



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
FACULDADE DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

MANOEL CARVALHO GONTIJO DOS SANTOS

**O CONCEITO DE RESERVAS E O IMPACTO DOS PREÇOS NA OFERTA DE
PETRÓLEO**

SALVADOR

2017

MANOEL CARVALHO GONTIJO DOS SANTOS

**O CONCEITO DE RESERVAS E O IMPACTO DOS PREÇOS NA OFERTA DE
PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Área de Concentração: Economia da Energia.

Orientador: Prof. Dr. André G. Ghirardi

SALVADOR

2017

MANOEL CARVALHO GONTIJO DOS SANTOS

**O CONCEITO DE RESERVA E O IMPACTO DOS PREÇOS NA OFERTA DE
PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Ciências Econômicas da Universidade Federal da Bahia requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Aprovada em de de 2017.

Banca Examinadora

Prof. Dr. André Garcez Ghirardi
Universidade Federal da Bahia – UFBA

Prof. Dr. Gervásio Ferreira dos Santos
Universidade Federal da Bahia – UFBA

Prof.^a Dr.^a Gisele Ferreira Tiryaki
Universidade Federal da Bahia – UFBA

RESUMO

Objetiva-se com esta monografia ilustrar como o conceito de reservas, enquanto conceito econômico, diferente do conceito de recursos, que é um conceito físico/geológico, relaciona os volumes de petrolíferos disponíveis para produção aos preços de mercado. Portanto, a oscilação dos preços no mercado mundial pode causar mudanças significantes no nível de reservas. Para isso apresenta-se: revisão dos conceitos formais de recursos e reservas de petróleo; detalhamento dos fatores técnicos que condicionam um e outro e; critérios econômicos adotados mundialmente para delimitar reservas de petróleo. A partir destes conceitos, apresenta-se o efeito recente da oscilação do preço do petróleo sobre as reservas registradas da Petróleo Brasileiro S.A. Apresenta-se também a curva estilizada de oferta de petróleo sob as atuais condições de mercado, comparando com a expectativa teórica de tendência ascendente.

Palavras chaves: Economia do Petróleo. Recursos petrolíferos. Reservas petrolíferas. Oferta de petróleo.

ABSTRACT

The objective of this paper is to illustrate how the concept of reserves, as an economic concept, which differs from the concept of resources, which is a physical/geological concept, relates the volumes of petroleum available for production with the market prices. Therefore, the fluctuation of the prices in the global market may cause significant changes in the reserve volumes. Thereunto, it is presented: revision of the formal concepts of resources and reserves; the technical factors which determine both definitions and; economic criteria fostered globally to delimitate oil reserves. From these concepts, it is presented the effects of the recent oil prices fluctuations over the proved reserves of Petrobras. It is also presented a supply curve under current market conditions, in comparison to the theoretical expectations of upward trend.

Key words: Oil Economics. Petroleum resources. Petroleum reserves. Oil supply.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação Gráfica do Sistema de Classificação de Recursos Petrolíferos (SPE-ANP)	16
Figura 2 – Árvore de Decisão	21
Figura 3 – Subclassificação de projetos	23
Figura 4 – Preço de equilíbrio	28
Figura 5 – Alterações nas Reservas Provadas da Petrobras em 2015 (mmboe)	32

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Oferta, Demanda e excedente de petróleo	30
Gráfico 2 – Preço do <i>Brent</i> 2014 – 2016	31
Gráfico 3 – Reservas Provadas e preço do <i>Brent</i>	33

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
	1.1 A RELAÇÃO ENTRE RESERVA E PREÇOS	9
2	CONCEITOS BÁSICOS DE RECURSOS E RESERVAS PETROLÍFEROS	12
	2.1 DEFINIÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS	13
	2.2 CRITÉRIOS DE REGISTRO CONTÁBIL	18
3	A RELAÇÃO DA RESERVA E OFERTA: DECISÃO DE INVESTIMENTO	21
	3.1 VIABILIDADE DE PROJETOS (<i>break even</i>), A RESPOSTA DA OFERTA A PREÇOS	24
	3.2 CURVA ESTILIZADA DE OFERTA	26
4	EXEMPLO: DINÂMICA RECENTE DO MERCADO DE PETRÓLEO	29
	4.1 O MOVIMENTO DE PREÇOS (<i>BRENT</i>) 2014 – 2016	30
	4.2 O EFEITO NO NÍVEL DE RESERVAS NA PETROBRAS	31
5	CONCLUSÃO	34
	REFERÊNCIAS	

1 INTRODUÇÃO

1.1 A RELAÇÃO ENTRE RESERVA E PREÇOS

A situação do Brasil dentro do mundo do petróleo, em específico no segmento do *upstream*, é de grande potencial. Após a declaração da grande descoberta do pré-sal em 2007, e a sua posterior delimitação, em uma área que se estende pelas duas bacias sedimentares que mais produzem no país, Bacia de Santos e Bacia de Campos¹, o país vem ocupando um lugar de destaque dentro das análises de mercado como um importante produtor potencial. Sendo a Petrobras a empresa responsável pela descoberta das várias acumulações de petrolíferos no pré-sal, inclusive de gigantes como Lula e Libra, além de ser a principal empresa operadora do país, com mais de 80% das operações na Bacia de Campos e 100%² na de Santos, as perspectivas desse vultoso volume, estão atreladas às da companhia e apontam para prognósticos de sucesso. O pré-sal é um símbolo de potencial riqueza incontestável.

