

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**AVALIAÇÃO DE EMPRESAS DE EXPLORAÇÃO E  
PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS: uma análise do comportamento  
das ações da empresa HRT Participações**

Alan Gewerc

Matrícula nº 110052598

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundez de Almeida

ABRIL 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**AVALIAÇÃO DE EMPRESAS DE EXPLORAÇÃO E  
PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS: uma análise do comportamento  
das ações da empresa HRT Participações**

---

Alan Gewerc

Matrícula nº 110052598

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundez de Almeida

ABRIL 2016

*As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do(a) autor(a)*

## RESUMO

Esta monografia é centrada na problemática da avaliação econômico-financeira de empresas de Petróleo e Gás. O objetivo é analisar os principais métodos de *valuation*, e estudar sua aplicabilidade para o setor de óleo e gás. Observamos que a aplicação dos principais métodos de *valuation* sem adaptações que contemplem as especificidades do setor de E&P (“Exploração e Produção”) podem levar a erros significativos. Após revisarmos os principais autores de *valuation*, nos centramos nos autores que se dedicaram especificamente na avaliação de empresas de E&P.

Verifica-se que a literatura acadêmica sobre o assunto é pequena e por isso impõe-se a necessidade de que se inicie um debate sobre o tema, especialmente no Brasil, 13<sup>a</sup> país mais rico do mundo em Petróleo, mas que possui uma indústria privada de petróleo pequena, e com poucos especialistas de *valuation e* finanças aplicada ao setor de óleo e gás.

Fizemos um estudo de caso com a empresa de Exploração e Produção HRT Participações, empresa que lançou ações na bolsa de valores de São Paulo (Bovespa). As ações da companhia apresentaram comportamento extremamente atípico, de supervalorização das ações, seguido de *crash*, do qual a empresa ainda não se recuperou. São levantadas as principais razões para este comportamento das ações, e concluiu-se que dentre uma conjuntura de fatores, o principal foi a inexperiência do mercado brasileiro em avaliar empresas de E&P

## ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	8
I.1 - Definição e Considerações sobre <i>valuation</i> .....	11
I.2 - <i>Valuation</i> e Criação de Valor .....	12
I.3 - <i>Valuation</i> , Conhecimento Técnico e Informações Disponíveis.....	13
I.4 - Principais Métodos de Avaliação de Empresas.....	15
<i>I.4.1 - Fluxo de Caixa Descontado</i> .....	15
<i>I.4.2 - Método dos Múltiplos de Mercados</i> .....	21
I.5 - Especificidades do Setor de Óleo e Gás.....	24
<i>I.5.1 - Mercado de Commodities</i> .....	24
<i>I.5.2 - Risco Geológico</i> .....	24
<i>I.5.3 - Método dos Múltiplos de Mercados em Petróleo e Gás</i> .....	28
CAPÍTULO II - PANORAMA GERAL DO SETOR E DA HRT .....	30
II.1 - Panorama do Setor de óleo e gás .....	30
II.2 - Panorama do Setor de óleo e gás brasileiro.....	31
II.3 - Breve história do Setor de óleo e gás brasileiro .....	32
II.4 - Considerações sobre a queda recente do preço do petróleo.....	33

II.5 - Breve Descrição da HRT .....	37
II.2.1 - Descrição dos Ativos - Campo de Polvo: .....	39
II.2.2 - Campo de Bijupirá & Salema:.....	40
II.2.3 - Detalhamento dos Ativos: .....	41
II.2.4 - Descrição das Demais Licenças .....	42
CAPÍTULO III - HISTÓRIA DA EMPRESA E ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DAS AÇÕES .....	44
III.1 - Fundação e Abertura de Capital .....	44
III.1.1 - Tese de Investimento – Bacia de Solimões .....	45
III.1.2 - Tese de Investimento - Namíbia.....	48
III.2 -Período de 2011-2013 – Uma série de fracassos.....	50
III.3 - Exageros expostos – Comparação com a OGX.....	55
III.4 - Mudança de Perfil e Cultura .....	56
III.5 - Análise Comparativa das Antes / Depois.....	57
III.6 - Imaturidade do Mercado Brasileiro de E&P .....	58
CONCLUSÃO.....	60

## ÍNDICE DE GRÁFICOS, FIGURAS E TABELAS

### TABELAS

TABELA 1 – EQUAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE.....	17
TABELA 2 - FLUXO DE CAIXA LIVRE DE UM CAMPO DE PETRÓLEO HIPOTÉTICO EM USD MM.....	18
TABELA 3 - FÓRMULA DO WACC.....	19
TABELA 4: EQUAÇÃO DO VALOR DA EMPRESA.....	20
TABELA 5: VALOR DO CAMPO DE PETRÓLEO DO EXEMPLO 1.....	21
TABELA 6 PRINCIPAIS MÉTODOS DE MÚLTIPLOS UTILIZADOS.....	23
TABELA 7 - CLASSIFICAÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO.....	28
FIGURA 8 – DETALHAMENTO DOS CAMPOS DE BJS A.....	41
FIGURA 9 - DEMAIS LICENÇAS DA PETRO RIO.....	42
FIGURA 10 – RESULTADOS OBTIDOS PELA HRT NA EXPLORAÇÃO DE LICENÇAS .....	54
FIGURA 11 - ANÁLISE COMPARATIVA DA HRT EM DEZ/2010 E SET/2015.....	57

## **GRÁFICOS**

GRÁFICO 1 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO BRENT ENTRE JAN/2000 E JAN/2016 .....	35
GRÁFICO 2 – EVOLUÇÃO EM BASE 100 DO CONSUMO, PRODUÇÃO, ESTOQUES E RESERVAS DE PETRÓLEO GLOBAIS .....	36
GRÁFICO 3 – EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO POR CONTINENTE .....	37
GRÁFICO 4 – PRODUÇÃO DIÁRIA DOS CAMPOS DE POLVO E BJSÁ (FEV/2009 – JAN/2015).....	42
GRÁFICO 5 – EVOLUÇÃO DO VALOR DAS AÇÕES E FATOS RELEVANTES DIVULGADOS PELA EMPRESA .....	53

## **Figuras**

FIGURA 1 – EXEMPLO DO ESQUEMA DE DESENVOLVIMENTO DE POLOS EM SOLIMÕES.....	47
FIGURA 2 – IMAGEM DA DERIVA CONTINENTAL QUE UNIFICAVA A NAMÍBIA COM A BACIA DE SANTOS .....	49



## INTRODUÇÃO

O processo de avaliação de empresas (*valuation*) é fundamental para aqueles que desejam quantificar a potencialidade econômica de uma empresa. No entanto, é comum que avaliadores considerem todas as empresas como entidades semelhantes, aplicando sempre os mesmos métodos, com poucas ou nenhuma adaptação, desconsiderando especificidades intrínsecas de setores da economia distintos.

Dentre todos os setores da economia que podem impor dificuldades a avaliadores de empresas, certamente o de E&P é um dos principais. Para avaliar uma empresa deste setor de forma completa e metódica, é necessário um alto grau de conhecimento técnico do assunto, assim como informações detalhadas da empresa ao qual se deseja avaliar. Entre as principais dificuldades de se avaliar empresas de E&P, podemos citar as seguintes:

- Petróleo e Gás são as *commodities* mais voláteis negociadas em mercados financeiros, o que torna a estimação das receitas futuras extremamente difíceis;
- Campos de Petróleo podem ter sua viabilidade econômica limitada pelo preço do barril de petróleo negociado no mercado internacional;
- O setor apresenta risco geológico, que significa o risco de avaliações feitas por geólogos e engenheiros estarem erradas, o que pode impor perdas significativas aos acionistas.
- Os projetos de E&P são extremamente longos, e é comum que campos de petróleo entrem em produção, somente 10 anos após a descoberta do 1º reservatório.
- Pequenos detalhes técnicos de projetos de E&P podem ter como consequência o atraso do projeto durante anos.
- Os riscos ambientais e ecológicos precisam ser avaliados e até quantificados financeiramente.
- Os investimentos necessários para que campos de petróleo entrem em produção são normalmente bilionários, principalmente quando são campos *offshore* e de grande profundidade.

Aquele que se aventurar a avaliar uma empresa de E&P deverá levar em conta todos os fatores acima, sabendo da grande responsabilidade que terá, pois como já explicado, tratam-se de projetos de custos bilionários.

Recentemente se destacaram duas empresas do setor de E&P brasileiro, ainda pré-operacionais, que lançaram ações na Bovespa (mercado de ações brasileiro) e foram avaliadas em dezenas de bilhões de reais. Foram estas, a OGX e a HRT Participações. Ambas se destacaram, por apresentarem projetos que fracassaram de forma significativa, impondo perdas a seus acionistas de praticamente 100% do capital investido. O presente trabalho fará um estudo de caso com a HRT sob o foco de *valuation*, buscando compreender o comportamento das ações da companhia, desde seu IPO, até o terceiro trimestre de 2015.

Entre os períodos de dezembro de 2011 e setembro de 2015 as ações da empresa HRT Participações, apresentaram desvalorização de 95% de seu valor de mercado. A companhia, que havia sido avaliada em R\$ 8 bilhões pelo mercado, em seu momento de IPO (oferta pública de ações), estava sendo negociada R\$ 50 milhões. Esta discrepância entre estes os valores das ações (2011 e 2015) levanta dúvidas sobre o processo que foi feito pelos participantes do mercado de ações para avaliar a empresa em seu momento de IPO e nos anos seguintes.

O trabalho teve sempre como foco a ótica de *valuation*. Em uma primeira etapa, foi realizada uma revisão bibliográfica da literatura disponível sobre o assunto avaliação de empresas, tratando-se depois dos poucos autores que adentraram no assunto *valuation* de empresas de E&P. Foi discutido o setor de petróleo e gás (nacional e internacional), e finalmente, feito um estudo de caso com a empresa HRT Participações.

As fontes de dados analisadas para o estudo de caso se centraram nas divulgações de informações financeiras da HRT Participações para o mercado. No que se refere ao setor de óleo e gás, foram usados dados provenientes do *software* Bloomberg, assim como de informações de pesquisas independentes feitas por empresas de Petróleo, Órgãos governamentais e Agências Internacionais.

A monografia está organizada em três capítulos, além da introdução e conclusão. O primeiro capítulo é sobre os principais métodos de *valuation*, e sobre como estes se aplicam ao setor de petróleo e gás. No segundo capítulo, expomos o panorama atual do setor de óleo e gás e também da empresa Petro Rio (novo nome da HRT). No terceiro capítulo contamos a história da HRT, assim como analisamos o comportamento das ações até o momento presente, incluindo uma análise comparativa entre a empresa em 2011 e 2015

## CAPÍTULO I - AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO (VALUATION)

### I.1 - Definição e Considerações sobre *valuation*

O termo *valuation* (análise econômico-financeira) se refere ao processo de determinação do valor de ativos, sejam empresas, títulos de renda fixa, imóveis, *commodities* ou investimentos alternativos. Valor, para Koller (2001), é a “dimensão de medição de uma economia de mercado”. É comum que as palavras valor e preço sejam usadas como sinônimos, sendo substituídas uma pela outra, inclusive entre investidores e agentes do mercado financeiro. Esta confusão deveria ser evitada ao máximo, pelo potencial de criação de desentendimentos. O investidor americano Warren Buffet (2008, pg 5), diferencia preço e valor em uma de suas mais famosas frases: “Preço é aquilo que você paga, valor é aquilo que recebe”.

Em uma economia de mercado, existem diversas razões pela qual agentes econômicos fazem uso de ferramentas de avaliação de empresas, como: (1) compra e venda de ativos; (2) fusão e aquisição (M&A); (3) dissolução de sociedades; (4) liquidação de empreendimentos; e (5) avaliação da habilidade dos gestores de gerar riqueza aos acionistas. Ao se avaliar uma empresa, o objetivo é alcançar a potencialidade econômica do ativo.

No entanto, tratando-se de *valuation*, não existe um valor correto para ser encontrado. O processo de avaliação envolve uma série de decisões subjetivas como por exemplo o estabelecimento de premissas referentes ao comportamento da economia; ao crescimento de determinados mercados; preferências de consumidores; entre outros fatores que jamais podem ser garantidos com precisão. Cada avaliador terá suas próprias perspectivas que serão imputadas no modelo. Uns podem destacar as ameaças, enquanto outros enfatizam em bons retornos gerados pela empresa, entre diversos fatores possíveis.

Em uma economia de mercado que se comportasse segundo os pressupostos microeconômicos de mercados eficientes, em que fosse observada informação perfeita; racionalidade dos agentes; maximização de utilidade dos agentes / lucro das firmas; entre outros pressupostos, seria possível observarmos os preços dos ativos convergirem sempre para o seu valor justo. No entanto a realidade não é compatível com estes pressupostos e por

isso oportunidades de arbitragem são observadas diariamente em grande parte das bolsas de valores ao redor do mundo. Sobre os mercados eficientes, Warren Buffet (1995, Fortune Magazine) afirmou: “Eu seria um mendigo vagando pelas ruas com uma caneca na mão se os mercados fossem sempre eficientes. Investir em um mercado no qual as pessoas acreditam em eficiência é como jogar baralho com alguém que acha que não é preciso olhar as cartas”.

## **I.2 - *Valuation* e Criação de Valor**

Inicialmente, se faz necessário estabelecer, que além da função social das empresas, estabelecida na constituição federal, o objetivo de longo prazo de todas as companhias é criar valor para seus acionistas. Neste caso, criação de valor significa geração de retornos financeiros acima do custo de oportunidade do capital dos acionistas, que normalmente é representado pela taxa básica de juros da economia. Esta definição é explicada pelo fato de que a taxa básica de juros não apresenta riscos e todos podem ter acesso através de títulos públicos do governo federal. Então, para que acionistas empreguem capital, investindo em empresas, será necessária uma remuneração atrativa que compense o risco assumido.

A criação de valor faz parte da administração corporativa e gestores de empresas são responsáveis por definirem e implementarem estratégias de longo prazo que permitam a remuneração dos acionistas pelo capital empregado na empresa. Em outras palavras, o negócio deverá gerar valor para seus acionistas, através do pagamento de dividendos (lucro), ou juros sobre o capital próprio. A criação de valor ocorrerá finalmente, quando o fluxo de caixa recebido pelo acionista por parte da empresa gere uma taxa interna de retorno (TIR) acima da taxa básica de juros.

