.1. - Produtores mundiais de cloreto de sódio

Fontes: DNPM - DIDEM, ABERSAL, SIESAL/RN e Mineral Commodity Summaries – 2008.

<i>Discriminação</i>	<i>Reservas (10⁴ t)</i>		<i>Produção (10⁴ t)</i>		
	<i>2007</i>	<i>(%)</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>(%)</i>
Brasil		-	6743	7014	2,8
China		-	54030	56000	22,4
Estados Unidos		-	44300	43800	17,5
Alemanha		-	17480	18000	7,2
India		-	15500	15500	6,2
Canadá		-	15000	15000	6
Austrália		-	12000	12400	5
México		-	8171	8200	3,3
Reino Unido		-	8000	8000	3,2
Outros		-	69776	66086	28,4
Total	Abundantes	-	251000	250000	100

VII.2.1. Produção Interna

Em 2007 a produção nacional estimada para todos os tipos de sal teve um incremento de cerca, de 4% em relação ao ano anterior (6.743 mil t. em 2006 para 7.014 mil t. em 2007). No tocante ao sal marinho, houve um acréscimo de cerca de 4,7% em relação ao ano anterior (5.122.000 toneladas em 2006 para 5.365.000 toneladas. em 2007). A liderança nesse segmento continuou com o Rio Grande do Norte que teve uma produção estimada em torno de 5.066.000 toneladas. Isto representa mais de 72% da produção total brasileira de sal e, corresponde a mais de 94% da produção nacional de sal marinho. Contribuíram para esse desempenho os municípios de: Mossoró, com 1.809.000 toneladas., representando 35,7% da produção do Estado; Macau, com 1.794.000 toneladas (35,4%); Areia Branca, com 670.000 toneladas (13,2%); Galinhos,

com 470.000 toneladas (9,3%) e Grossos, com 323.000 toneladas. (6,4%). Outros estados produtores de sal marinho foram: Rio de Janeiro, com 89.000 toneladas de sal por evaporação solar e 132.000 toneladas de salmoura (equivalente em sal) perfazendo um total de 221.000 toneladas e, representando cerca de, 3,2% da produção nacional; Ceará, com 70.000 toneladas (1%) e, por último o Piauí, com 8.000 toneladas (0,1%) responderam pelo restante. A produção de sal-gema dos estados de Alagoas e Bahia, respondeu por cerca de, 23,5% (1.649.000 toneladas) da produção total de sal do País.

VII.2.2. Importação

O quadro das importações de sal marinho apresentou inversão em relação ao ano anterior. Em termos de volume ocorreu acréscimo de cerca, de 27,6% em relação ao ano anterior (17.111 toneladas em 2006 para 21.843 toneladas em 2007). Em termos de valores, as importações somaram em torno de, US\$ 3 742 mil. As importações foram distribuídas da seguinte maneira: nas NCMs dos bens primários constaram sal marinho, a granel, sem agregados (18.650 toneladas, US\$ 631.000,00); sal de mesa (50 toneladas US\$ 13.000,00) e outros tipos de sal, cloreto de sódio puro (1.986 toneladas, US\$ 852.000,00). Essas importações foram das Antilhas Holandesas (75%) e Argentina (25%). Nas NCMs dos manufaturados, apenas, o sódio (metal alcalino) continuou constando desse tipo de importação (1.157 toneladas, US\$ 2.246.000,00), tendo sido oriundas da China (91%), França (8%) e outros (1%).

VII.2.3. Exportação

No último triênio, o quadro das exportações de sal marinho apresentou declínio. Nesse último ano, em termos de volume, ocorreu uma queda de cerca, de 6,2% em relação ao ano anterior (750.756 toneladas em 2006 para 704.197 toneladas em 2007). No tocante a valores, a baixa foi de, aproximadamente, 3,7% (US\$ 10.251.000,00 em 2006, para US\$ 9.875,00 em 2007). As dificuldades de escoamento do sal enfrentadas pelo Porto-Ilha e a concorrência do sal chileno tem contribuído bastante para esse tipo de comportamento. As exportações nas NCMs compreenderam: sal marinho, a granel, sem agregados (701.364 toneladas, US\$ 9.389,00); sal de mesa (2.711 toneladas, US\$ 425.000,00) e outros tipos de sal, cloreto de sódio puro (122 toneladas, US\$ 61.000,00). As exportações tiveram como destino: Nigéria (50%), EUA (36%), Dinamarca (6%), Uruguai (2%), Polônia (1%) e outros (5%).

VII.2.4. Consumo

Em 2007 o consumo interno de sal marinho apresentou um acréscimo de cerca de 6,7% em relação ao ano anterior (4.388.552 toneladas em 2006 para 4.682.737 toneladas em 2007). A demanda interna ficou assim distribuída: indústria química consumiu em torno de 695 mil toneladas (14,8%); outros setores consumidores de sal marinho foram: consumo humano e animal – que, por aproximação, respondeu por cerca de, 38% (1.778.000 toneladas) -, e os demais setores, como: frigoríficos, curtumes, charqueadas, indústrias têxtil e farmacêutica, prospecção de petróleo, tratamento d'água, dentre outros, responderam pelos cerca de, 47,2% (2.210.000,00 toneladas) restantes.

Tabela VII.2. - Importação e exportação de cloreto de sódio

Fontes: DNPM/DIDEM, ABERSAL, ABICLOR, SIESAL/RN, SIMORSAL/RN, MF/SRF/SECEX.

Discriminação		2005	2006	2007
Produção	(ton)	5519618	5122197	5365091
Importação	(ton)	25507	17111	21843
Exportação	(ton)	804122	750756	704197
Consumo	(ton)	4741003	4388552	4682737
Preço Médio	US\$ por ton	59	66	77

Seu processo de fabricação é físico e não químico, dando-se por dissolução de sal gema com água quente injetada nas jazidas para a produção de salmoura. Após, procede-se a concentração, etapa que também é realizada com a água do mar e de lagos salgados, a cristalização do cloreto de sódio e a colheita e sua lavagem, e se adequado, refino e adição de compostos contendo iodo para o consumo humano.

Cloreto de sódio para uso industrial é obtido por processos mais complexos e cuidadosos que incluem etapas como as seguintes:

- Evaporação e concentração da salmoura por evaporação da salmoura de NaCl em instalações de duplo e simples efeito. Nas plantas deste processo, que incluem a produção conjunta de carbonato de sódio a fonte do vapor necessário

é, na quase totalidade, obtido por um recuperador de vapor, dos líquidos quentes provenientes da fabricação de carbonato de sódio.

- Decantação e centrifugação dos cristais obtidos de cloreto de sódio, quando a suspensão de cristais obtida é decantada e separa-se a fase líquida ("águas mães"). A fase mais densa é centrifugada, sendo separadas as restantes águas mães e obtêm o cloreto de sódio úmido, com teor de água de 2 a 3%.
- Secagem e peneiração do sal quando a secagem em leito fluidizado e a obtenção de granulação adequada por peneiração alimentam o processo de embalagem e o carregamento a granel do produto acabado.

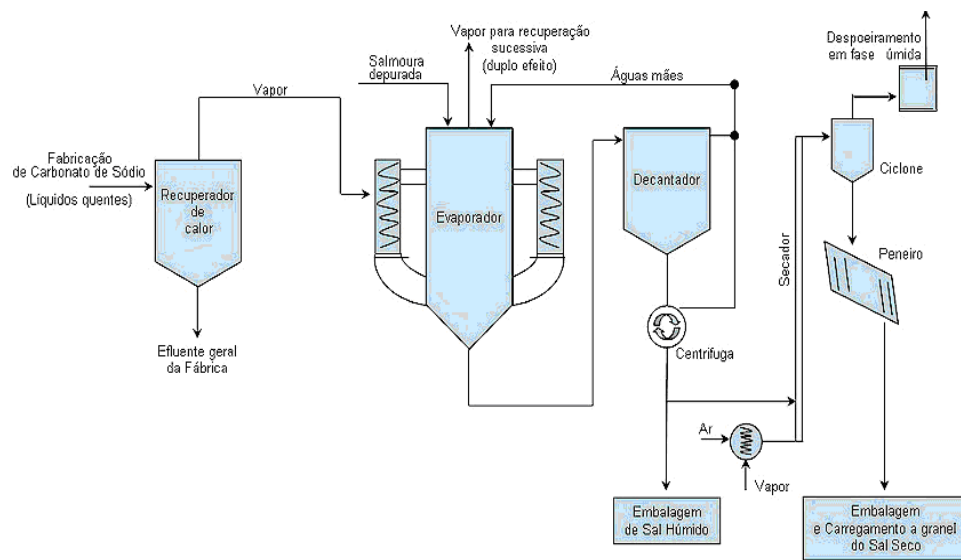


Figura 5 - Fluxograma de produção do cloreto de sódio

VII.3. O cloreto de sódio como insumo de fluidos de perfuração

Os sais atuam como inibidores das formações ativas, eles atuam de maneira a reduzir o escoamento hidráulico para a formação, devido principalmente a viscosidade dos seus filtrados e por estimular o escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração. Este escoamento inverso reduz a hidratação da formação e as pressões de poros da formação ao redor do poço, o que gera um aumento da tensão efetiva

VII.4. Projetos em andamento

O Terminal Salineiro Luiz Fausto de Medeiros (Porto-Ilha), em Areia Branca/RN, após ter sua capacidade de atracação dobrada, passando a receber navios de até 75 mil toneladas, também projeta ampliar seu cais de barcaças em mais 90 metros de comprimento para atender os níveis de cobrança da indústria. A idéia é oferecer condições para atracação simultânea de três grandes barcaças. Para isso, a plataforma teria que ser aumentada em 100 metros a sua largura, ampliando a sua área de estoque de sal, possibilitando a estocagem em pilhas diferentes, incentivando assim, a produção e demanda do produto (www.dnpm.gov.br/assets/galeriaDocumento/.../salmarinho.pdf).

VII.5. Fatores relevantes

Dirigentes de extratoras de sal potiguar acompanhados de representantes dos sindicatos da indústria do sal, de moageiros e de autoridades de Governo, reuniram-se no Ministério de Desenvolvimento, visando impor medidas legais contra a importação do sal chileno. Na ocasião, o grupo de salineiros expôs que o sal potiguar vem sofrendo concorrência desleal dos produtores do Chile, que praticam frete subsidiado e abaixo do preço de mercado, até porque eles transportam o sal em navios próprios. Em razão disso, o sal do Chile, que tinha uma participação de 11% no mercado da indústria química de São Paulo, por exemplo, passou depois de três anos para 30%. A meta dos empresários do sal é que o Ministério do Desenvolvimento ou dos Transportes exerça fiscalização contra essa prática agressiva e desleal dos produtores chilenos, considerando que o governo federal vem investindo na ampliação do terminal salineiro de Areia Branca/RN (Porto-Ilha), além do volume de recursos aplicados por parte dos próprios empresários do setor que investem pesado na modernização do seu parque industrial e que tudo isso pode acabar sendo inviabilizado por conta do frete artificial do sal chileno. Comenta-se ainda, que os empresários potiguares ressaltaram nessa reunião o fato de terem dado entrada junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, de um pedido de providências contra a concorrência desleal chilena.

VII.6. Conclusões sobre o Cloreto de Sódio

Para 1 poço do pré-sal são usadas aproximadamente 2.547 toneladas de cloreto de sódio. Considerando que o fluido sintético será reaproveitado cerca de 5 vezes, a demanda por este mineral até 2020 será de 4.228.020 toneladas. A média anual da demanda é 422800 toneladas. A produção nacional em 2007 foi maior que 70 milhões de toneladas, evidenciando que há uma abundância deste mineral. No Brasil, há inúmeros estados produtores e o fornecimento de cloreto de sódio não será um problema para a exploração do pré-sal.

VIII. Cal Hidratada

VIII.1. Definição

O óxido de cálcio (conhecido como cal) é uma das substâncias mais importantes para a indústria, sendo obtida por decomposição térmica de calcário (de 825 a 900 °C). Também chamada de cal viva ou cal virgem, é um composto sólido branco.

Normalmente utilizada na indústria da construção civil para elaboração das argamassas com que se erguem as paredes e muros e também na pintura, a cal também tem emprego na indústria cerâmica, siderúrgica (obtenção do ferro) e farmacêutica como agente branqueador ou desodorizador. O óxido de cálcio é usado para produzir hidróxido de cálcio, na agricultura para o controle de acidez dos solos, e na metalurgia extrativa para produzir escória contendo as impurezas (especialmente areia) presentes nos minérios de metais.

VIII.2. Produção Mundial e Mercado brasileiro

Dados preliminares sobre a oferta mundial de cal em 2006 apontam para um crescimento de cerca 2,4% se comparados com a produção de 2005; nível bastante superior aos 1,2% observados, quando comparados os dados revisados da produção de 2005 com os de 2004. Tendência que se observou individualmente por quase todos os países produtores. A China continua liderando a produção mundial, seguida de perto pelos Estados Unidos; ambos responsáveis por um terço da produção global de cal. Nesse panorama o Brasil apesar de ter tido um crescimento de 7,6%, em 2006, aumentou levemente sua participação, respondendo no ano passado por cerca de 5,4% da produção mundial, mantendo a quinta posição do ranking dos países produtores de cal, levemente superior a produção da Alemanha.