Para que isso seja possível, é necessário que a companhia, anualmente, após o recebimento de todas as receitas; pagamento de custos e despesas; pagamento dos credores; apresente uma quantia residual de capital, que possa ser distribuída aos acionistas sob a forma de dividendos (ou juros sobre o capital próprio). Por bom senso afirmamos então, que isso não é possível caso a companhia não seja capaz de entregar consistentemente lucro líquido positivo, ou fluxo de caixa positivo ao longo dos anos.

### **I.3 - Valuation, Conhecimento Técnico e Informações Disponíveis**

São diversos, os métodos de avaliações de ativos, e é comum que analistas de mercado e acadêmicos criem modelos que combinem dois ou mais métodos para avaliar uma única empresa. A avaliação normalmente inicia-se pelas demonstrações contábeis da empresa e também documentos divulgados para os acionistas e mercado, como fatos relevantes<sup>2</sup>.

A rigidez com que se avalia uma empresa pode variar de acordo com os objetivos do avaliador, assim como dos documentos que este tem acesso. Para explicitar como avaliações de uma mesma empresa ou ativos podem divergir de acordo com o afinco e conhecimento dos avaliadores, abaixo temos dois exemplos hipotéticos e descritivos do setor de E&P:

***Exemplo 1:** Uma empresa de grande porte do setor de Petróleo decide colocar à venda um campo de petróleo já maduro, com 10 anos de produção acumulada, e com mais 3 anos de vida útil. A empresa toma esta decisão, porque apesar de o campo ainda ser economicamente viável, atualmente este campo produz menos de 15% da média de seus demais campos, o que não vale o esforço empregado. Esta companhia inicia então um processo de leilão do campo, contratando como assessores financeiros bancos de investimento, que vão a busca de possíveis compradores para este ativo. Os assessores encontram potenciais compradores, empresas de pequeno porte do setor, que acreditam que através de investimentos podem aumentar o valor econômico do campo.*

*Para que estas empresas validem suas premissas elas entrarão no data room do campo, que é um espaço virtual particular, fornecido pelo vendedor, onde são apresentadas todas as informações referentes ao ativo: informações geológicas detalhadas; contratos com fornecedores; gastos com tecnologias, demonstrações contábeis e etc.*

*Com base nesta gama completa de informações, os analistas de valuation das empresas compradoras, que possuem conhecimento técnico da área de petróleo, fazem modelos que abordam todos os aspectos do ativo, através de um modelo de fluxo de caixa descontado. Todos os custos do campo já são previamente determinados por contratos com fornecedores, o que lhes dá um alto grau de previsibilidade futura dos custos e as informações geológicas são certificadas, o que lhes dá alta segurança sobre os níveis de produção futura. Extremamente completo, os modelos capturam ainda através de*

*sensibilizações das premissas, cenários adversos, como por exemplo a queda do preço do Petróleo.*

**Exemplo 2:** *O gestor de um grande fundo de investimento em ações com patrimônio líquido de R\$ 2 bilhões, após ler um relatório de um banco de investimento que afirma que a demanda mundial por petróleo irá aumentar, decide investir uma parcela do patrimônio do fundo em ações brasileiras do setor. Devido ao fato do fundo já estar altamente exposto a empresas blue chips (empresas de grande porte bem-conceituadas), o gestor decide que sua equipe deverá buscar empresas small caps (empresas de menor porte) para investir.*

*A equipe de investimentos se reúne para avaliar as small caps do setor de óleo e gás listadas na bolsa de valores, ao todo, três empresas. Após horas de estudos sobre o setor que antes era desconhecido para a equipe deste fundo de investimento, e leitura das demonstrações contábeis e documentos divulgados ao mercado das empresas, é escolhida justamente a empresa vitoriosa do leilão de campos do exemplo 1. A equipe avaliou que haveria um potencial de valorização das ações daquela empresa devido a sua aquisição recente de um campo que antes pertencia a uma empresa de grande porte do setor.*

*Para conclusão foi montado um modelo de valuation simplista, de avaliação por múltiplos de mercado (Preço/Lucro e EV/EBITDA) que indicava que antes da aquisição do campo, esta empresa estava sendo negociada de acordo com a média do setor e que esta aquisição não havia sido avaliada pelo mercado de forma eficiente. Por essa razão, seria uma boa oportunidade de compra das ações.*

Os exemplos ilustrados acima demonstram como avaliações de empresas ou ativo são feitos de forma diversas, com diferentes graus de complexidade dado o grau de conhecimento do setor que se está estudando, assim como as informações que estão disponíveis para o avaliador. No exemplo 1, a equipe de investimentos que avaliava o campo de petróleo gozava não só de conhecimento técnico abundante do setor, assim como de informações precisas que tornavam a análise mais consistente. No Exemplo 2, a intuição de um gestor de um fundo de investimento em ações levou sua equipe a investigar o setor, e sem qualquer conhecimento abrangente, avaliar as empresas através de modelos simplistas que dificilmente poderiam capturar a realidade econômica dos ativos analisados.

## **I.4 - Principais Métodos de Avaliação de Empresas**

Dado o propósito do presente trabalho, discutiremos apenas os dois principais métodos de avaliação de empresa, usados frequentemente pelo mercado financeiro, por investidores, e avaliadores de empresas. São estes, o **Fluxo de Caixa Descontado** e **Avaliação por Múltiplos de Mercado**. Ambos visam indicar qual o valor global da firma, e consequentemente o preço individual de cada ação da empresa avaliada.

O Fluxo de Caixa Descontado apresenta uma visão dinâmica, que passa pela estimação todas as receitas e custos da companhia durante o período futuro analisado. Ao se avaliar uma companhia que não tem data de término, é comum que o período analisado seja infinito, e para isso é empregada uma técnica chamada estimação da perpetuidade da empresa.

O modelo por avaliação de múltiplos apresenta uma visão estática e comparativa da empresa em seu presente, com seus pares de mercado, ou seja, empresas comparáveis por atuarem no mesmo mercado, e possuem projetos semelhantes.

Ambos apresentam vantagens e desvantagens, mas sublinhamos que pela dinamicidade da economia, uma análise estática pode ser insuficiente para se analisar uma empresa de forma completa, uma vez que uma empresa que hoje esteja atravessando um bom momento amanhã poderá estar enfrentando dificuldades financeiras.

### **I.4.1 - Fluxo de Caixa Descontado**

Segundo Damodaram (1997), “o fluxo de caixa descontado é um método para avaliar a riqueza econômica de uma empresa dimensionada pelos benefícios de caixa a serem agregados no futuro e descontados por uma taxa de atratividade que reflete o custo de oportunidade dos provedores de capital”. O fluxo de caixa descontado (FCD) é a principal metodologia utilizada para se avaliar empresas. A abordagem do FCD é amplamente utilizada por bancos de investimentos, consultorias e empresários quando querem calcular o valor de uma empresa, seja para fins internos, de análise de investimentos ou para fusões e aquisições.

Considerando que as empresas não possuem prazo de vida determinado, dado o princípio da continuidade, o cálculo de seu valor é baseado na estimativa de fluxos infinitos.



Segundo Damodaram (1997), “essa metodologia é a mais fácil de ser utilizada em empresas que apresentam fluxos de caixa positivos, os quais possam ser estimados de maneira confiável para períodos futuros, onde exista um substituto para risco que possa ser utilizado para a obtenção de taxas de desconto”. A técnica de avaliação por fluxo de caixa descontado captura todos os elementos que afetam o valor da empresa de forma abrangente e quanto maior a previsibilidade dos custos e receitas futuras de uma empresa maior será a acurácia do modelo.

#### **I.4.1.1 - Fluxo de Caixa Livre**

Apresentaremos a seguir, o Fluxo de caixa livre (FCL). O fluxo de caixa livre representa o que está disponível para pagar os direitos dos credores e acionistas, desconsiderando os juros, amortizações e pagamento dos dividendos. Para Costa, Costa e Alvim (2010), o FCL é o fluxo gerado pelas operações da empresa, partindo do lucro da atividade projetado líquido de impostos, retornados com a depreciação do imobilizado e amortização do intangível, deduzidos os investimentos adicionais no giro e gastos de capital, conforme equação abaixo:

TABELA 1 – EQUAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA LIVRE

Vendas Brutas
(-) Impostos sobre Venda
= Vendas Líquidas
(-) Custos das Vendas
= Lucro Bruto
(-) Despesas Operacionais
= Lucro da atividade (EBIT)
(-) Impostos sobre o Lucro da Atividade ( <i>taxes on EBIT</i> )
= Lucro Operacional Líquido (NOPAT ou ainda NOPLAT)
(+) Depreciação / Amortização
(-) $\Delta$ NCG (variação de necessidade de capital de giro)
(-) Gastos de Capital (CAPEX)
= Fluxo de Caixa livre

Fonte: Costa; Costa; Alvim, 2010, p.158

Sendo: EBIT – Earnings before interest and taxes / NOPAT – Net Operating Profit After tax / CAPEX – Capital Expenditures.

O Método do Fluxo de Caixa Descontado então pode ser resumido, como a projeção de cada uma destas linhas (de Vendas Brutas a Gastos de Capital) de acordo com as premissas do analista responsável pelo modelo, para que se encontre os fluxos de caixa livre futuros e se traga a valor presente através da taxa de desconto WACC (Weighted average cost of capital). Para exemplificar a tabela acima, de acordo com os objetivos de nosso trabalho, vamos verificá-la em um exemplo aplicado a Petróleo e Gás.

Supomos que a empresa do **exemplo 1** que está avaliando um campo maduro de Petróleo, que irá produzir pelos próximos anos uma quantidade fixa de um milhão de barris de petróleo/ano. Foram estabelecidas as seguintes premissas para este projeto:

- Preço do barril no mercado internacional: USD 50 ao longo dos 3 anos que o campo se manterá em operação.

- A empresa vendedora tem uma série de contratos com fornecedores, empresas operadoras de plataforma, assim como de praticamente todos os custos envolvidos na operação (custos e despesas operacionais): USD 10 milhões em **custos** e USD 5 milhões em **despesas**.
- Os **impostos sobre vendas** são uma taxa de 10 % das receitas e os **impostos sobre o lucro** da atividade de 25%.
- A empresa não terá gastos com investimentos ao longo do projeto, no entanto ela será obrigada a fazer o abandono do campo, que é contabilizado como **gasto de capital** no ano 4, quando o campo já não estará em operação. Uma empresa especializada contratada, avaliou que o custo de abandono seria de USD 25 MM.
- O campo se **deprecia** em USD 1 MM anualmente.
- Não há variação no **capital de giro**.

O fluxo de caixa livre da empresa, segundo estas premissas estabelecidas, apresentaria o seguinte resultado esperado, para a empresa que estivesse interessada em adquirir o campo.

TABELA 2 - FLUXO DE CAIXA LIVRE DE UM CAMPO DE PETRÓLEO HIPOTÉTICO EM USD MM

USD MM	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Produção Anual (MM BOE)	1,0	1,0	1,0	
Preço do Barril (USD)	50,0	50,0	50,0	
Vendas Brutas	50,0	50,0	50,0	
Impostos Sobre Vendas	-5,0	-5,0	-5,0	
Vendas Líquidas	45,0	45,0	45,0	
Custo das Vendas	-10,0	-10,0	-10,0	
Lucro Bruto	35,0	35,0	35,0	
Despesas Operacionais	-5,0	-5,0	-5,0	
Lucro da Atividade	30,0	30,0	30,0	
Impostos sobre EBIT	-7,5	-7,5	-7,5	
Lucro Operacional Líquido	22,5	22,5	22,5	
Depreciação e Amort.	1,0	1,0	1,0	
CAPEX	0,0	0,0	0,0	-25,0
Fluxo de Caixa Livre	23,5	23,5	23,5	-25,0

Fonte: Elaboração Própria

#### I.4.1.2 - WACC e Valor Presente do Fluxo de Caixa Livre

Através da tabela acima pudemos observar a formação de um fluxo de caixa livre de um campo de petróleo e gás. Para que finalmente possamos obter o fluxo de caixa descontado deste campo devemos trazer a valor presente os fluxos através da já referida taxa WACC, o custo médio ponderado de capital.

Dentro de uma avaliação de empresas, o custo de capital é definido pela quantia que tanto credores como acionistas almejam ganhar pelo custo de oportunidade de um investimento em uma determinada empresa em vez de outra com riscos semelhantes, ou aplicações financeiras que rendam juros. Sendo assim, o WACC é a taxa de desconto usada no FCD, ou seja, “o valor do dinheiro no tempo, usada para converter o fluxo de caixa livre futuro em valor presente para todos os investimentos” (COPELAND et al., 2002, p. 205). A tabela abaixo detalha a formação do WACC.

TABELA 3 - FÓRMULA DO WACC

$$WACC = Ke \times \left( \frac{E}{D+E} \right) + Kd \times \left( \frac{D}{D+E} \right)$$

Onde,

**WACC** = Weighted Average Cost of Capital  
**Ke** = Custo de capital aos acionistas  
**Kd** = Custo da dívida  
**E** = Total de patrimônio líquido (equity)  
**D** = Total de dívida (debt)

Fonte: Avaliações de Empresas (Damodaram, 1997)

Sendo:

**Custo da dívida**, determinado pela taxa de juros paga aos credores, como bancos e detentores de papéis de dívida da empresa (Ex: Debêntures);

**Custo de capital dos acionistas**, determinado pelo modelo CAPM (Capital Model Asset Pricing). Este modelo implica que o custo de capital de um acionista é diretamente

relacionado a remuneração pelo prêmio de risco, em outras palavras, pela alocação de capital em ações e não em títulos livre de risco;

**Total da dívida**, o somatório dos créditos da companhia com bancos e credores em geral.

**Patrimônio líquido**, o resíduo contábil do total de ativos que a companhia detém, desde imóveis, até mesmo o valor da marca (intangível), subtraindo o total de passivos da companhia, como dívidas, contas a pagar, passivos trabalhistas etc.