Tabela VIII.1. - Produtores mundiais de cal

Fontes: DNPM - DIDEM, ABERSAL, SIESAL/RN e Mineral Commodity Summaries – 2008.

Discriminação	Reservas (t)		Produção (10 ³ t)		
	2007	(%)	2005	2006	(%)
Brasil	As reservas de calcário são suficientes para a indústria de cal.		6500	7000	5,4
Africa do Sul			1400	1600	1,2
Alemanha			6700	6800	5,2
Austria			2000	2000	1,5
Bélgica			2000	2000	1,5
Bulgária			2500	2500	1,9
Canadá			2250	2410	1,8
China			24000	25000	19,2
Estados Unidos			20000	21200	16,3
França			3000	3000	2,3
Irã			2500	2500	1,9
Itália			3000	3000	2,3
Japão			8600	8900	6,8
México			5700	5800	4,5
Polônia			2000	1800	1,4
Romênia			2000	2000	1,5
Reino Unido			2000	2000	1,5
Rússia			8200	8500	6,5
Turquia			3400	3400	2,6
Outros			19000	18900	14,7
Total			127000	130000	100

VIII.2.1. Produção Interna

Dados colhidos junto à Associação Brasileira dos Produtores de Cal – ABPC que congrega cerca de 60% dos produtores no país apontam para um crescimento da produção interna do país, em 2006, de 7,6%, quando comparada à de 2005. Neste

mesmo ano a estrutura do consumo interno permaneceu praticamente inalterada, mostrando uma participação da construção civil de aproximadamente 37%, o setor siderúrgico consumindo cerca de 22%, os setores químicos e de pelotização de minério de ferro com 7% cada um, seguindo-se dos setores produtores de celulose, açúcar, fosfato, alumínio, tratamento de água, e outros. A estrutura de produção também permaneceu praticamente inalterada, a fração de cal virgem, cerca de 70% da produção nacional e a fração hidratada correspondendo a 30%. A ABPC classifica os produtores de cal como: Integrados, que produzem cal (virgem e hidratada) a partir de calcário produzido em minas próprias; não integrados, que produzem cal (virgem e hidratado) a partir de calcário comprado de terceiros; transformadores, que realizam a moagem e/ou produzem cal hidratada a partir de cal virgem adquirida; e cativos que são os que produzem a cal para consumo próprio, como as siderúrgicas.

VIII.2.2. Importação

As importações de semimanufaturados de rochas calcárias em 2006 corresponderam a 5.169 toneladas em valor de US\$ 797, 000.00, sendo a principal componente (86%) a cal viva em valor de US\$ 655, 000.00, procedente da Venezuela (47%), Argentina (38%), China (6%), Espanha (4%) e Tunísia (3%).

VIII.2.3. Exportação

Em 2006 as exportações brasileiras de semimanufaturados de rochas calcárias foram predominantemente de cal (viva, apagada e hidráulica), totalizando 4.948 toneladas em valor de US\$ 474, 000.00 FOB, menos da metade do volume exportado em 2005 sendo os principais destinos: Chile (37%), Uruguai (31%), Paraguai (22), Peru (7%) e Argentina (1%).

VIII.2.4. Consumo

O consumo interno se manteve estável, acompanhando o ritmo da produção, que é quase integralmente absorvida pelo o mercado interno; o nível das exportações e das importações é insignificante.

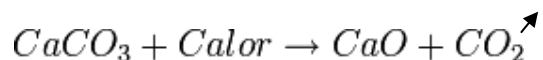
Tabela VIII.2. - Importação e exportação da cal

Fontes: DNPM/DIDEM, ABERSAL, ABICLOR, SIESAL/RN, SIMORSAL/RN, MF/SRF/SECEX.

<i>Discriminação</i>			<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>
Produção	Calcário	(1000t)	10745	10745	11571
	Cal	(1000t)	6500	6500	7000
Importação	Semimanufaturados	(1000t)	6,5	3,5	5,1
Exportação	Semimanufaturados	(1000t)	2,9	10,5	4,95
Consumo	Cal	(1000t)	6500	6500	7000
Preço	Cal Virgem	USS	64,8	72,1	80,5
	Cal Hidratada	USS	89,8	91,1	93

VIII.3. Tratamento da Cal

Calcário, depois de extraído, selecionado e moído, é submetido a elevadas temperaturas em fornos industriais num processo conhecido como calcinação, que dá origem ao CaO (óxido de cálcio: cal) e CO₂ (gás carbônico), a equação química dessa calcinação fica assim:



Para essa reação ocorrer à temperatura do forno da caieira (indústria produtora de cal) deve ser de, no mínimo, 850 °C, mas a eficiência total da calcinação se dá à temperatura de 900 a 1000 °C.

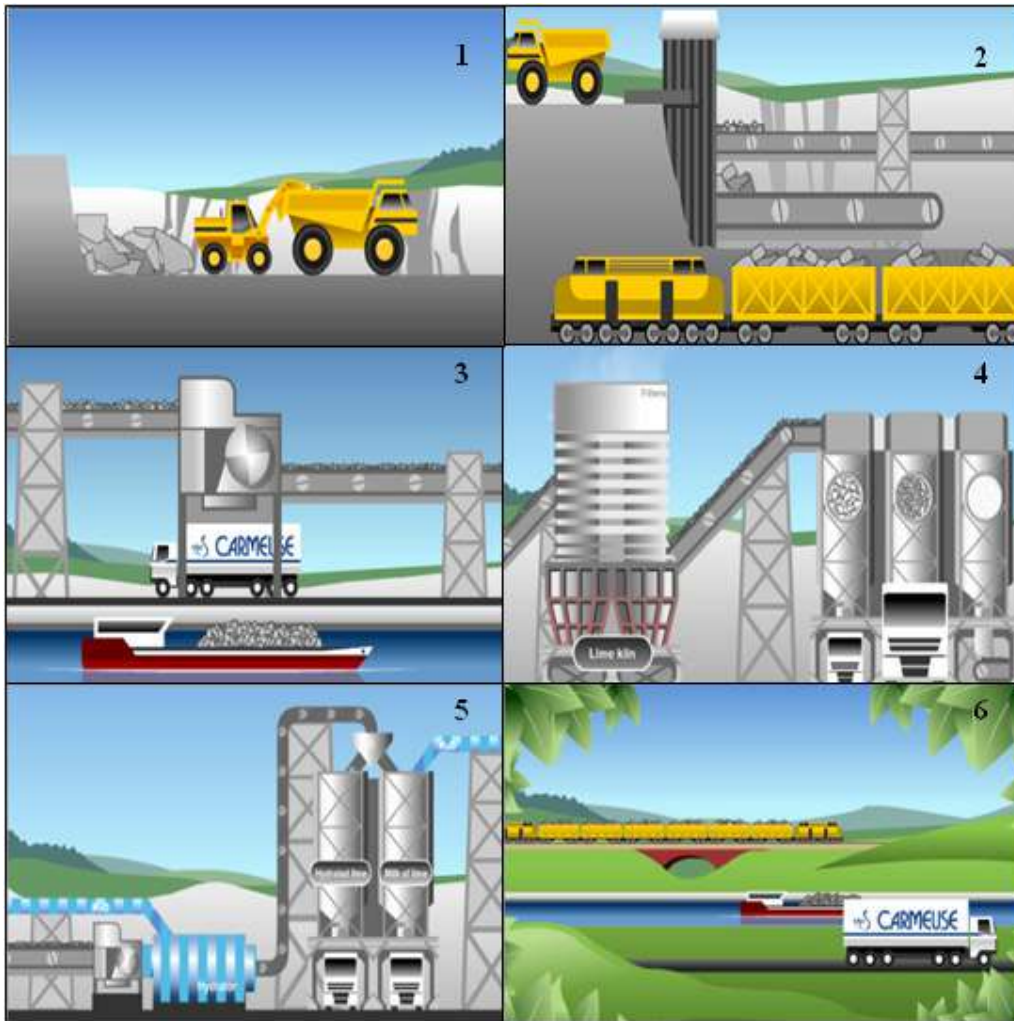


Figura 32 - Produção da cal hidratada (“Print-screen” de uma tela do vídeo disponibilizado no site da Carmeuse)

- 1 - Perfuração e explosão dos blocos de calcário
- 2 - Esmagamento das rochas
- 3 - Esmagamento das rochas
- 4 - Calcinação do calcário para produzir cal virgem
- 5 - Hidratação da cal virgem
- 6- Transporte

VIII.4. Fatores relevantes

Extremamente relevantes para o setor consumidor de cal as iniciativas do setor produtor, via ABPC, denominados: Programa Setorial da Qualidade da Cal Hidratada para a Construção Civil, programa registrado junto ao Governo Federal no âmbito do Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade do Habitat, em que o INMETRO realiza a auditoria dos produtos das empresas associadas e de outras marcas adquiridas em vendas, abrangendo cerca de 83% de toda a produção nacional e o Programa de Monitoramento da Cal Industrial, voltado especificamente ao controle do produto destinado à indústria de rações animais.

VIII.5. Conclusões sobre a Cal Hidratada

A quantidade de cal a ser usada em um poço do pré-sal é de cerca de 33,5 toneladas. Ao longo dos 10 anos e considerando-se um reaproveitamento do fluido sintético a demanda total será de pouco mais de 10.000 toneladas, o que dá uma média de 1000 toneladas por ano. A produção do ano de 2006 foi de aproximadamente 7 milhões de toneladas, um valor muito superior ao necessário. Logicamente a cal tem inúmeras aplicações o que justifica sua elevada produção e consumo.

IX. Goma Xantana

IX.1. Definição

Polissacarídeos são polímeros de natureza glicídica comumente utilizada devido à sua capacidade de alterar as características de escoamento da água e de sistemas aquosos.

Essa goma obtida a partir da sacarose, além de resultar num menor custo de produção quando comparado à goma de glicose de milho, apresenta maior viscosidade.

Substâncias dessa natureza têm sido extraídas e utilizadas como emulsificantes, agentes de suspensão, espessantes e agentes promotores de gelificação em diversas aplicações industriais.

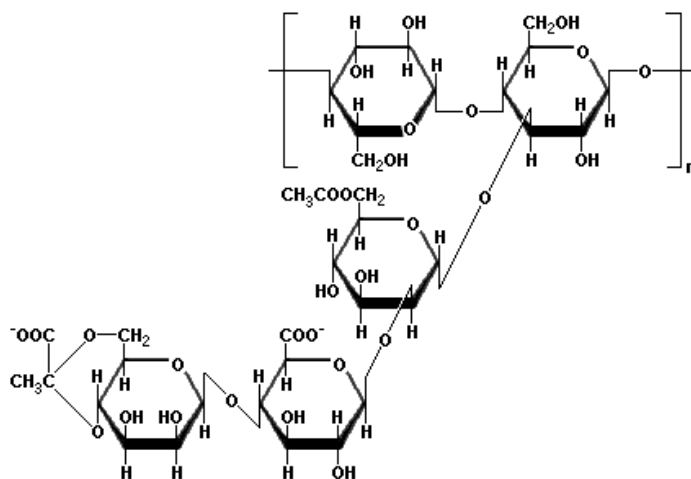


Figura 33 – Exemplo de uma N-ésima parte de um polímero de Goma Xantana.

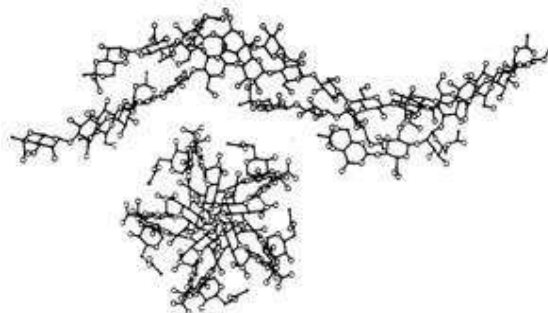


Figura 34 - Conformação tridimensional da Goma Xantana

Pelo fato de os polímeros de origem vegetal serem de lenta renovação na natureza assim como o petróleo, que dá origem aos polímeros sintéticos, a indústria preconiza o uso de bioprocessos que envolvem culturas de células facilmente multiplicáveis. Além disso, a produção por fermentação permite manipulação da composição do produto e suas propriedades pela alteração das condições da batelada.

Os biopolímeros tais como a Goma Xantana (GX) possuem alta viscosidade em baixas concentrações, propriedades gelificantes, compatibilidade com uma grande variedade de sais dentro de faixas de pH e temperatura extensas, alta solubilidade em água e sinergia com outros polissacarídeos, além de serem atóxicos e biodegradáveis.

IX.2. Produção Mundial e Mercado brasileiro

Em 2005, a produção mundial desta goma era de 30.000 t/a, sendo os principais produtores a Kelco (EUA), Rhône-Poulenc e Mero-Rousselot-Santia (França) e a Pfizer (EUA).