Considerando a taxa de desconto, o tempo de projeção e o valor terminal entre outros fatores importantes que se utiliza no modelo, segundo Copeland et al. (2002, p. 140), o valor da empresa pode ser solucionado pela seguinte proposta:

TABELA 4: EQUAÇÃO DO VALOR DA EMPRESA

$$ValorDaEmpresa = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCL_t}{(1+WACC)^t}$$

Onde,

$FCL_t$  = Fluxo de caixa livre projetado no período t  
 $WACC$  = Weighted Average Cost of Capital

Fonte: Avaliações de Empresas (Damodaram, 1997)

Voltando ao cálculo do **exemplo 1**, vamos supor que o analista responsável calculou que o WACC, deste projeto é de 13%, ou seja, esta será a taxa de desconto ao qual o fluxo de caixa livre deste projeto deverá ser aplicado é de 13%. Neste cenário o valor deste projeto deveria e acordo com a figura abaixo:

TABELA 5: VALOR DO CAMPO DE PETRÓLEO DO EXEMPLO 1

USD MM	Total	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
Fluxo de Caixa Livre		23,5	23,5	23,5	-25,0
Ano		1	2	3	4
WACC		13%	13%	13%	13%
Valor Presente no ano T	40,2	20,8	18,4	16,3	-15,3

Fonte: Elaboração Própria

Através do exemplo acima encontramos o valor econômico de um campo de petróleo maduro, com poucos anos restantes de vida útil. Para que análise de fluxo de caixa descontado uma empresa de petróleo possa ser completa, é necessário que se detalhe individualmente cada um de seus ativos em produção através deste modelo que abordamos acima e possivelmente se considere ainda como um *upside* as licenças que a companhia possui em etapa de exploração. Deve-se considerar ainda a capacidade que a empresa possui de gerar novas reservas através de investimentos e possivelmente projetar uma perpetuidade, assunto que não trataremos neste presente trabalho devido à complexidade e baixa aplicabilidade para o setor de E&P.

#### I.4.2 - Método dos Múltiplos de Mercados

Avaliações de empresas através de múltiplos de mercado, ou simplesmente por múltiplos, consistem em um método que visa avaliar ativos com base nos preços correntes de mercado de outros ativos ditos “comparáveis”, o que o torna, um método de avaliação relativa (SALIBA, 2008). Segundo Damodaran (1997), a avaliação relativa tem como objetivo avaliar os ativos com base na precificação do mercado para ativos similares.

Para que a comparação possa ser exitosa é necessário que se padronize os valores comparados, uma vez que a contabilidade pode dar margem para erros. Por exemplo, se visamos fazer o cálculo do lucro operacional de uma companhia, expurgando todos os custos extraordinários, é necessária uma leitura completa das demonstrações financeiras, para que se determine quais são os custos realmente extraordinários, e quais se repetem ao longo dos

anos. O mesmo deve ser feito para todas as empresas comparáveis, para que se possa chegar a uma análise de múltiplos apropriada.

Essa metodologia pressupõe que o preço de uma empresa, ou ação de uma empresa avaliada, será similar ao preço das outras empresas ditas comparáveis e que “o mercado, em média, precifica essas empresas comparáveis de modo correto” (DAMODARAN, 1997).

Existem diversos múltiplos que podem ser abordados para se analisar uma empresa, podendo os múltiplos serem classificados de acordo com o aspecto da empresa que buscam abordar. Por exemplo múltiplos operacionais, que consideram o valor da empresa em função de dados operacionais de uma companhia. Exemplo, Valor da Empresa / Produção diária de barris de óleo e gás. Existem ainda múltiplos contábeis, que avaliam a empresa em função de seu patrimônio líquido, ativo ou passivo. Exemplo, Valor da Empresa / Patrimônio Líquido. Ou ainda múltiplos de competência que avaliam a empresa de acordo com os resultados financeiros que a mesma obtém em um período. Exemplo, Valor da Empresa / Lucro Operacional.

Richardson, Tuna e Wysocki (2010) realizaram uma ampla pesquisa entre analistas de mercado, a qual revelou que os métodos mais comumente usados para a avaliação são respectivamente: múltiplos de lucro, fluxo de caixa descontado e múltiplos de patrimônio. A tabela visa apresentar ao leitor os principais métodos de avaliação por múltiplos, com exceção de múltiplos operacionais, que devem ser personalizados para cada indústria particular.

TABELA 6: PRINCIPAIS MÉTODOS DE MÚLTIPLOS UTILIZADOS

	Fluxo de Competência	Fluxo de Caixa	Valor Contábil
Valor do Patrimônio Líquido	P/S	P/OCF	P/TA
	P/GI	P/D	P/IC
	P/EBITDA		P/B
	P/EBITA		
	P/EBIT		
	P/EBT		
	P/E		
Valor da Entidade	EV/S	EV/OCF	EV/TA
	EV/GI		EV/IC
	EV/EBITDA		
	EV/EBITA		
	EV/EBIT		

Fonte: FRANCO (2015)

Sendo:

*P = Preço / S = Vendas / GI = Lucro Bruto / EBITDA = Lucro Antes dos Juros, Impostos e Depreciação / EBITA = Lucro Antes dos Juros, Impostos / EBIT = Lucro Antes dos Impostos / E = Lucro / EV = Valor da Firma / OCF = Fluxo de Caixa Operacional / D = Dividendos*



## I.5 - Especificidades do Setor de Óleo e Gás

### I.5.1 - Mercado de Commodities

Avaliar uma empresa de E&P, através de métodos de *valuation* está longe de ser uma tarefa trivial, seja para analistas *outsiders* da empresa analisada, ou mesmo, por consultores contratados e pessoas internas a empresa.

O setor de E&P é voltado para duas *commodities*, Petróleo e Gás, e uma característica comum da área é que todos os agentes são sempre tomadores de preço. Isso significa que as companhias são obrigadas a se ajustar aos preços ao qual a *commodity* está sendo negociada, sem capacidade de influencia-lo.

Um horizonte de previsibilidade do preço das commodities permite que analistas estimem quais serão as receitas projetadas para a companhia, dado que a produção possui alta previsibilidade, uma vez certificada por empresas de auditoria. Mas o que se observa está mais próximo do aposto, ou seja, a previsibilidade dos preços futuros de petróleo e gás são extremamente baixas. Poucos analistas puderam prever as recentes e drásticas quedas no preço do petróleo em 2015, e muitos investidores ao redor do mundo tomaram decisões erradas nos últimos anos, baseados na falsa premissa de que o preço do barril de petróleo não seria menor do que cem dólares no momento presente (2016).

### I.5.2 - Risco Geológico

Empresas de Exploração e Produção (E&P) são parte do segmento de energia conhecido *upstream*. Empresas de gasodutos e transporte são *midstream*. Refinarias e empresas petroquímicas são *downstream*. Empresas de *upstream* são necessariamente expostas ao risco geológico. Segundo Lucena e Lustosa (2007), na avaliação de recursos de petróleo não descobertos, uma importante etapa é a avaliação do risco geológico, que no setor é definido como a probabilidade de não haver acumulações de hidrocarbonetos esperadas de acordo com o mapeamento geológico.

Segundo Howard e Harp.(2009) os principais ativos de empresas de são suas reservas, ou seja, hidrocarbonetos abaixo da superfície que ainda não foram produzidos e podem ser

extraídos de forma economicamente viável. As reservas de empresas de E&P estão continuamente se esgotando e, portanto, as empresas devem estar continuamente investindo em novos blocos através de investimentos em exploração ou via fusão e aquisição de ativos que já estejam em produção.

Reservas são o volume estimado de hidrocarboneto (óleo, condensado, gás natural e as substâncias a ele associados) que se pode recuperar comercialmente de acumulações conhecidas, de acordo com: condições econômicas, práticas de produção aceitáveis e estabelecidas. A SPE (Society Petroleum Engineers), principal órgão mundial de petróleo e referência em questões geológicas classifica as reservas de acordo com sua possibilidade de extração de forma economicamente viável. A Agência Nacional de Petróleo (“ANP”) adota a classificação e o seu detalhamento está disponibilizado em seu *site*:

- I. **“Reservas Provasdas:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, a partir de certa data, de Reservatórios conhecidos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo “razoável certeza” indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.”
  
- II. **“Reservas Prováveis:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provasdas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 50 %.”

**III. “Reservas Possíveis:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à estimativa deverá ser de pelo menos 10 % . “

- a. **“Reservas Desenvolvidas:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que se espera produzir a partir dos poços já perfurados, incluindo as de Reservatórios descobertos e não canhoneados. As reservas de recuperação melhorada são consideradas desenvolvidas somente quando os equipamentos necessários tenham sido instalados ou quando os custos para fazê-lo são relativamente pequenos quando comparados com o custo de um poço.”
- b. **“Reservas não Desenvolvidas:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que se espera recuperar por investimentos futuros: (1) em novos poços em áreas não perfuradas de Reservatórios conhecidos; (2) em aprofundamento de poços existentes para atingir um Reservatório diferente; (3) em adensamento de malha de poços para aumentar a recuperação; (4) de valores relativamente altos (quando comparados com o custo de um poço) para (a) recompletar um poço existente ou (b) para instalar sistemas de Produção ou transporte de projetos de recuperação primária ou melhorada.”

Fonte: ANP (Consulta ao site em 05/01/2016)

Visando ainda determinar a complexidade do setor de petróleo, detalharemos os chamados recursos de petróleo, que são reservas não viáveis economicamente, ou subcomerciais (por razões diversas). A ANP reconhece os recursos como sendo contingentes ou prospectivos:

- IV. “Recursos Contingentes:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural potencialmente recuperável por meio de projetos de Desenvolvimento, mas cuja Produção, em uma determinada data, não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências.”
- V. “Recursos Prospectivos:** Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que, em uma determinada data, é potencialmente recuperável a partir de acumulações não descobertas, porém passíveis de ser objeto de futuros projetos de Desenvolvimento. Possuem tanto a possibilidade associada à Descoberta, quanto ao Desenvolvimento e são subdivididos de acordo com o nível de certeza associado à possibilidade de serem produzidos.”

Fonte: ANP (Consulta ao site em 05/01/2016)

TABELA 7 - CLASSIFICAÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO

Volume de Petróleo Total da Acumulação	Volume de Hidrocarbonetos Desboertos	Comercial	<b>PRODUÇÃO</b>			<b>ETAPA DO PROJETO</b>		Risco Menor	
			PROVADAS	<b>RESERVAS</b>  PROVADAS MAIS PROVÁVEIS	PROVADAS MAIS PROVAVEIS MAIS POSSÍVEIS	EM PRODUÇÃO			
						EM DESENVOLVIMENTO			
		PLANEJAMENTO DA PRODUÇÃO							
		Subcomercial	<b>RECURSOS CONTINGENTES</b>	ESTIMATIVA BAIXA	ESTIMATIVA MÉDIA	ESTIMATIVA ALTA	FALTANDO DESENVOLVIMENTO		
							DESENVOLVIMENTO CONGELADO		
	DESENVOLVIMENTO INVIÁVEL								
	IRRECUPERÁVEL					Maturidade do Projeto			
	Volume não descoberto	<b>Recursos Prospectivos</b>	ESTIMATIVA BAIXA	ESTIMATIVA MÉDIA	ESTIMATIVA ALTA	PROSPECTO		Risco Maior	
						ACUMULAÇÕES A EXAMINAR			
INÍCIO									
IRRECUPERÁVEL									
FAIXA DE INCERTEZA									

Fonte: *Society Petroleum Engineers*

### 1.5.3 - Método dos Múltiplos de Mercados em Petróleo e Gás

A análise de empresas de E&P conta com suas métricas próprias, apesar de que o debate acadêmico sobre o tema ainda está em estágio inicial. Devido as especificidades do setor no que se refere a contabilidade, uma série de ajustes deve ser feito em relação a análise de empresas comuns para que se alcance métodos coerentes.

Howard e Harp.(2009) sugeriram que as métricas mais importantes para a avaliação de empresas exploração e produção, deveriam ser divididas de acordo com o propósito da análise. A Análise poderá ser focada na eficiência com que a empresa produz, ou no valor da empresa

frente a seus pares (análise de múltiplos). Entre exemplos de métricas que estão compreendidas na primeira análise temos:

- EBITDAX: Ebitda Ajustado para excluir todos os custos da empresa com exploração e impairment;
- Custos Gerenciáveis: Custos incorridos pela empresa em um período que podem ser controlados pelo management. Exclui Royalties, impostos, etc.
- EBITDAX/produção no período;
- Custos Gerenciáveis / Produção no Período

No que se refere a análise de múltiplos que contemplam o valor de mercado da empresa, são citadas as seguintes métricas:

- Valor da Empresa/ Reservas Provadas de barris de Petróleo
- Valor da Empresa/ Produção Diária
- Valor da Empresa/ EBITDAX
- Valor da Empresa / Custos Gerenciáveis

Observa-se a vantagem de analisarmos o valor da empresa através de métricas não contábeis como Valor da Empresa / reservas provadas, devido à complexidade contábil do setor.

## CAPÍTULO II - PANORAMA GERAL DO SETOR E DA HRT

### II.1 - Panorama do Setor de óleo e gás

Em 2014, o petróleo foi responsável por 31% da energia mundial produzida (BP Statistical Review, 2015, P44). Não por coincidência, se considerarmos os diversos tipos de óleo bruto, como *brent* e WTI, o petróleo foi também a commodity mais negociada, tanto em valor quanto volume.

Em valores de final de 2014, todo o petróleo consumido em 2015 somou USD 1,9 trilhões, ou, 2,5% do PIB Mundial (BP Statistical Review, 2015). O preço do petróleo em si é um dos indicadores mais monitorados a nível global, sendo de alta volatilidade e tendo grande impacto na inflação de todos os países.

Apesar de que a participação do consumo de petróleo vem decaindo como parcela da energia global, o uso de gás natural vem aumentando, com o crescimento do consumo de 28% no período entre 2004-2014 (BP Statistical Review, 2015). Além do mais, a diminuição da participação do consumo de petróleo contrasta com enormes descobertas recentes de petróleo: Pré-sal, no Brasil; Shale Gas, nos E.U.A.; entre outras descobertas.