Até o final do ano de 2008 não havia produção de Goma Xantana no Brasil e 100% do material era importado.

IX.2.1. Produção Interna

Em 2006, o Programa Nacional de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) negociou essa tecnologia com a Policam-Campos Biotecnologia Ltda., que construiu uma fábrica em Campos de Goytacazes, para fornecer goma xantana 100% seca para a lubrificação de brocas e recuperação de

petróleo em poços desativados. Na época, a demanda média anual pelo produto era de 500 toneladas (Rittershaussen et al, 2006).

A fabricação nacional da goma xantana começou no final de 2008 e atualmente a produção nacional conta com 2.000 toneladas/ano de Goma Xantana, sendo 100% fabricada pela Policam Biotecnologia (www.eq.ufrj.br).

IX.2.2. Importação

Atualmente estima-se que não há necessidade de importação de goma xantana.

IX.2.3. Exportação

O Brasil não exporta goma Xantana.

IX.2.4. Consumo

Em 2006, o consumo médio anual deste produto foi de 500 toneladas e foram perfurados cerca de 485 poços naquele ano.

De 2006 para cá, a quantidade de poços perfurados dobrou e como a proporção entre poços perfurados em terra *versus* poços perfurados no mar praticamente se manteve a mesma de 2006 até hoje, podemos concluir que o consumo de goma xantana hoje em dia deve estar em torno de 1200 toneladas/ano.

Com isso, sobre os itens anteriores, podemos inferir que praticamente não deve haver importação deste componente.

IX.3. Produção da Goma Xantana

A goma xantana é um polissacarídeo solúvel em água comercialmente produzido por um processo de fermentação, utilizando a *Xanthomonas campestris*.

O produto final não deve conter outros polissacarídeos, tais como amido, goma guar ou demais polímeros e derivados naturais.

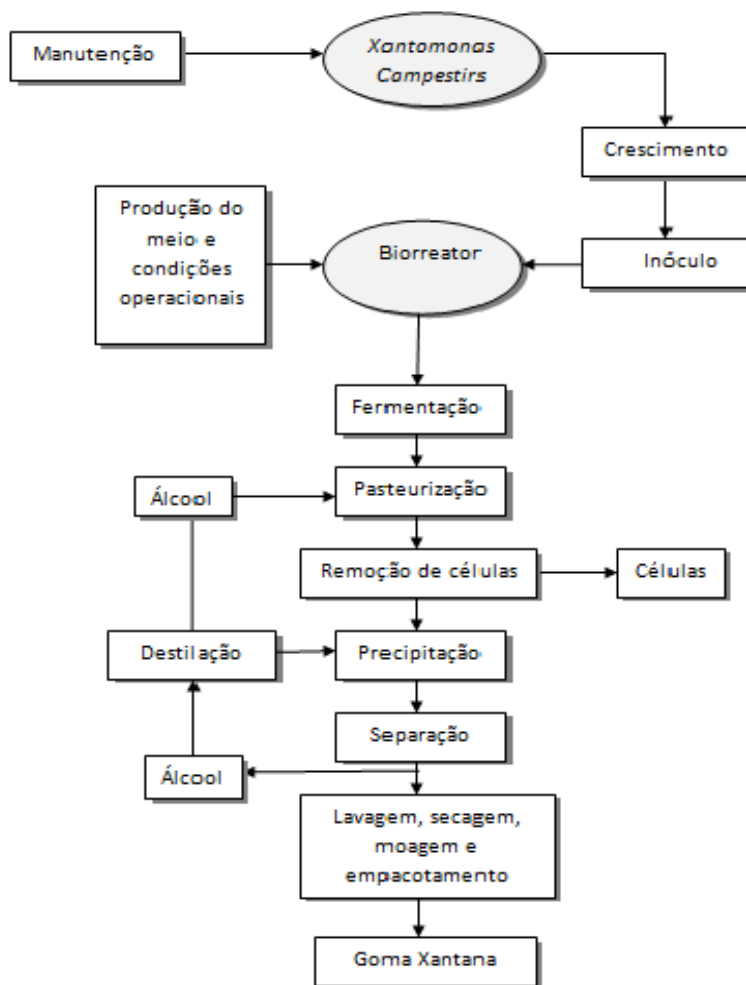


Figura 35 – Esquema geral do processo de produção de goma xantana

IX.4. A goma xantana como insumo de fluidos de perfuração

IX.4.1. Especificações requeridas

Segundo a Norma ISO 13500:2008, a goma xantana deve possuir 0% de teor de amido, goma guar e derivados poliméricos naturais. Além disso, sobre análise de peneiração, o material deve conter:

- mínimo de 95% de partículas com menos de 425 µm de diâmetro de peneiração equivalente;
- máximo de 50% de partículas com menos de 75 µm de diâmetro de peneiração equivalente.

Sobre parâmetros de viscosidade, ela deve conter as seguintes características:

- Viscosidade mínima de 11cP a 300 rotações/min;
- Viscosidade mínima de 180cP a 6 rotações/min;
- Viscosidade mínima de 320cP a 3 rotações/min.

IX.5. Conclusões sobre a Goma Xantana

Assim como visto anteriormente, a utilização de goma xantana nestes próximos 10 anos é de cerca de 6.600 toneladas para a perfuração de poços de petróleo da camada de pré-sal. Em média, serão necessárias cerca de 660 toneladas de goma para cada 1 dos próximos 10 anos, até 2020.

Atualmente a capacidade instalada no Brasil para a produção desta goma é de 2.000 toneladas ano e atende perfeitamente a demanda nacional por este produto na área de perfuração de poços de petróleo na região do pré-sal.

Entretanto, o pré-sal consumirá menos de 35% da demanda nacional e assim pode-se dizer que a produção nacional para este produto deverá suprir a demanda por este produto em todos os setores da exploração e perfuração de poços no Brasil.

X. Triazina

X.1. Definição

As triazinas possuem um anel heterocíclico de seis membros onde os átomos de carbono e nitrogênio são simetricamente localizados. Diversos radicais podem ser acoplados aos átomos de carbono e nitrogênio presentes na estrutura do anel, assim constituindo várias formulações disponíveis comercialmente.

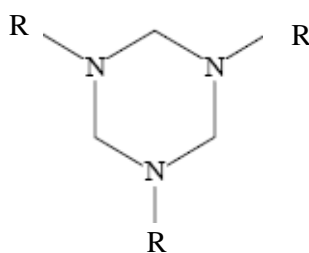


Figura 36 – Estrutura genérica de uma molécula de triazina

Derivados das triazinas e seus produtos de degradação são muito tóxicos, altamente resistentes e persistem muitos anos no solo, nas águas, plantas e animais. Conseqüentemente, as determinações das triazinas são muito importantes para o controle ambiental (Garbellini et al).

As triazinas são comumente utilizadas nos fluidos de perfuração por possuírem tanto ação bactericida, como também ação seqüestrante de gás sulfídrico.

Gás sulfídrico é um gás extremamente tóxico, pois em pequenas concentrações leva o ser humano à perda de consciência em poucos minutos e, em seguida, à morte.

A triazina atua como seqüestrante de H_2S pelo fato de a reação de substituição do nitrogênio presente no anel com o enxofre presente no gás ser quimicamente favorável, levando a liberação de compostos nitrogenados que são menos agressivos ao ambiente e são mais facilmente separados ao final do processo.

Entretanto, o principal papel da triazina na maioria dos processos de perfuração de poços de petróleo é de ação bactericida. Na verdade, este composto tem ação herbicida, pois inibe o fluxo de elétrons no fotossistema dos diversos organismos presentes no meio (www.scielo.br)

Os fotossistemas são complexos protéicos envolvidos na fotossíntese. Podem ser encontrados nos tilacóides de plantas, algas e cianobactérias (nas plantas e algas estão localizados nos cloroplastos), ou em membranas citoplasmáticas de bactérias fotossintéticas. O fotossistema (ou centro de reação fotossintético) é uma enzima que utiliza a luz para reduzir moléculas. Este complexo protéico membranar é composto por diversas subunidades e contém numerosos co-fatores.

Nas membranas fotossintéticas, os centros de reação providenciam a força motriz para a cadeia transportadora de elétrons e de prótons. Quando a luz é absorvida por um centro de reação (diretamente ou através dos pigmentos antena vizinhos), uma série de reações de oxi-redução é iniciada, levando à redução de um aceitador terminal. Existem duas famílias de fotossistemas: centros de reação do tipo I (como o fotossistema I, P700, nos cloroplastos e em bactérias verdes sulfurosas) e centros de reação do tipo II (como o fotossistema II, P680), nos cloroplastos e em bactérias púrpuras não sulfurosas.

Cada fotossistema pode ser identificado pelo comprimento de luz ao qual é mais reativo (700 e 680 nanômetros, para o PSI e PSII, respectivamente) e pelo receptor final de elétrons (www.wikipedia.com).

A ação bactericida feita pelos compostos triazínicos se dá no fato de que tais compostos inibem o fluxo de elétrons no fotossistema II (FS2), que proporcionam as reações de oxi-redução que geram a energia necessária para o funcionamento bacteriano.

X.2. Conclusões sobre a triazina

Pelo que se pode concluir através das pesquisas mal-sucedidas, não há órgão nem associação nenhuma no Brasil que monitore a produção destes compostos à base de

triazina no país. E mesmo que haja este controle, por algum motivo os dados não estão disponíveis para pesquisa de uma maneira geral.

Compostos à base de triazinano, vulgarmente conhecidos como triazina, possuem aplicação primária na indústria agropecuária, como herbicidas e bactericidas e possuem papel de grande destaque.

Foram encontrados diversos estudos sobre os mecanismos de atuação destes compostos e suas aplicações, mas nenhum que chegasse próximo de ser uma descrição ou análise mercadológica do Brasil.

Como não há dados disponíveis sobre o mercado da triazina no país, qualquer estudo detalhado sobre este assunto deverá ser de grande valia para o planejamento de diversos setores, principalmente nos setores de exploração e produção de petróleo e agropecuário.

XI. Conclusões e Sugestões

Os fluidos de perfuração citados nas premissas do trabalho para serem utilizados no pré-sal são tanto de base sintética quanto de base água. Os fluidos de base sintética são utilizados em situações nas quais os fluidos base água não são eficientes, como ocorre na camada de sal, pois a água poderia diluir os sais presentes e comprometer a vida útil poço.

A revisão de literatura mostra que os gastos iniciais com um poço na camada pré-sal são enormes, comparando-os com os custos de um poço típico em terra. Apenas os insumos gastos em um único poço custarão em média R\$ 7.500.000. O valor é realmente elevado, sobretudo se notarmos que estão sendo excluídos gastos com mão de obra, aluguel de plataformas e sondas e diversos outros equipamentos e insumos.

Estimou-se serem perfurados anualmente cerca de 180 poços na camada do pré-sal. Em média, como dito na introdução, 862 poços foram perfurados no Brasil no ano passado, tanto em terra, como em mar, e há um histórico que indica o aumento gradativo deste número para os próximos anos.

Como a quantidade de poços perfurados no pré-sal até hoje é insignificante perto dos demais números e se a média se mantiver para os próximos anos, os novos poços do pré-sal acrescentarão cerca de 21% em número de poços perfurados àquele número base de 862 do ano de 2009.

Poços do pré-sal utilizam bem mais produtos do que, por exemplo, poços em terra e por isso não pode ser feita uma análise comparativa entre quantidade gasta de produtos. Entretanto, para uma análise geral, a partir de números absolutos de mercados, podemos ter uma noção de como está a relação demanda x oferta nacional pelos produtos propostos.

Ademais, a lucratividade do pré-sal é muito incerta já que dependerá diretamente do valor do barril de petróleo no cenário internacional. Atualmente, estima-se que o custo de retirada do barril de petróleo proveniente da região do pré-sal está em torno dos

60 US\$ por barril. O barril de petróleo já chegou a quase 150 US\$ por barril e atualmente, em 2010, está na casa dos 80 US\$. Tecnologias futuras tendem a baixar este custo de exploração e produção, mas é sempre bom considerar que talvez este tipo de energia não seja viável no futuro.

Os desafios geológicos e tecnológicos são imensos e a participação privada na divisão dos lucros ainda não foi bem definida pelo governo. Todos estes fatores afastam investidores, sobretudo internacionais, devido aos altos riscos do projeto.

No que diz respeito aos insumos dos fluidos de perfuração, ficam evidentes duas situações distintas: no caso da goma xantana, dos cloretos de sódio e potássio e da cal a produção anual registrada atualmente é aparentemente suficiente para suprir as necessidades do pré-sal até 2020, considerando-se as premissas do projeto.

Entretanto, é importante ressaltar que no caso dos cloretos e da cal há outros importantes setores da economia que absorvem suas produções em maiores quantidades e caberá a Petrobras dar garantias de compra para que estes insumos possam ser aplicados no pré-sal.

O caso da baritina, por outro lado, é mais complicado. A produção nacional não dá conta da quantidade necessária para explorar os poços nos próximos 10 anos. As reservas são suficientes, mas é preciso aumentar a produção e o beneficiamento da baritina. Outra alternativa é aumentar a importação da baritina já beneficiada, mas os custos agregados provavelmente seriam maiores. De qualquer forma será preciso garantir mercado aos produtores de forma que estes se interessem em investir em um aumento da produção.