Consequência da alta importância de óleo e gás para transporte de energia, além de matérias-primas chave para diversos processos industriais, estes, são absolutamente essenciais para o funcionamento normal da sociedade. Grandes irrupções no fornecimento de petróleo assim como variações drásticas nos preços podem ter graves consequências a nível global. Isso pode ser observado em todas as crises do petróleo (1973 e 1979), assim como também pode se observar atualmente com a queda drástica dos preços correntes e a falência generalizada de empresas de porte pequeno e médio do setor (principalmente nos E.U.A). Política energética é um fator crucial para todos os países tanto nos âmbitos econômico, político e estratégico de longo prazo.

Pelo fato de ser uma indústria extremamente intensiva em capital, pode-se observar uma alta concentração, ou oligopolização, com frequentes fusões e aquisições de grande porte, sendo a mais recente da Shell com a British Gas. Os grandes *players* a nível

internacional são companhias verticalizadas, com participação em toda cadeia de valor da Indústria de petróleo.

## **II.2 - Panorama do Setor de óleo e gás brasileiro**

A BP Statistical Review 2013 afirmou que as reservas brasileiras são aquelas com maior potencial de crescimento entre todos os países no mundo. Observou-se um aumento a uma taxa anual de 4,5% entre 2004 e 2014, quando o país alcançou uma marca de reservas provadas de 16,2 bilhões de barris de óleo equivalente.

No mesmo período, a produção diária de petróleo no Brasil cresceu a uma taxa anual de 3,7%, chegando a 2,3 milhões de boe (“barris de óleo equivalente”)/dia ao final de 2014. De acordo com a ANP, o Brasil possuía 450 bilhões de m<sup>3</sup> de reservas provadas de gás natural ao final de 2013. Adicionalmente, a produção diária de gás natural no Brasil cresceu em média 5,8% nos últimos entre 2003-2013, passando para 21,3 bilhões de m<sup>3</sup> ao final de 2013 (BP Statistical Review, 2013).

As reservas domésticas de petróleo e gás se concentram majoritariamente em bacias *offshore*, ou seja, localizadas no mar. A região com maior concentração de reservas é a sudeste, principalmente nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo. Segundo a ANP, o Brasil possui 29 bacias sedimentares com potencial para óleo e gás natural.

As recentes descobertas de reservas de petróleo e gás no Brasil posicionaram o país como uma das áreas mais promissoras do mundo em termos de volume recuperável potencial. A Bacia de Campos, localizada no Sudeste, contém a maior parte das reservas provadas do Brasil, cerca de 80%. De acordo com a ANP, as reservas provadas de óleo do Brasil podem atingir cerca de 50 bilhões de boe, considerando o grande potencial do pré-sal, na Bacia de Santos, principalmente com as descobertas gigantes recentes dos campos de Lula, Sapinhoá, Iara, Tupi e o mega campo de Libra, leiloado recentemente pelo valor de USD 15 bilhões para as empresas Petrobras, Shell, Total, Sinopec, CNPC. As reservas brasileiras de petróleo e gás são a segunda maior na América do Sul, atrás somente da Venezuela, o país mais rico do mundo em petróleo pelo quesito reservas provadas.



### **II.3 - Breve história do Setor de óleo e gás brasileiro**

Em outubro de 1953 foi instituída a Lei nº 2004, que determinou o monopólio estatal da exploração e produção de petróleo, exercido pela Petrobras, com o objetivo de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União. Ao longo de cinco décadas, a Petrobras (Petróleo Brasileiro S/A) foi um fator decisivo e estratégico na formulação da política energética nacional, devido ao monopólio estabelecido em lei.

A organização econômica do Petróleo foi alterada somente na década de 1990, quando uma série de reformas foi implementada no estado brasileiro. Em detrimento de uma economia onde o desenvolvimento era guiado majoritariamente pelo estado, reformas liberalizantes abriram espaço para um modelo aliado com o consenso de Washintgon e uma visão menos estatista da economia. Em 1995, a Constituição Federal foi alterada para voltar a permitir que empresas públicas ou privadas conduzissem atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, em regime de concessão, sujeitas às condições previstas na legislação que rege o setor. A capacidade das empresas privadas de operar no Brasil trouxe conhecimento relevante para a exploração e produção das reservas de óleo e gás natural em território nacional.

A ANP vem conduzindo desde a liberalização, rodadas para concessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras. As reformas realizadas no setor de óleo e gás, no entanto, não abdicaram da atuação forte e permanente do estado no setor, que até o momento é o acionista controlador da Petrobras, que corresponde a mais de 80% da produção nacional.

As recentes descobertas em águas ultraprofundas, na área geológica do pré-sal, foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém chegadas ao Brasil para projetos de exploração após o processo de abertura (IPEA 2010). Tais descobertas constituem igualmente um fator indutor do desenvolvimento setorial de grande magnitude e relevância, que justificou a decisão governamental de readequar o marco regulatório nas etapas de exploração e de produção da indústria brasileira de petróleo e de gás natural para os campos em áreas de Pré-Sal. Foram introduzidas novas legislações que visam reafirmar a visão estatista da exploração de recursos naturais, através de empresas estatais e leis de participação mínima pelo estado.

## II.4 - Considerações sobre a queda recente do preço do petróleo

Nesta parte vamos nos concentrar nas recentes quedas no preço do Petróleo. Para analisarmos estas quedas, iremos nos concentrar na evolução de quatro fatores não políticos, de importância inquestionável na composição do preço do ativo, entre os períodos de 2000 - 2014. São estes: Produção mundial diária de barris de petróleo; Consumo mundial diário de barris de petróleo; Reservas provadas mundiais de óleo e gás; Estoques mundiais de petróleo.

Entre o período de 2000 – 2014 as reservas mundiais de barris de petróleo cresceram a uma de 4,5% ao ano, a produção diária mundial de petróleo a 1,4% ao ano, o consumo diário de barris mundial a 1,5% ao ano e os estoques de barris a 0,9%.

Para compreender como as reservas de petróleo podem ter aumentado substancialmente (4,5%), sem um correspondente aumento da produção (1,4%), é necessário revisitarmos o conceito de reservas provadas. Reservas provadas são consideradas aquelas que podemos garantir com até 90% de chance que são recuperáveis de forma economicamente viável do subsolo, segundo uma empresa de certificação e auditoria de petróleo e gás (sendo a empresa Deghailer & Macnauton a grande referência em certificação mundial em certificação).

A discrepância entre este aumento se dá principalmente pelo fato de que projetos de exploração e produção de petróleo e gás são extremamente complexos e custosos, podendo levar períodos acima de 20 anos, após a descoberta de um campo, para o início de sua produção, além de mais alguns anos para que a produção finalmente alcance seu ápice.

Uma leitura acurada destes números indica, conseqüentemente, que haverá ao longo dos próximos anos uma inundação na oferta de petróleo global, a não ser que os países e empresas evitem este aumento diminuindo suas respectivas produções. Caso não ocorra esta dragagem da futura produção de petróleo, como querem alguns países da OPEP por exemplo, o preço do petróleo em patamares mais baixos, como por exemplo USD 40 dólares, são aparentemente uma consequência natural de um novo nível de oferta e demanda.

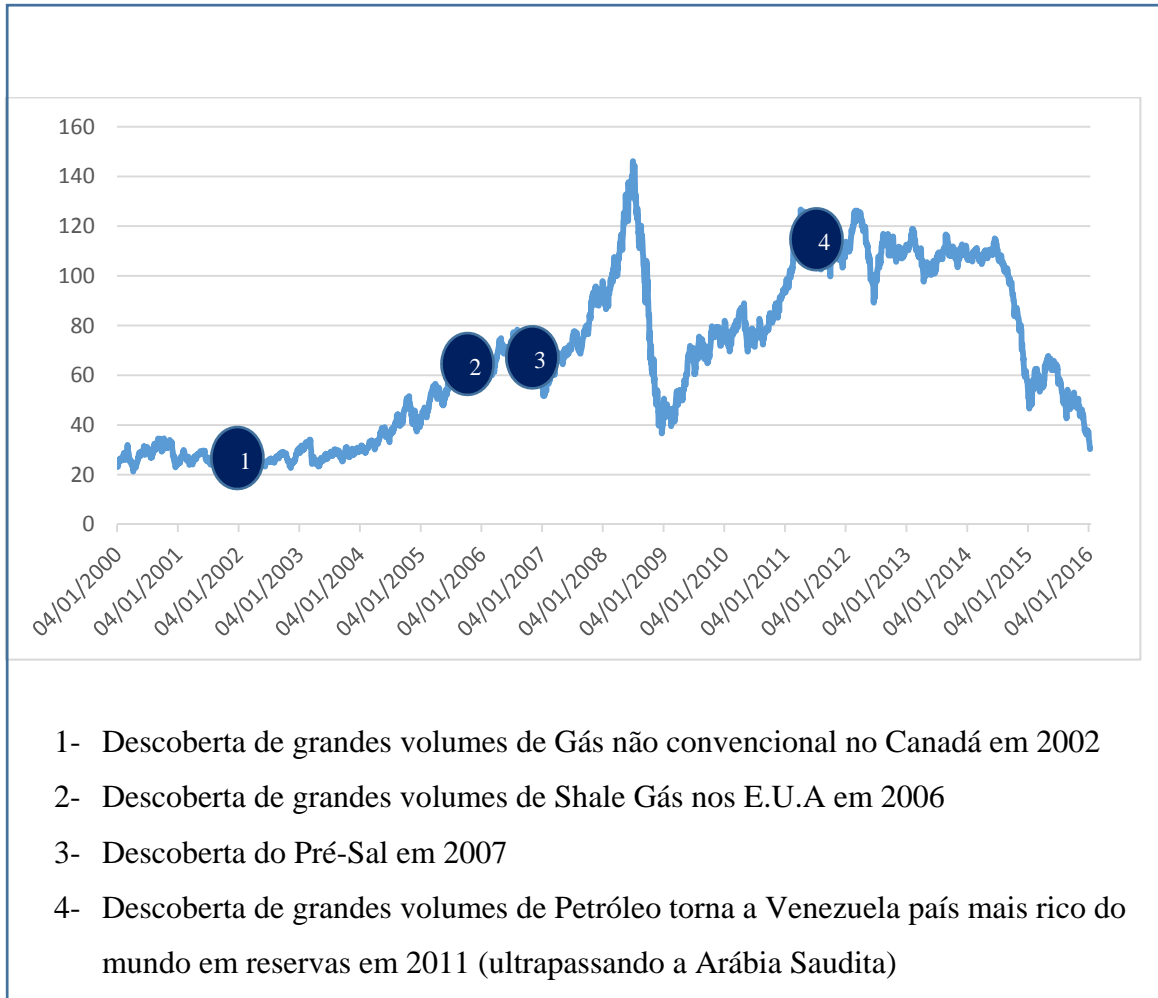
No período entre 2000 – 2014 o mundo observou uma série de descobertas de reservas de petróleo, de potencial ainda não explorado. Entre estas podemos citar: Pré – Sal, Brasil; Shale Gás, E.U.A; Óleo Betuminoso, Canadá. Todas estas significativas descobertas excluem países da OPEP, cartel de países árabes. Portanto atualmente podemos observar uma mudança

significativa da geopolítica do petróleo, com perda de importância da OPEP e menos margem de manobra para controle de preços por parte do cartel.

Cabe ressaltar ainda que os preços do petróleo encontraram seu ápice em 2006, quando o preço do petróleo alcançou USD 140. Motivados pelas altas internacionais dos preços do petróleo, empresas e investidores se lançaram em busca de novas formas de extrair petróleo e gás, assim como novas áreas de prospecção. O negócio havia se tornado excessivamente lucrativo na visão de empreendedores, permitindo que áreas que antes fossem consideradas inviáveis comercialmente, se tornassem mais interessantes, valendo o investimento em pesquisa e exploração.

Não faremos previsões neste trabalho sobre futuros preços do petróleo em função de sua alta complexidade de previsibilidade. No entanto ficará registrado que uma análise de oferta e demanda sugere que a atual queda no preço do barril não é infundada. No gráfico 1 abaixo podemos observar, como a alta nos preços do Petróleo até o ano de 2006, podem ter gerado uma busca de proporções mundiais por petróleo, inclusive de baixa qualidade, resultando em descobertas significativas, que alteraram a dinâmica mundial do setor.

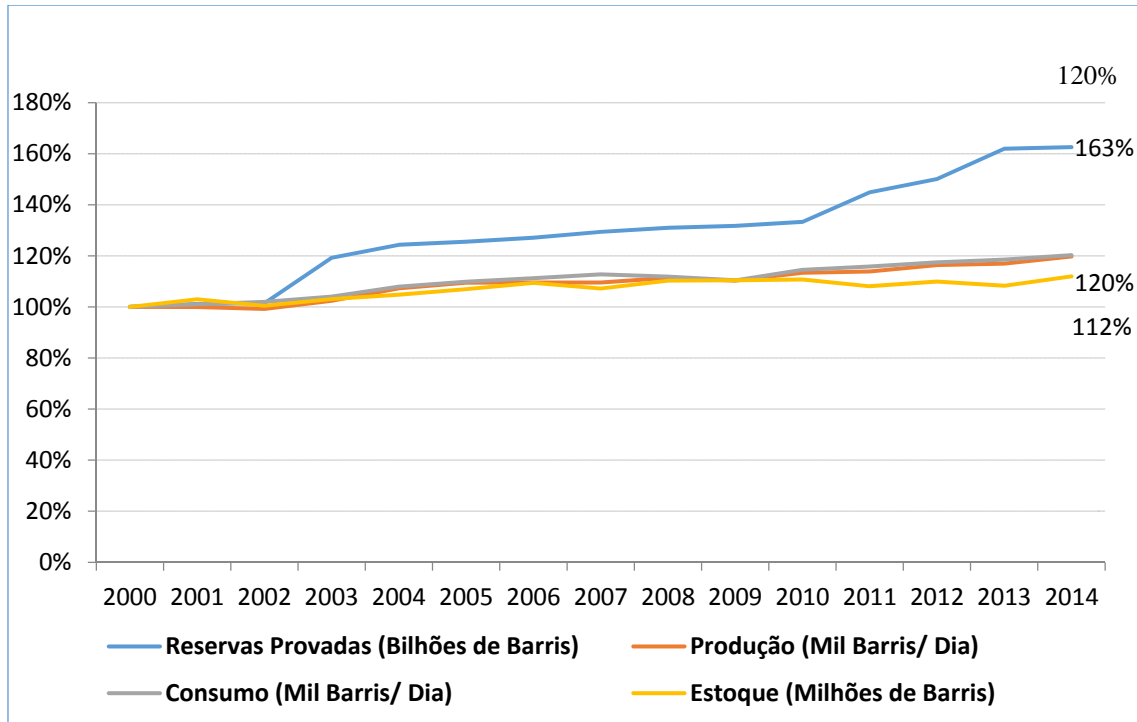
GRÁFICO 1 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO BRENT ENTRE JAN/2000 E JAN/2016



Fonte: Bloomberg, Agência Internacional de Energia, Diversos

No gráfico 2 podemos observar o crescimento das reservas provadas de petróleo, frente ao consumo mundial diário, produção mundial diária, e estoques mundiais, no período entre 2000 - 2014.