A partir de um estudo preliminar de implantação de uma fábrica de barita para atender a demanda para poços da região do pré-sal até 2020, foi concluído que este projeto é viável, por questões estratégicas face à importação de tal produto. A partir dos diversos cenários possíveis, foi proposto um investimento padrão, com base em um fluxograma para um planta de capacidade de 60.000 T/ano e nos custos estimados dos equipamentos na literatura. O investimento se mostra rentável no que sugere a instalação da mesma no Brasil.

XII. Bibliografia

- "A importância do Pré-Sal", Pré-Sal.org
- "A produção no pré-sal". Agência Brasil, 31/08/2009
- "Contratos atuais do pré-sal favorecem fornecedor externo", Portos & Navios, 28/08/2009
- "Entenda o que é a camada pré-sal", Folha Online, 31/08/2008
- "Marco regulatório do pré-sal será enviado ao Congresso em regime de urgência", Agência Brasil, 31/08/2009
- "Novo modelo de exploração do pré-sal pode elevar em 2,5 vezes a arrecadação", Correio Braziliense, 17/09/2009
- "Petrobras acha óleo leve no Pré-Sal da Bacia de Campos", Globo, 08/06/2007
- "Pré-sal se estende até o Ceará, diz geólogo", Reuters, 17/10/2008
- Anuário Mineral Brasileiro. Brasília, DNPM, 1988-2000.
- BAHIA. Superintendência de Geologia e Recursos Minerais, Projeto Avaliação do Balanço Mineral Brasileiro - Bens Minerais Seleccionados. Brasília, DNPM,
- BALTAR, C.A.M. e ALMEIDA, A.B.L. de. (1992) Influência de uma agregação hidrofóbica prévia na flotação de finos de barita. In: XIX Encontro Nacional de Tratamento de Minérios e Metalurgia Extrativa, Anais. Recife-PE, p. 595-602.
- BALTAR, C.A.M.; LUZ, A.B. e NEUMANN, R. (2003). Caracterização Beneficiamento da Barita de Miguel Calmon-BA. In: Insumos Minerais para a Perfuração de Poços de Petróleo, Editores C.A.M. Baltar e A..B. da Luz, UFPE/CETEM. P. 47-61.
- BGS - BRITISH GEOLOGICAL SURVEY (2003). Barytes. Mineral Planing Factsheet, 4p.
- BRASIL MINERAL. Revista. São Paulo, 1995-2000.
- BRAZ, E.(2002). Análise da adequação do mercado produtor de barita e de bentonita para perfuração de poços d petróleo. In: XIX ENTMMME, Anais, vol.2. Baltar, C.A.M., Oliveira,J.C.S e Barbosa, J.P. (Editores), Recife, p.10-17.
- BRITISH GEOLOGICAL SURVEY. World Mineral Statistics: 1993-1997. Nottingham,UK, BGS, 1999.
- BROBST, D. A. (1994). Barium Minerals. In: Industrial Minerals and Rocks, Editor: Donald D. Carr, SMME 6th Edition, Littleton, Colorado-USA, p.125-134.

CASTELLI, A. V.(1994). Well Drilling Materials .In: Industrial Mineral and Rocks - 6th Edition , p. 1113-1118, Editor Donald C. Carr, 1994.

COFFMAN, J. S. e DLIGORE, C. C. (1986). Barite availability – Market economy countries - A mineral availability appraisal. Bureau of Mines Information Circular, 25p, IC/9115, US Department of the Interior.

CORNELL, N. (1978) Roasting to recover flotation-barite waste product. E/MJ. September, p. 208-209.

DARLEY, H. C.. GRAY. G. R, (1988). Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Fifth Edition, 634p, Gulf Publishing Company, Houston-USA, 1988

desafios do Século XXI. Rio de Janeiro, Ed. Campus, 1999.

DOWELL: Mixed Salt System Engineering Manual. Estados Unidos; MI Swaco, 1991.

Economia Mineral do Brasil. Série 8. Barita, DNPM, 1995.

FERNANDES, F. R. C. Os Minerais Industriais: conceituação, importância e inserção na economia. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de engenharia de minas, 188p, 1997.

Fundação getúlio vargas. Conjuntura econômica.

GARBELLINI, G. S.; PEDROSA, V. A.; SALAZE-BANDA, G.R.; AVACA, L.A.; Metodologias eletroanalíticas para a determinação de herbicidas triazínicos por voltametria de onda quadrada e técnicas de deconvolução.

GRAY, G. R. DARLEY, H. C. H.; Composition and Property of Oil Well Driling Fluids, Fourth Edition 1981, 630p, Gulf Publishing Company, Book Division., 1981.

GRIFFITHS, J.; Barytes – A heavyweight amongst fillers. In: Raw Materials for Filler, Pigments and Extender, Second Edition, An Industrial Mineral Consumer Survey, Edited by R. L. Bolger and M. J. O’Driscoll, 1981, p.55-58.

GUIMARÃES, I.A. e ROSSI, L.F.S. (2008). Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. Congresso Brasileiro de Engenharia Qupimica, Recife, 2008.

GUIMARÃES, R.C. e PERES, A.E.C.(2002). Experiência brasileira de produção de concentrado fosfático a partir de lamas. In :XIX Encontro Nacional de Tratamento de Minérios e Metalurgia Extrativa, Anais. Recife-PE, p. 247-253.

HAINES, S. (1979). Barite. Mineral Commodity Profile-MCP. p.13, United State Department of the Interior, February, p.13.

HARBEN, P.W. (2002). The Industrial Minerals HandyBook, 4th Edition. Barite and barium compounds, p.28-34.

HOLYSZ, L. e CHIBOWSKI, E. (1992). Surface free energy components and flotability of barite precovered with sodium dodecyl sulfate. *Langmuir*, 8, p. 303-308.

LENZO, R. e SARQUIS, P.E. (1995) Flotation of fine-size barite from gravity separation tailing. *Minerals and Metallurgical Processing*. SME nonmeeting paper 93-658. May, p. 118-120.

MACHADO, J.C.V. *Reologia e Escoamento de Fluidos: Ênfase na Indústria de Petróleo*. Rio de Janeiro, 1999.

MACKAY, F.; INOUE, N.; BOTELHO, F. *Analysing Geomechanical effects while drilling sub salt wells through numerical modeling (SPE#113216)*. Brasil; SPE, 2008.

MINÉRIOS & MINERALES. *Revista*. São Paulo, 1997-2000.