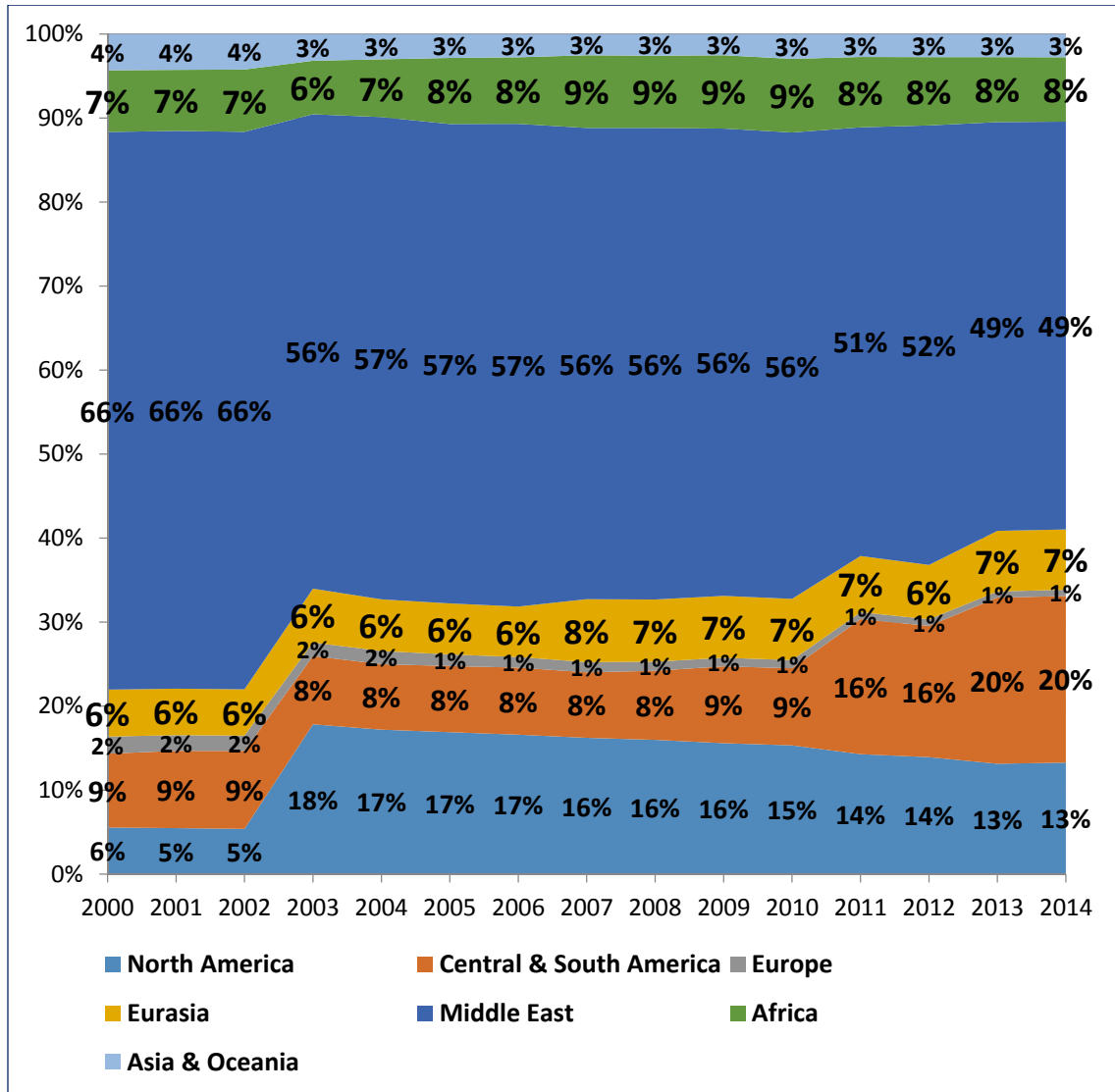
GRÁFICO 2 – EVOLUÇÃO EM BASE 100 DO CONSUMO, PRODUÇÃO, ESTOQUES E RESERVAS DE PETRÓLEO GLOBAIS



Fonte: Elaboração Própria com Base em dados da agência internacional de energia

Na tabela 3 podemos observar uma mudança na distribuição geopolítica do petróleo, com significativa perda de importância do oriente médio na composição mundial das reservas de petróleo.

GRÁFICO 3 – EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO POR CONTINENTE



Fonte: Elaboração Própria com Base em dados da IEA

### II.5 - Breve Descrição da HRT

A Petro Rio, antiga HRT Participações, é uma empresa nacional, independente de exploração e Produção de Petróleo e Gás, sendo atualmente a 4ª maior produtora em território brasileiro. A companhia é listada nas Bolsas de valores de São Paulo (Bovespa) e Toronto

(TSX), sendo 7% de seu capital negociado no Canadá. A Petro Rio não possui acionista controlador, estando seu capital disperso entre fundos de investimento e gestoras nacionais e internacionais. Ademais, a Petro Rio é listada no novo mercado, segmento de companhias com máxima governança e transparência da Bovespa.

A companhia é operadora do campo de Polvo, ao qual detém 100% de participação do ativo. O campo, que está localizado ao sul Bacia de Campos, produz em águas rasas, cerca 8 mil barris/dia (da inglesa média de 2015). A Petro Rio adquiriu o campo de Polvo British Petroleum (60%) em Maio/2013 e da Dinamarquesa Maersk (40%) em Jul/2014.

É detentora ainda do campo de Bijupirá e Salema, que adquiriu em 2015, da Shell (80%) e da Petrobras (20%), dependendo ainda da aprovação da ANP para conclusão de ambos os *deals*. Caso concluída a transação, a Petro Rio, irá triplicar a sua produção (para 29 mil barris/dia), se tornando a 4ª maior produtora nacional, atrás somente da Statoil, Shell e Petrobras.

A empresa se encontra em um cenário radicalmente diferente daquele proposto pelos fundadores da companhia originalmente, no que tange a visão da empresa e estratégia de negócios. Fundada por ex-geólogos da Petrobras, especialistas em pré-sal, a companhia tinha como objetivo explorar petróleo e gás de áreas de alto risco, como a Namíbia, África e a Bacia de Solimões, Amazônia. Após seguidas campanhas de exploração infrutíferas na Bacia de Solimões e Namíbia, e uma queda drástica no valor das ações, a companhia passou por uma reestruturação, que passou por mudança no *top management*, desinvestimento de áreas de alto risco e nova estratégia corporativa, mais condizente com seu porte para atuar e investir.

Pode-se dizer que a Petro Rio, foi parte de um momento do capitalismo brasileiro, onde acreditava-se em messias do capitalismo. Liderada por Eike Batista, uma série de empresas apresentou exponencial valorizações de suas ações, sem ainda ter gerado resultados concretos, que sustentassem o valor das ações, tratavam-se apenas de promessas vazias.

A nova estratégia da Petro Rio, adotada após mudanças no conselho de administração, assim como na diretoria executiva, consiste na aquisição de campos maduros, com produção considerada em estágio final, de empresas *majors* do setor, tais como Petrobras, Shell, BP e outras. Estes campos, muitas vezes considerados de pouco economicamente atrativos para

estas empresas, são fonte de valor para empresas de menor porte, que geram resultado através de investimentos em reexploração, incremento da eficiência operacional, além redução dos custos de produção e das despesas corporativas.

A Petro Rio é licenciada para explorar águas ultra profundas, como é o caso do pré-sal. A companhia buscou alcançar essa classificação, por que sua tese inicial, era de que na Namíbia haveriam formações rochosas similares as encontradas no Pré-Sal, na Bacia de Santos.

Abaixo, alguns números referentes a Petro Rio, que podem dar uma dimensão da atual companhia no 3º trimestre de 2015:

- Valor de mercado de R\$ 53 Milhões
- Patrimônio Líquido de R\$ 678 Milhões
- Dívida Bruta de R\$ 91 Milhões
- Receita Líquida de R\$ 127 milhões
- Produção Anual de 3 milhões de barris de Petróleo
- 100 funcionários

Fonte: Bloomberg, e ANP

### **II.2.1 - Descrição dos Ativos - Campo de Polvo:**

O campo de Polvo localiza-se a aproximadamente 100 km a leste da cidade de Cabo Frio, (RJ) em lâmina d'água variando de 92 a 180 m, o que é considerada rasa, e um fator positivo, pois influencia positivamente nos custos de produção. Por outro lado, o óleo extraído tem API (grau de densidade) entre 18 e 23°, que é considerado de baixa qualidade, assim como da maioria dos campos localizados na Bacia de Campos.

A área do campo possuía inicialmente 70,6 km<sup>2</sup>, mas foi estendida para 134,19 km<sup>2</sup>, como decorrência da descoberta de novos poços. A área de desenvolvimento do campo de Polvo inclui a acumulações descobertas pela Petrobrás (1994) e descobertas feitas pela Devon Energy (2001 e 2004), quando a companhia era detentora do campo em parceria com a SK Oil and gas. Em 1º de julho de 2005, a Devon Energy submeteu à ANP a Declaração de



Comercialidade do campo. Existem quatro reservatórios produtores no campo de Polvo, atualmente três em produção. O campo atualmente produz 8 mil barris/dia.

### **II.2.2 - Campo de Bijupirá & Salema:**

Bijupirá e Salema, em realidade são juridicamente dois campos distintos de petróleo, mas que foram unitizados por possuírem reservatórios conectados. A produção é unificada, ou seja, usa-se apenas uma plataforma para a produção de ambos, os campos, o FPSO fluminense. Desde o início da produção de ambos os campos, sempre pertenceram aos mesmos proprietários, mesmo quando houveram fusões e aquisições, e como neste trabalho não temos a intenção de explorar o aspecto jurídico da exploração de petróleo, iremos considerar como um único campo.

O Campo de Bijupirá e Salema está localizado na costa do Estado do Rio de Janeiro, à aproximadamente 140 km a leste da cidade de Macaé e 80 km do campo de Polvo. O campo situa-se na região central da Bacia de Campos, em lâminas d'água na faixa de 450 a 650 metros, consideradas rasas, e ocupa uma área de 40 quilômetros quadrados. O óleo extraído tem API entre 29 e 31°, que é considerado de qualidade média.

O campo de Bijupirá e Salema foi descoberto pela Petrobras em janeiro de 1990. Iniciou sua produção em agosto de 1993, através de um projeto piloto de produção antecipada. Em maio de 2000 foi aprovado o processo de cessão de direitos do contrato de concessão para o consórcio formado pela Enterprise Oil, designada Operadora, Odebrecht Oil & Gas e Petrobras. O campo também foi da Shell que adquiriu 80% de participação da Enterprise Oil e Odebrecht, até ser adquirido pela Petro Rio em Jan/2015.

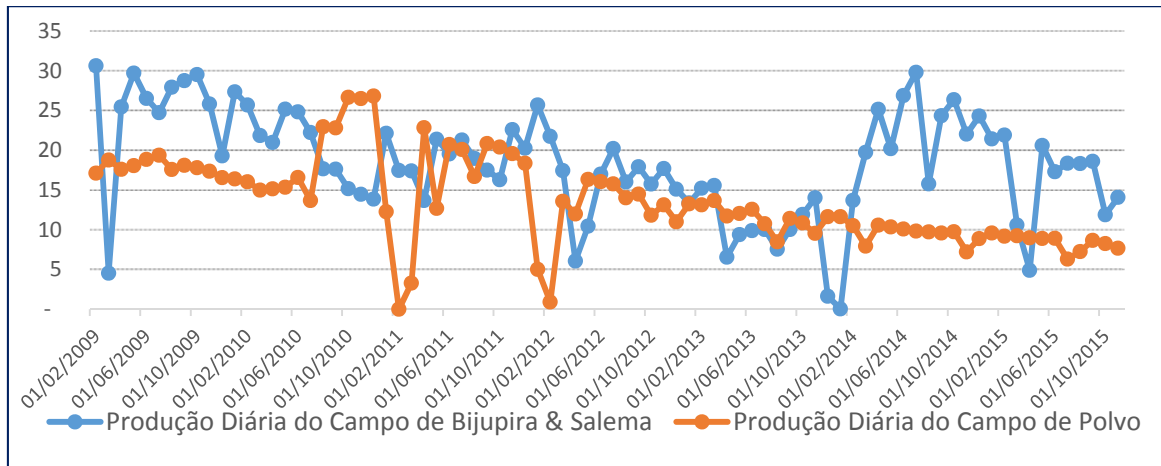
### II.2.3 - Detalhamento dos Ativos:

FIGURA 8 – DETALHAMENTO DOS CAMPOS DE BJSÁ

Características	Unidade	Polvo	Bijupirá e Salema
<b>Reservas e Produção</b>			
Reservas Provadas	Milhões de BOE	46	176
Produção Acumulada	Milhões de BOE	32	134
<b>Reservas Remanescentes</b>	<b>Milhões de BOE</b>	<b>14</b>	<b>20</b>
Produção Diária	Mil barris/dia	11	22
<b>Informações Técnicas</b>			
Qualidade do Óleo	Api	21	28 / 31
Lâmina D'Água	m	250	271 / 262
Área da Concessão	Km2	134	20,7 / 8,2
Poços Produtores			7
<b>Linha do Tempo</b>			
Descoberta do Campo	Ano	1994	1990
Declaração de Comercialidade	Ano	2005	-
Início da Produção	Ano	2007	2003
Ano de Abandono Previsto	Ano	2019	2021

Elaboração própria com base em dados divulgados pela empresa

GRÁFICO 4 – PRODUÇÃO DIÁRIA DOS CAMPOS DE POLVO E BJSJA (FEV/2009 – JAN/2015)



Elaboração própria com base em dados divulgados pela ANP

#### II.2.4 - Descrição das Demais Licenças

Em 30 de setembro de 2015 a Companhia participava das seguintes concessões nas bacias brasileiras e das seguintes Licenças nas bacias namibianas:

FIGURA 9 - DEMAIS LICENÇAS DA PETRO RIO

País	Bacia	Licença	Operador	% Petro Rio
Brasil	Espírito Santo	ES-T-400	Petro Rio	10%
Brasil	Recôncavo	REC-T-1-58	Petro Rio	10%
Namíbia	Orange	PEL -028	Petro Rio	77%
Namíbia	Orange	PEL -024	Kunene	86%
Namíbia	Orange	PEL -022	Orange	100%
Namíbia	Walvis	PEL -023	Petro Rio	86%

Elaboração própria com base em dados divulgados pela Petro Rio

Herdadas de outro momento estratégico da empresa, as atuais licenças acima, que excluem os campos de Polvo e de Bijupirá e Salema, atualmente são uma fonte de custo, sem previsão de gerar qualquer tipo de receita. A companhia já anunciou intensão de desinvestir 100% de todas as suas licenças na Namíbia, assim como fez com a venda de todas as suas

licenças da Bacia de Solimões, para a estatal de petróleo russa, a Rosneft. As demais licenças Brasileiras, no Recôncavo e no Espírito Santo, se mostraram infrutíferas até o momento, e assim que for terminado o programa exploratório mínimo exigido pela ANP, as áreas serão devolvidas para a União.

## **CAPÍTULO III - HISTÓRIA DA EMPRESA E ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DAS AÇÕES**

### **III.1 - Fundação e Abertura de Capital**

A HRT foi fundada por um grupo de geocientistas e engenheiros ex-funcionários da Petrobras e da ANP, liderada pelo ex-geólogo da Petrobras, Marcio Mello. Experientes, e em posições sênior, a administração possuía considerável conhecimento técnico e operacional em relação às bacias sedimentares do Brasil e da costa oeste da África.

Antes de fundar a HRT, os sócios fundaram em 2004 a IPEX, laboratório focado na prestação de serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos (“G&G”) para o setor de E&P, concentrando-se, principalmente, na América do Sul e na África.

Aproveitando a capacidade de interpretar e analisar dados sísmicos, geológicos, geoquímicos e geofísicos, investiram em direitos de exploração de blocos estrategicamente localizados em bacias no Brasil, em Solimões e na Namíbia. Áreas até então muito pouco exploradas, mas conhecidas por parte da equipe integrante da HRT, que atuaram e pesquisaram nas regiões.

A HRT levantou R\$478,9 milhões no final de 2009 por meio da realização de duas colocações privadas de ações, principalmente para financiar a compra de 51% de participação em cada um de 21 blocos de exploração na Bacia do Solimões e para financiar campanha exploratória na mesma. Em 21/10/2010 a companhia realizou abertura de capital na bolsa de valores, levantando R\$ 2,6 bilhões e chegando a um valor de mercado de R\$ 5,7 bilhões. É válido observar que apesar de alto, naquele momento este valor de mercado correspondia a 8% da OGX, de Eike Batista.

Em 2010, a HRT possuía um portfólio de blocos de exploração, que de 75.425 km<sup>2</sup>, compreendendo blocos *onshore* nas bacias do Solimões, Espírito Santo, Recôncavo e Rio do Peixe, no Brasil, e blocos *offshore* nas sub-bacias de Walvis e Orange, na Namíbia.

Em agosto de 2010, a DeGolyer & MacNaughton (“D&M”), líder mundial na avaliação de reservas para a indústria mundial de petróleo, avaliou, em valores líquidos, 1.532 milhões de barris de óleo equivalente em recursos prospectivos e 542 milhões em recursos contingentes dentro das porções geográficas desses ativos exploratórios.

### **III.1.1 - Tese de Investimento – Bacia de Solimões**

A Bacia do Solimões está localizada na região amazônica do Brasil e tem uma área de aproximadamente 480.000 km<sup>2</sup>. Até o ano de 2010, a Petrobras havia perfurado apenas 255 poços nessa bacia, dos quais 21 localizados dentro de blocos de exploração da HRT. Desses 21 poços, 11 resultaram em descobertas de óleo e gás natural alcançando uma taxa de sucesso de 52%. Esta taxa extremamente alta de sucesso, somada a falta de interesse das grandes petroleiras, com exceção da Petrobras, em investir no local, representavam aos olhos dos diretores da companhia uma oportunidade única. Entre as razões que inibiam as grandes empresas de Petróleo de investir no local, estavam insegurança com fatores ambientais, acesso logístico extremamente complicado e falta de infraestrutura local para aproveitamento de gás.

Até 2010, a Petrobras já havia descoberto 18 campos de óleo e gás natural e, produzido entre 1988 - 2010, mais de 210 milhões de barris de óleo leve no complexo petrolífero do pólo de Urucu, na bacia de Solimões. Em 31 de dezembro de 2009, as reservas provadas remanescentes nos ativos do Solimões da Petrobras foram estimadas em 198,13 milhões de barris de óleo e as reservas de gás natural em 3,14 trilhões de pés cúbicos (“tcf”) (cerca de 559,2 milhões de BOE), representando a maior reserva identificada de gás natural de qualquer bacia sedimentar brasileira, de acordo com a ANP.

Além disso, o óleo produzido na Bacia do Solimões é de excelente qualidade, com densidade específica entre 40 e 52 graus, comparado com o óleo da Bacia de Campos, que varia na faixa de 14 a 28 graus API. O óleo leve é comercializado a preços elevados e é de importância estratégica para o mercado brasileiro, tendo em vista que ele é utilizado para ser misturado com a produção brasileira de óleo predominantemente pesado. O óleo leve produzido internamente tem potencial para reduzir as importações de óleo leve dos países do Oriente Médio.

### III.1.1.1 - Detalhamento dos blocos de Solimões

Em junho de 2009, a HRT adquiriu 51% de participação de 21 blocos na Bacia do Solimões, se tornando parceira da Petra Energia, que passou a deter os demais 49% de participação nos blocos. Em agosto de 2010, adquiriu da Petra, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT passou a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passou a deter 45% dos referidos blocos.

Os blocos do Solimões cobriam uma área de aproximadamente 48.500 km<sup>2</sup> e detinham 11 acumulações com descobertas de hidrocarbonetos, que foram avaliadas pela D&M como 542 milhões de BOE de recursos contingentes, em valores líquidos. Além disso, a D&M avaliou em 430 milhões de BOE os recursos prospectivos, em valores líquidos, referente a participação de 55% nesses blocos, nos prospectos exploratórios em determinadas áreas de 16 dos 21 blocos. A D&M também identificou recursos de gás em reservatórios não convencionais em partes dos Blocos do Solimões, com um potencial entre 35 tcf (991 bilhões de m<sup>3</sup> ou 6,2 bilhões de BOE) e 175 tcf (4.955 bilhões de m<sup>3</sup> ou 31,2 bilhões de BOE) de gás de folhelhos (*shale gas*), que poderiam potencialmente representar uma fonte vasta e de longa duração para suprimento de gás natural.

Além dos prospectos exploratórios que foram avaliados pela D&M, os diretores acreditavam ainda que existia potencial significativo em parte dos blocos de exploração não abrangida pelo relatório da D&M, em função principalmente, de descobertas significativas da Petrobras em áreas adjacentes aos seus blocos de exploração.

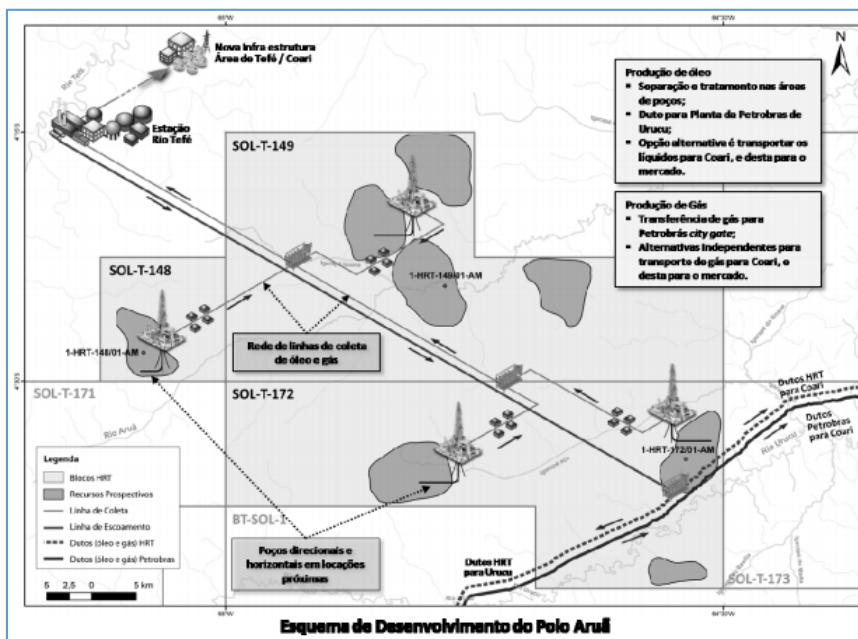
### III.1.1.2 - Estratégia Logística - Desenvolvimento dos Blocos do Solimões em Pólos

Contando com a experiência de sua equipe de geocientistas e engenheiros de perfuração e produção na exploração, produção e logística nas bacias brasileiras, com experiência específica na Bacia do Solimões adquirida durante sua atuação na Petrobras, a estratégia de curto prazo para desenvolver os Blocos do Solimões era agrupar seus blocos em pólos e começar a campanha exploratória perfurando poços em áreas que têm potencial de óleo e condensado.

Estes pólos visavam ter uma infraestrutura eficiente que buscasse maximizar a nossa produção de óleo e gás natural dentro de uma determinada área e reduzir os custos operacionais, bem como minimizar o impacto ambiental. Ao todo, seriam 7 Polos, que englobariam de 2 à 4 blocos de petróleo cada.

O plano de desenvolvimento dos polos contemplava a construção de um sistema de coleta para transportar a produção até uma unidade de separação, tratamento e estocagem às margens de um dos rios da região. Para a comercialização, após o tratamento do óleo/gás, as alternativas estudadas eram: (1) o uso de barcaças e transporte pelos rios da região até um terminal no Rio Solimões; (2) o uso da capacidade ociosa no oleoduto da Petrobras na região; (3) a construção de oleoduto próprio até um terminal no Rio Solimões, a um custo estimado entre US\$270,0 e US\$300,0 milhões;

**FIGURA 1 – EXEMPLO DO ESQUEMA DE DESENVOLVIMENTO DE POLOS EM SOLIMÕES**



Fonte: Prospecto de IPO da HRT

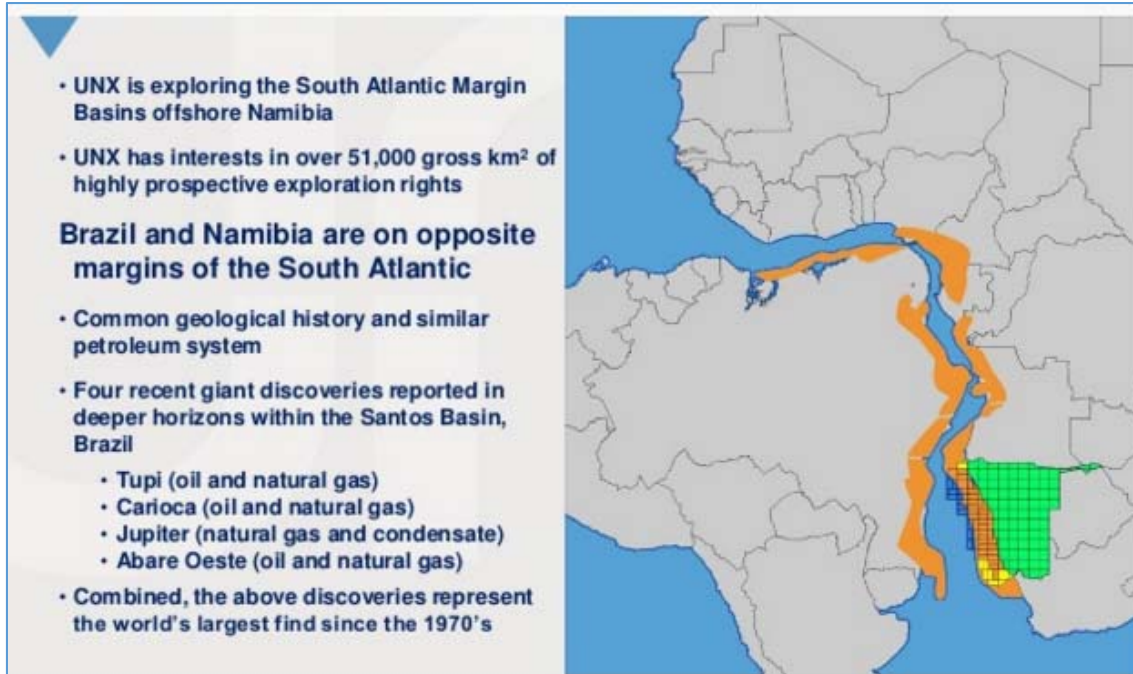


### III.1.2 - Tese de Investimento - Namíbia

A Namíbia está localizada no sudoeste da África e possui quatro sub-bacias sedimentares offshore: a Sub-Bacia de Namibe, a Sub-Bacia de Walvis, a Sub-Bacia de Lüderitz e a Sub-Bacia de Orange, cobrindo uma área extensa de 350.000 km<sup>2</sup>. A bacia sedimentar offshore da Namíbia permanece muito pouco explorada, mesmo até o momento presente. Até 2010, apenas oito poços exploratórios foram perfurados, primordialmente em profundidades marítimas menores que 500 metros e predominantemente nos anos 1990.