MOHRİK, W. U, BIASSUSI, A.S E FERNANDEZ, B. Salt tectonic domains and structural provinces: analogies between the South Atlantic and the Gulf of Mexico

MOORE, P. (2002). *Automotive Coating – Primed Minerals*, *Industrial Minerals*, December, p.32-35.

NEUMANN, R.; MENEZES, R.O.G. de (2001). *Relatório Final do Projeto Caracterização Tecnológica de Insumos Mineraiis para a Perfuração de Poços de Petróleo*. CETEM/MCT, 14p.

NEUMANN, R.; MENEZES, R.O.G.; ALCOVER NETO, A.; *Caracterização Tecnológica da Barita de Miguel Calmon, BA*. In *XIX Encontro Nacional de Tratamento de Minérios e Metalurgia Extrativa, Anais*. Recife-PE, p. 686-693. *Rochas e Mineraiis Industriais – CETEM/2005 277*, 2001.

OLIVEIRA, J.F.; SARAIVA, S.M.; OLIVEIRA, A.P.A; TELADO, A e NARDI. (2001) R. *Investigation on the Effect of Collector, Activator and Depressant on the Selective Flotation of Pyrochlore and Barite*. In: *XVIII Encontro Nacional de Tratamento de Minérios e Metalurgia Extrativa, Anais*. Rio de Janeiro-RJ, p. 220-224.

OLIVEIRA, N., 02/09/2008, *Petrobras inicia produção na região do pré-sal*, Agência Brasil, 2008.

PATIN, S.A.; *Uma Nova Abordagem para Avaliação do Impacto Ambiental da Indústria Offshore de Petróleo e Gás : Recursos Hídricos*. Moscow, 1998.

Perfil Analítico da Barita. Brasília, DNPM, 1973.

POIATE JR, E.; COSTA, A.M.; FALCÃO, J.L. *Well design for drilling through thick evaporite layers in Santos Basin – Brazil (SPE#99161)*.Brasil; SPE, 2006.

Principais Depósitos Mineraiis do Brasil. Vol. IV-B. Págs. 215-248. Brasília,

RIGOLON, Francisco J. Z. & GIAMBINI, Fábio. *A Economia Brasileira: Panorama*

RITTERSHAUSSEN, J.H.; FIGUEIREDO, J.A. Acompanhamento das ações identificadas no E&P-20 para alcance das metas especificadas para conteúdo local nas atividades de exploração, perfuração, completção e sistemas submarinos., Brasil; PROMINP, 2006.

SADOWSKI, Z. (1993). The spherical oil agglomeration of barite suspensions in the presence of surfactant and cosurfactant. *Colloids and Surfaces*, A. 80, p. 147-152.

SEARLS, J. P.(2000). Barite. *Mineral Industry Surveys*, USGS, p.91-98.

SEARLS, J. P.(2004). Barite. *Mineral Industry Surveys*, USGS, p.28-29.

SORBYE, E.; Performance técnica e Aspectos Ecológicos de vários Lamas de perfuração. In *Proceedings da Primeira Conferência Internacional sobre Pesca e Exploração de Petróleo Offshore*, p. 1. -18. Bergen, 1989.

SWACO, M.I. MI Drilling Fluids Engineering Manual: Chapter 16 Shale and Wellbore Stability. Estados Unidos, MI Swaco, 1998.

TOURINHO, D.W.; MORETTI, I.M.; RAJAGOPAL, K. Danos à formação: estimativa de invasão de fluido durante o processo de perfuração de um poço offshore, Brasil; Santos Offshore Conference 2009, 2009.

VELHO, J.; GOMES, C.; ROMARIZ, C. (1998). *Minerais Industriais*. Universidade de Aveiros, p. 101-110.

VÉRAS, A. M. (2004). Barita. *Sumário Mineral*, DNPM.

VIDAL, F. W. H.(1980). Projeto Usinas de Beneficiamento - diagnóstico das Minerações de Barita-Ba e Amianto-AL, Relatório Interno à DITRAM, RI – 42, CETEM.

WATSON. L. Barytes. *Industrial Minerals*: 21-57. Dec.1982. London.

www.anp.gov.br, acessado 25 de fevereiro de 2010 às 17h25min

www.bdep.gov.br/?lng=br, acessado 25 de fevereiro de 2010 às 17h00min

www.bnamericas.com, acessado 21 de fevereiro de 2010 às 17h15min

www.cetem.gov.br, acessado 07 de fevereiro de 2010 às 21h55min.

www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE27/jul_31_8.html, 20 de fevereiro de 2010 às 12h00min

www.dnpm.gov.br, acessado 20 de fevereiro de 2010 às 12h45min.

www.drillingformulas.com, acessado 31 de maio de 2010 às 14h24min.

www.drm.rj.gov.br, acessado 18 de fevereiro de 2010 às 11h23min.

www.economia.uol.com.br/ultnot/valor/2009/09/25/ult1913u113818.jhtm, acessado 11 de fevereiro de 2010 às 20h13min.

www.eq.ufrj.br/biose/nukleo/aulas/Valorizacao/Valor%20Res%20Agroind_aula%2005.pdf, acessado em 22 de março de 2010 às 16h02min.

www.glossary.oilfield.slb.com, acessado 7 de março de 2010 às 22h15min

www.marcosbau.files.wordpress.com/2010/02/pre-sal-3d1.jpg, 26 de março de 2010 às 17h30min.

www.mme.gov.br, acessado 10 de março de 2010 às 22h15min

www.oglobo.globo.com/economia/mat/2007/11/08/327082170.asp, 14 de fevereiro de 2010 às 11h33min.

www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/pre-sal/pre-sal-8.php, acessado dia 4 de fevereiro de 2010 às 17h13min.

www.power.inf.br/pt/?p=12973, acessado 11 de fevereiro de 2010 às 16h08min.

www.power.inf.br/pt/?p=9769, acessado 11 de fevereiro de 2010 às 16h45min.

www.pt.wikipedia.org/wiki/Fotossistema, acessado em 22 de março de 2010 às 15h30min.

www.scielo.br/scielo.php?pid=S0100-3582003000200016&script=sci_arttext, acessado 22 de fevereiro de 2010 às 19h32min.

www.state.ar.us/agc/barite.htm

www.veja.abril.com.br/noticia/economia/projeto-lei-exploracao-pre-sal-496296.shtml, acessado dia 20 de maio de 2010 às 08h30min.

www.veja.abril.com.br/noticia/economia/projeto-lei-exploracao-pre-sal

www.wapedia.mobi/pt/Petróleo, acessado dia 4 de fevereiro de 2010 às 17h22min.

www.wikipedia.org/barite