A tese da HRT se fundamentava na evolução tectônica e sedimentar dos continentes da América do Sul e Africano. Os sistemas petrolíferos da Namíbia são muito semelhantes aos seus análogos brasileiros, onde estão localizadas as recentes descobertas gigantes e super-gigantes do pré-sal, como Tupi, Iara e Júpiter. Segundo a companhia, estudos e análises das rochas e dos hidrocarbonetos da bacia sedimentar offshore da Namíbia indicam a presença de hidrocarbonetos mistos provenientes de rochas de origem lacustre e marinha que são análogas às rochas das bacias de Campos e Santos no Brasil. Adicionalmente, a companhia afirmava que “estudos por satélites haviam detectado a presença de manchas de óleo que demonstram que há óleo migrando da coluna sedimentar à superfície do oceano, o que constitui um forte indício da existência de um sistema petrolífero ativo”. Em vista dos baixos níveis de investimentos na região, o potencial dessas bacias permanecia e permanece inexplorado.

**Figura 2 – IMAGEM DA DERIVA CONTINENTAL QUE UNIFICAVA A NAMÍBIA COM A BACIA DE SANTOS**



Fonte: Apresentação para Investidores da UNX Corp.

### III.1.2.1 - Detalhamento dos Blocos - Namíbia

Em 2010, a companhia era operadora de cinco blocos de exploração na costa da Namíbia, cobrindo uma área de 26.815 km<sup>2</sup>. Detinha 100% de participação em dois blocos na Sub-Bacia de Walvis e 40% de participação em três blocos na Sub-Bacia de Orange, numa associação com a UNX Energy Corp., empresa canadense de E&P com ações negociadas na Bolsa de Valores de Toronto e a Acarus Investimentos, uma empresa privada da Namíbia. A UNX possui uma participação de 40% e a Acarus tem uma participação de 20% nos blocos da SubBacia de Orange.

Como resultado de estudos nos Blocos de Walvis, a D&M avaliou seis prospectos exploratórios em partes desses blocos, resultando em recursos prospectivos de 1,1 bilhão de

BOE (estimativa média). No momento do IPO, a companhia não possui qualquer previsão de reservas ou recursos para a Bacia de Orange.

O Plano de Negócios da HRT previa que as atividades de exploração nos Blocos da Namíbia teriam início mediante pesquisas de campanhas de levantamento sísmico em 3D na Sub-Bacia de Walvis, no período compreendido entre dezembro de 2010 a março de 2011. Investimentos no período de 2010 a 2014 estavam previstos em US\$342 milhões, em valores líquidos. Previa ainda, perfurar um poço até o início de 2012. Caso fossem descobertos recursos prospectivos de quantidades de óleo economicamente viáveis, seriam instaladas unidades flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSOs), com capacidade de produção de 100.000 a 200.000 barris por dia de petróleo (bpd) com poços de completação submarina. Seria utilizado ainda, um sistema piloto de produção similar ao que já foi utilizado na Bacia de Santos.

Os blocos de exploração na Sub-Bacia de Orange eram adjacentes à acumulação de hidrocarbonetos de Kudu em concessão para a Namcor em parceria com a Tullow Oil plc (uma das maiores empresas independentes de E&P da Europa), e com a Gazprom (uma empresa petrolífera estatal da Rússia). O Campo de Kudu foi descoberto em 1974 e continha reservas provadas de 1,4 tcf (39,6 bilhões de m<sup>3</sup> ou 249,3 milhões de BOE) de gás natural. O plano de exploração para os Blocos de Orange incluía a aquisição de dados sísmicos 2D e 3D, reprocessamento sísmico, identificação de prospectos exploratórios, seguido por avaliação no último trimestre de 2011 e uma pesquisa adicional de campanha de levantamento sísmico em 3D ao final de 2013. Nos anos seguintes, seriam perfurados dois poços para testar os prospectos exploratórios potenciais.

### **III.2 -Período de 2011-2013 – Uma série de fracassos**

No período 2011 – 2013, a HRT experimentou uma série de fracassos em seu processo de exploração e desenvolvimento dos campos de Solimões e Namíbia que culminaram na renúncia do presidente e fundador Marcio Mello, assim como da maioria dos membros do conselho de administração da HRT. Os resultados apresentados até o momento não haviam sido satisfatórios, comparados as promessas que a companhia e seus administradores haviam feito ao longo de 2 anos de apresentações para investidores e o mercado em geral.

No período foram feitas 3 perfurações nos blocos localizados na Namíbia e 6 perfurações nos blocos localizados em Solimões, sem que a companhia tivesse sido capaz de encontrar qualquer poço com volumes comerciais economicamente viáveis. Em outras palavras, a HRT não conseguiu transformar um único recurso, ao qual anunciava ter em bilhões de barris, em reserva provada, o que confirmaria o potencial prometido pela empresa. Nenhum dos blocos (ou licenças) que a companhia possuía (25 ao todo) foi transformado em campo de produção. Os custos com perfurações foram altíssimos e consumiram o caixa que a companhia havia levantado em IPO e vendas privadas de ações. Entre o período de 2010 e 2013, a conta “Caixa e Equivalentes”, do balanço patrimonial da companhia reduziu-se de R\$ 2.400 milhões, para R\$ 400 milhões no 4T13.

Após 3 anos passados do IPO e 4 anos após a primeira rodada de investimento feita para a HRT, a companhia não possuía qualquer fonte de receita, uma vez que não possuía ativos produtivos, mas também não possuía qualquer perspectiva futura de possuir campos em produção, uma vez que haviam sido investidos milhões em perfurações nas áreas mais prováveis de se encontrar acumulações de hidrocarbonetos.

Entre os principais impedimentos que houveram para que a HRT trilhasse o caminho que prometia para seus investidores podemos listar na Namíbia e Solimões:

- Foram encontrados 5 poços secos / em volume subcomercial na Bacia de Solimões e na Namíbia;
- Em Solimões, duas licenças foram devolvidas em função de resultados insatisfatórios apresentados em sísmicas;
- Foi encontrado óleo, em volume comercial em dois poços, no entanto, mais de 90% de gás, que tem altos custos de transporte e no caso inviável para a HRT;
- Outras empresas que também atuavam na Namíbia encontraram poços secos, aumentando o temor do mercado de que jamais seria encontrado petróleo no país;
- Os altos custos de perfurações levaram a companhia a uma trajetória de falta de liquidez, interrompida pelo cancelamento de todos os projetos;

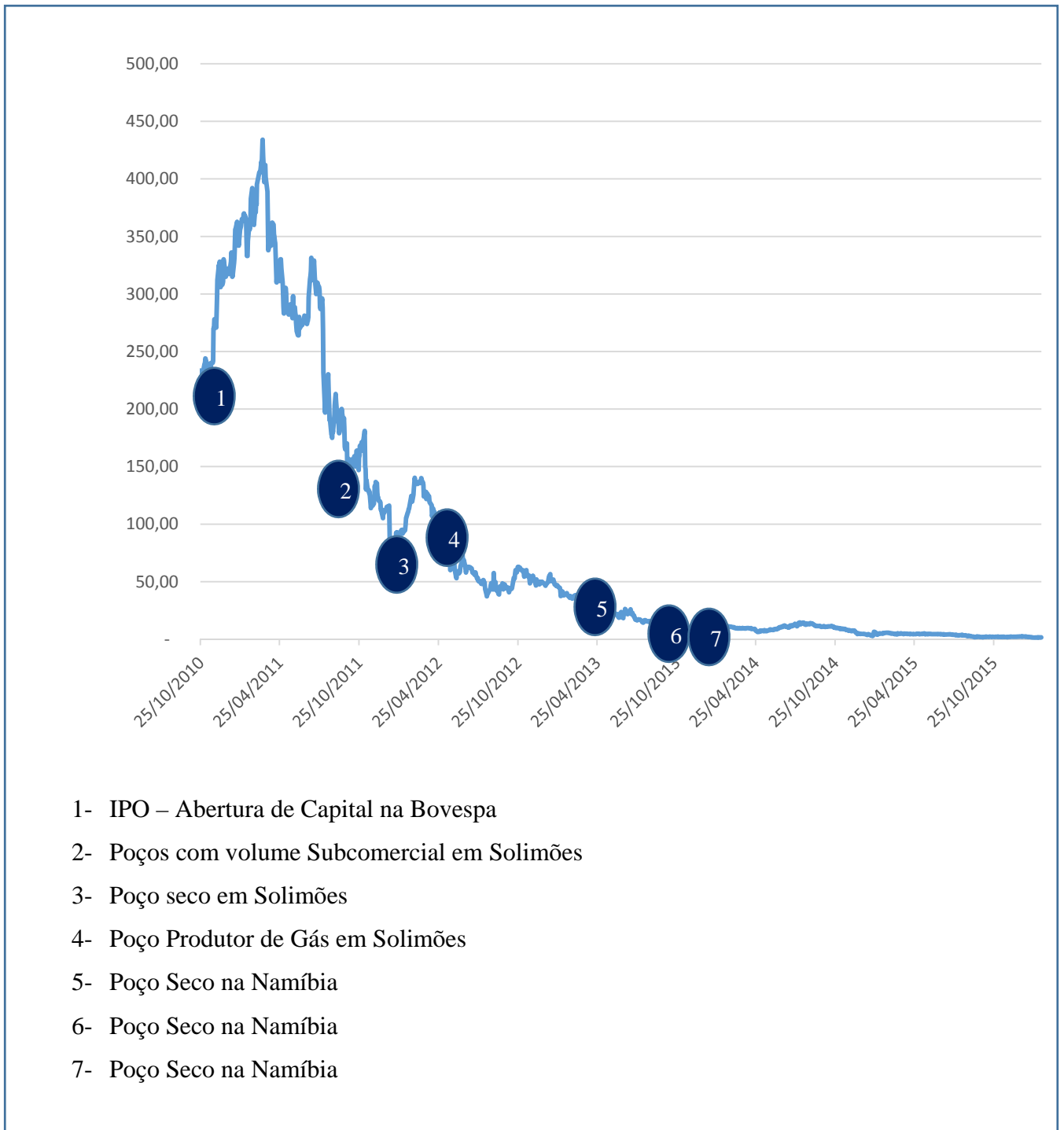
Fonte: HRT (2010)

Cabe destacar, no entanto, que no período, ou mesmo até hoje, as hipóteses apresentadas nas teses de IPO da HRT ainda não foram eliminadas, sendo as áreas de Solimões e Namíbia de alto potencial de geração de óleo. Ocorre que o mercado em geral

desacreditou totalmente a companhia após os primeiros fracassos, em parte porque os próprios administradores também não esperavam estes insucessos. Se a companhia tivesse seguido a mesma trajetória ao longo de todo 2013 e 2014, que seguiram em 2011 e 2012, a companhia teria ido à falência por falta de liquidez.

O valor das ações da HRT naturalmente acompanhou a descença do mercado e dos investidores que após os primeiros insucessos começaram a se desfazer das ações realizando prejuízos milionários. No período entre Jan/2011- Dez/2013 as ações da HRT haviam se desvalorizado em cerca de 95% e o valor de mercado da companhia havia reduzido de R\$ 7,3 bilhões para 0,2 bilhões. Na tabela abaixo podemos observar o comportamento das ações foi durante o alinhado com os fatos relevantes que a empresa divulgou, referentes a suas licenças de óleo e gás.

Gráfico 5 – Evolução do Valor das Ações e Fatos Relevantes Divulgados pela Empresa



Fonte: HRT e Bloomberg

Nesta tabela abaixo podemos observar os resultados obtidos pela HRT em cada uma de suas licenças nas Bacias de Solimões e Namíbia.

Figura 10 – Resultados Obtidos pela HRT na exploração de licenças

Bacia	Bloco	Resultado
<b>Brasil</b>		
Solimões	SOL-T - 219	Devolvidos para União
Solimões	SOL-T - 220	Devolvidos para União
Solimões	SOL-T - 169	Descoberta Não Comercial
Solimões	SOL-T - 168	-
Solimões	SOL-T - 219	-
Solimões	SOL-T - 170	Poço Seco
Solimões	SOL-T - 191	Descoberta Não Comercial
Solimões	SOL-T - 148	-
Solimões	SOL-T - 149	-
Solimões	SOL-T - 172	Perfurado
Solimões	SOL-T - 194	Descoberta Não Comercial
Solimões	SOL-T - 195	-
Solimões	SOL-T - 174	-
Solimões	SOL-T - 192	Descoberta Não Comercial
Solimões	SOL-T - 196	-
Solimões	SOL-T - 197	-
Solimões	SOL-T - 214	-
Solimões	SOL-T - 215	-
Solimões	SOL-T - 216	-
Solimões	SOL-T - 217	-
Solimões	SOL-T - 218	-
<b>Namíbia</b>		
Walvis	PEL 23	Poço Seco / Volume Subcomercial
Walvis	PEL 24	Poço Seco
Orange	PEL 28	-

Fonte: HRT

Onde: as licenças sem resultado, não foram perfuradas por falta de indícios relevantes, ou mesmo falta de caixa da companhia para arcar com as perfurações.

### III.3 - Exageros expostos – Comparação com a OGX

No período entre 2010 a 2013 o Brasil sofreu uma onda conhecida como tsunami monetário. A valorização do preço das commodities, aliada a capitais que buscavam remuneração acima da média inflou a bolsa brasileira que alcançou a casa de 70.000 pontos, algo inédito até então. Diversas empresas se aproveitaram deste momento e viram suas ações se valorizarem para patamares que não representavam o valor justo de suas ações. Neste período se destacou a figura do grupo EBX que liderado por Eike Batista, lançou uma série de grandes projetos de infraestrutura, como mineração, logística e óleo e gás. A mais emblemática de suas empresas foi a OGX, que em Dez/2010 alcançou valor de mercado de R\$ 64 bilhões sob a promessa de ser não apenas uma das maiores produtoras a nível nacional, mas mundial.

Esta promessa feita por Eike Batista não se confirmou, uma vez que a companhia tinha concessões em áreas que já haviam sido exploradas pela Petrobras e devolvidas para a união. No entanto, devido em parte ao amorismo do mercado brasileiro de petróleo e gás, este fato passou em branco e os investidores confiaram nas promessas de Eike investindo bilhões de reais em ações com pouco ou nenhum valor intrínseco e vendo seu capital se desvalorizar largamente.

A história da HRT não falta em semelhanças com a história da OGX. A empresa também foi fortemente beneficiada pelo “tsunami monetário” que atingiu o Brasil e as promessas feitas pelos diretores da HRT, notadamente Marcio Mello, o CEO da companhia, não destoaram em nível de impossibilidade de cumprimento. Em entrevista feita em Ago/2010, para o site “Querer Empreender”, Marcio Mello afirmou de maneira contundente que a companhia estaria produzindo 100 mil barris/dia de petróleo até o ano 2014. Se a companhia não possuía qualquer reserva provada até o momento, esta promessa poderia ser somente uma suposição.

No entanto, na mente dos diretores da HRT, aparentemente as descobertas já eram um fato e não uma suposição. Prova de como os diretores da HRT estavam convictos de algo que não era real, foram as aquisições de ativos de grande porte, que não estavam de acordo com o perfil da companhia. Abaixo uma lista extravagante de ativos que a companhia adquiriu, em um momento em que ela sequer possuía ativos operacionais:



- Quatro sondas de perfuração helitransportáveis de alto custo, que normalmente são alugadas de empresas especializadas para fazer perfurações;
- Quatro guindastes de suporte para montagem das sondas;
- Empresa de logística aérea detentora de quatro aeronaves de médio porte e 6 helicópteros;
- Outros 8 helicópteros para transporte;

### III.4 - Mudança de Perfil e Cultura

Em jan/2013, após sucessivo insucesso a companhia anunciou para o mercado e seus acionistas estar iniciando programa de desinvestimento estratégicos de ativos que não estariam mais correspondendo ao perfil de empresa.

Uma série de reviravoltas tomaram conta da empresa a partir daquele momento tendo seu ápice no dia 23/12/2013, quando o conselho de administração da companhia enviou uma carta para a diretoria anunciando a renúncia de todos os seus membros, 30 dias após a companhia divulgar para o mercado que havia encontrado um novo poço seco em sua 3ª tentativa de exploração na Namíbia.

Neste momento o então CEO da companhia Marcio Mello havia também renunciado, dando espaço para que uma nova companhia surgisse a partir daquele momento. Ao contrário da OGX que estava endividada em mais de R\$ 12 bilhões a HRT não possuía dívidas, apesar de que seu caixa estava em uma forte trajetória decrescente.

Para resolver a questão de que a companhia não possuía qualquer fonte de receita a companhia adquiriu o campo de Polvo, na Bacia de Campos da British Petroleum, o que foi o início de uma nova estratégia corporativa para a companhia. A aquisição de campos de petróleo de empresas de grande porte, já em estágio de maturidade. A companhia também adquiriu o campo de BJSA e já afirmou que está em processo de aquisição de outros campos em estágio de maturidade avançada. A companhia desinvestiu de suas licenças arriscadas de Solimões, passando 100% do projeto para a estatal russa Rosneft. A companhia já anunciou tentativa de desinvestir da Namíbia aguardando possibilidades de *farm-out*. A companhia

também se desfez de seu laboratório IPEX, assim como de sua empresa de transporte aéreo e busca até o momento compradores para parte de seus ativos que ainda não foram vendidos.

### III.5 - Análise Comparativa das Antes / Depois

Nesta etapa do trabalho visando entender o comportamento das ações da HRT iremos expor uma foto com as principais características das empresas, nas datas 01/01/2010 e 31/09/2015, buscando analisar através de múltiplos as companhias e indicar valores que poderiam justificar o valor das ações.

TABELA 11 - ANÁLISE COMPARATIVA DA HRT EM DEZ/2010 E SET/2015

		HRT (31/12/2010)	Petro Rio (31/09/2015)
<b>Valor de Mercado e Enterprise Value</b>			
Valor de Mercado	RS MM	7.344	52
(+) Dívida Líquida	RS MM	-	91
(-) Caixa e Equivalentes	RS MM	2.426	417
= Enterprise Value	RS MM	4.918	-274
<b>Informações Financeiras (12 Meses)</b>			
Receita Líquida	RS MM	-	445
EBITDAX	RS MM	-	48
Lucro Líquido	RS MM	-14	-302
Patrimônio Líquido	RS MM	2.660	678
Fluxo de Caixa Operarional	RS MM	-2.199	-83
Fluxo de Caixa Livre	RS MM	-2.235	-86
<b>Reservas / Recursos / Produção Diária</b>			
Reservas Provadas (1P)	MM BOE	-	14
Reservas Prováveis (2P)	MM BOE	-	8
Reservas Possíveis (3P)	MM BOE	-	11
Recursos Contingentes	MM BOE	524	-
Recursos Prospectivos	MM BOE	1.532	-
Produção Diária	Mil BOE	-	11
<b>Múltiplos</b>			
Valor de Mercado / Reservas		-	1,58
Valor de Mercado / Reservas + Recursos		3,57	1,58
Valor de Mercado / Produção Diária		-	4,73
Valor de Mercado / Patrimônio Líquido		2,76	0,08
Valor de Mercado / EBITDAX		-	1,08

### III.6 - Imaturidade do Mercado Brasileiro de E&P

Como já mencionado neste trabalho, até o final da década de noventa a exploração de petróleo e gás natural no Brasil era prerrogativa exclusiva da empresa estatal Petrobras. Desde a abertura do país para que empresas privadas praticassem atividades de E&P, uma série de empresas estrangeiras de grande porte se instalaram no país, tal como Shell, British Petroleum, Repsol, etc. No entanto, até o momento ainda não surgiram empresas privadas nacionais de grande porte, estando a produção concentrada na Petrobras (82%), empresas estrangeiras (16%), empresas nacionais (menos de 2%) (ANP, Dez/2015). Justificamos o fato acima citado pelo fato de que a atividade de E&P é extremamente complexa, demorada e arriscada, sendo um horizonte de 15 anos um período extremamente curto para o surgimento de uma indústria nacional de grande porte.

Nos E.U.A, país onde nunca existiu monopólio na exploração de Óleo e Gás, e a legislação contribui fortemente para investimentos no setor, existem milhares de empresas de E&P, sendo mais de 300 listadas nos mercados de ações (Bolsa de Nova York e Nasdaq). Entre as diversas razões que podemos citar para o grande desenvolvimento do mercado de E&P, apontamos aqui o desenvolvimento em larga escala de mecanismos de financiamento das atividades de exploração e produção. Entre estes mecanismos, se destaca uma indústria de capital de risco, que compreende fundos de investimentos chamados de *Venture Capital* (Capital de Risco) e *Private Equity* (Empresas Privadas). O país também conta com uma gama de firmas especializadas em *valuation* de petróleo e gás e bancos de investimentos e comerciais contam com especialistas no assunto, que compreendem desde a parte técnica até mesmo a contábil e tributária.

Nos Brasil, existem atualmente menos de 50 empresas de *upstream* em produção, sendo 4 listadas no mercado de ações (BOVESPA). No que tange ao financiamento de atividades E&P, a indústria de *private equity e venture capital* é praticamente inexistente, com raras exceções. Empresas de E&P que buscam financiamento para suas atividades são obrigadas a contar com bancos, que cobram caros empréstimos, e exigem garantias que frequentemente são inviáveis para empresas de pequeno porte.

O cenário descrito acima explicita as razões da inexperiência do mercado brasileiro em avaliar empresas de exploração e produção. A história da HRT pós IPO não poderia ter ocorrido em um país onde houvesse uma grande quantidade de firmas especializadas no

assunto, pois o preço das ações iria se corrigir de maneira muito mais eficaz, sem grandes surpresas para investidores.

## CONCLUSÃO

Avaliar empresas de Petróleo e Gás, especialmente no que se refere a companhias de *upstream*, é uma atividade complexa, exige conhecimento técnico do setor e também informações precisas que deem substância ao modelo de avaliação que se está construindo.

Modelos simplistas que se resumam a aplicar as mesmas fórmulas para empresas de diversos setores podem não ser aplicáveis a empresas de exploração e produção. Isso ocorre porque empresas de E&P estão expostas a riscos particulares de suas atividades, como por exemplo o risco geológico e ambiental, sem mencionarmos as particularidades contábeis e tributárias. Empresas de setores generalistas como serviços, indústria e comércio, não são comparáveis, no que se refere à avaliação por *valuation*.

Não é necessário ser um geólogo ou engenheiro de petróleo para avaliar empresas de E&P. No entanto, alguns conhecimentos são indispensáveis, além do próprio conhecimento de *valuation*, evidentemente. São estes: Compreensão dos conceitos de reservas e recursos; Aspectos técnicos de E&P como características dos campos (qualidade do óleo, Profundidade da Lâmina d'água); Mercados futuros de *commodities* e *trading*. Analistas que desconhecem estes conceitos básicos deverão evitar fazer análises de *valuation*, pois poderão estar comprometendo patrimônio de terceiros que confiarem nas previsões associadas ao modelo.

A Petro Rio foi avaliada em mais de R\$ 10 bilhões, ainda em estágio pré-operacional, ou seja, sem qualquer fonte de receita. Para que este valor de mercado fosse justificável, seria necessário que a companhia detivesse campos com reservas provadas e certificadas, pois dessa forma haveria um alto grau de previsibilidade das receitas futuras da companhia que possivelmente justificariam este valor. No entanto a companhia contava unicamente com recursos contingentes, sendo estes em áreas praticamente inexploradas. Atualmente, após uma drástica queda nas ações, a Petro Rio está avaliada em R\$ 50 milhões (3T15).

Diversos fatores influenciaram positivamente as ações da HRT, contribuindo para esta exagerada supervalorização. Destacamos aqui o momento similar vivido pela OGX, que tanto valorização superior como *crash* maior; o fluxo de capitais externos que inundou o mercado brasileiro em 2010 – 2012, levando a uma forte valorização da bolsa; O alto preço do petróleo, que chegou a USD 120 em 2012. No entanto entre todas as razões, acreditamos que

a de maior relevância é a falta de tradição de investimentos em óleo e gás do mercado brasileiro.

O exemplo da empresa HRT Participações, assim como da OGX comprovam que ainda não existe uma maturidade no mercado de investimentos brasileiro para que empresas em estágio inicial de E&P possam lançar ações e captar recursos. Esta falta de maturidade está associada a não existência de uma tradição de investimentos em empresas de E&P, justificada em parte pelo monopólio estatal da atividade de E&P que durou até o final da década de noventa. Não há tradição no mercado financeiro nacional, ou mesmo em instituições públicas, de que existam áreas voltadas para avaliação de empresas de E&P.

Neste sentido, é importante que o caso da HRT e OGX sirva de lição sobre a necessidade de capacitação de especialistas em *valuation* de ativos do setor de óleo e gás. Não será possível que o país desenvolva mecanismos fortes de financiamento para atividades de E&P, sem que hajam indivíduos capacitados para análises financeiras precisas. Esta é certamente uma grande barreira para o desenvolvimento de uma indústria de óleo e gás nacional de grande porte.

Sugerimos ainda a intensificação acadêmica dos estudos e pesquisas referentes à análise econômico-financeira para óleo e gás. É importante também que especialistas técnicos do setor, como geólogos e engenheiros estudem finanças na universidade, para poder futuramente intercambiar com analistas financeiros e participar dos processos de modelagem do fluxo de caixa. Ressalta-se que normalmente as premissas que compõe um *valuation* são normalmente fornecidas por pessoas técnicas, como exemplo: Reservas provadas; Produção diária; custo de abandono do campo; etc. Portanto uma pessoa técnica com conhecimento de finanças sempre terá instinto mais aguçado para avaliar se o modelo está traduzindo a realidade econômica do projeto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy. 2013. Disponível em <http://www.bp.com/statisticalreview>; Acesso em: 05 de Janeiro de 2016.

BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy. 2014. Disponível em <http://www.bp.com/statisticalreview>; Acesso em: 05 de Janeiro de 2016

COSTA, L. G. T. A; COSTA L. R. T. A; ALVIM, M. A, Valuation: manual de avaliação e reestruturação econômica de empresas. São Paulo: Atlas 2010.

DAMODARAN, A. Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Tradução Carlos Henrique Trieschmann e Ronaldo de Almeida Rego. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1997.

FRANCO, Lustosa, Clara. VALUATION POR MÚLTIPLOS: UM ESTUDO DE CASO DO SETOR DE ADMINISTRADORAS DE SHOPPING CENTERS 2015. Monografia (Engenharia de Produção), UFRJ, Rio de Janeiro, 2015

Howard, Alex W. and Harp, Alan B.; Oil and Gas Valuations, Business Valuation Review, Vol. 28, No. 1, 2009 American Society of Appraisers, p. 32

IPEA [Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada]. Perspectivas de Desenvolvimento do Setor de Petróleo e Gás. Brasília: Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, 2013.

KOLLER, Tim; GOEDHART. Marc; WESSELS. David. **Valuation. Nova Jersey. Editora John Wiley & Sons, Inc**

LUCENA, B.R.D; Lustosa, L,J. ABORDAGEM BAYESIANA PARA AVALIAÇÃO DO RISCO GEOLÓGICO NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS. XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Foz do Iguaçu.

MELLO, Marcio. Ventura, Victor. 05 de Agosto de 2010. Entrevista Online. Querer Empreender. Disponível em: <http://quererempreender.blogspot.com.br/2010/08/entrevista-com-marcio-mello-dono-da-hrt.html>

Richardson, S., I. Tuna, and P. Wysocki, “Accounting Anomalies and Fundamental Analysis: A Review of Recent Research Advances,” Journal of Accounting and Economics 2010

SALIBA, R. V. Aplicação de modelos de avaliação por múltiplos no Brasil. 2005. 62 f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2005

**Sites da Internet:**

Agência Internacional de Energia. Dados referentes a reservas, produção, consumo e estoque de petróleo mundial.

[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld\\_Statistics\\_2015.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf)

ANP Regulamento de classificação de reservas e recursos. Disponível em:

[www.anp.gov.br/?dw=66787](http://www.anp.gov.br/?dw=66787)

British Petroleum Statistical Review. Disponível em:

<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Demonstrações Financeiras da Petro Rio. Disponível em:

[http://ri.petroriosa.com.br/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=31881](http://ri.petroriosa.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=31881)

Relatórios Anuais *Berkshire Hathaway*. Empresa de Warren Buffet. Disponível em:

[www.bershirehataway.com](http://www.bershirehataway.com)

Society of Petroleum Engineers

<http://www.spe.org/>