Todavia, após 2014, a maior empresa brasileira registrou seguidas quedas anuais no volume das suas reservas, em clara oposição às expectativas aventadas após 2007. As recentes reduções das reservas da Petrobras após várias descobertas de grande importância parecem estar em contradição, o que levanta a pergunta: “por que, apesar do grande volume de petróleo descoberto recentemente no Brasil, as reservas da Petrobras caíram no período de 2014 a 2015? ”. A resposta para tal pergunta parte de alguns conceitos básicos da economia do petróleo, mais especificamente da diferença conceitual entre reserva e recurso petrolíferos e da importância destes para a oferta de petróleo.

A oferta mundial de petróleo tem a sua expansão necessariamente atrelada a incorporação de novas jazidas que são descobertas com o avanço da atividade de exploração, e/ou através da aplicação de novas técnicas de produção. Por ser uma atividade extrativa, é primordial para a atividade petroleira que novas descobertas aconteçam a fim de fazer frente à evolução da demanda e à consequente exaustão das acumulações existentes. No entanto, nem todas as descobertas apresentam sentido comercial, ou seja, são viáveis economicamente ao longo do período de extração planejado. Existem descobertas que são mais rentáveis do que outras e existem aquelas que não são rentáveis.

¹ A Bacia de Campos e de Santos já haviam sido consideradas como grande potencial (*hot spot*) por instituições estrangeiras desde 2000 (USGS, 2003).

² Cálculos próprios a partir de dados de Produção Por Campo em 2015 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2016).

A indústria do petróleo se caracteriza por ter custos médios crescentes. Em média a atividade das firmas passa das áreas mais acessíveis e produtivas para outras de mais difícil acesso e menor produtividade. Com uma dada quantidade de áreas descobertas, a oferta de petróleo tem incrementos de volume ao incorporar poços de produção de petróleo que geralmente apresentam menor rentabilidade em relação a aqueles que já estão em produção. A incorporação de tais poços vem atrelada a alguma contingência que representa um custo maior para que tal unidade entre em produção. Somente a partir de certo nível de preços, em um dado estado da arte, certas áreas têm sentido econômico, logo, podem ser produzidas.

Na Economia de Recursos Minerais, reserva e recurso, são dois conceitos primordiais para avaliar uma jazida e o seu potencial. Recursos petrolíferos são a ocorrência natural na crosta terrestre de um volume estimado de hidrocarbonetos (PETROLEUM, 2007), podendo ser classificados como conhecidos ou “a serem descobertos”. Ou seja, recurso é um conceito geológico, expressando a quantidade fisicamente presente de hidrocarbonetos em uma acumulação em certas circunstâncias geológicas; o seu volume correspondente irá se alterar por prospecções adicionais ou pela extração do petróleo existente.

O conceito de reserva estabelece o vínculo entre o preço praticado e o volume de recursos existentes disponíveis para ser ofertado ao mercado. Na Economia do Petróleo, o conceito de reservas provadas é uma das principais métricas utilizadas para comparar as empresas ao longo do tempo, determinantes do valor dos ativos no segmento. Reserva é um determinado volume de recursos cuja produção é comercialmente viável face à tecnologia disponível e aos preços praticados no mercado. Isso significa, que nem todo recurso representa uma reserva. O volume de recursos se altera devido a novas descobertas e pela extração; para as reservas, a variação do volume depende dos fatores anteriores e das condições de comercialização.

Para que uma parcela do volume de um reservatório³ seja considerada como reserva, certas condições comerciais têm que ser satisfeitas, como os preços e a tecnologia disponível a ser alocada. Esta última, a tecnologia disponível para produção, tem ciclos de vida útil longos, da ordem de anos ou mesmo décadas. O preço por sua vez, oscila a todo momento sob a influência da grande diversidade de fatores que atuam sobre o mercado de petróleo. Os preços e, em específico, o preço do petróleo, tendo como referência mundial (*benchmark*) o *Brent*, é

³ Rocha Reservatório: “2. Rocha porosa e permeável, portadora de hidrocarbonetos.” (FERNÁNDEZ; PEDROSA JUNIOR; PINHO, 2009, p. 417).

a principal variável que desloca a fronteira de economicidade dos diferentes projetos de Exploração e Produção (E&P) dentro da indústria petrolífera.

O objetivo deste trabalho é ilustrar a maneira pela qual o conceito de reservas relaciona os volumes disponíveis para produção aos preços de mercado⁴ e dessa forma responder à pergunta colocada anteriormente: “por que, apesar do grande volume de petróleo descoberto recentemente no Brasil, as reservas da Petrobras caíram no período de 2014 a 2015? ”. Para isso apresenta-se: revisão dos conceitos formais de recursos e reservas de petróleo; detalhamento dos fatores técnicos que condicionam um e outro e; critérios econômicos adotados mundialmente para delimitar reservas de petróleo. Com base nesses conceitos, apresenta-se o efeito recente da oscilação do preço do petróleo sobre as reservas da Petrobras. Apresenta-se também a curva estilizada de oferta de petróleo sob as atuais condições de mercado, comparando com a expectativa teórica de tendência ascendente.

⁴ Dentro do mundo do petróleo existem outros fatores que influem sobre as decisões de investimento e produção das companhias. São fatores de ordem social, institucional, legal, ambiental e política (nacional e internacional). Isso decorre das propriedades físico/químicas do petróleo e as aplicações encontradas para elas a partir da segunda Revolução Industrial – o que confere ao petróleo o caráter de *commodity* estratégica.

2 CONCEITOS BÁSICOS DE RECURSOS E RESERVAS PETROLÍFEROS

Dentro da Economia dos Recursos Minerais, existem conceitos básicos que se tornaram padrão e são empregados para balizar a decisão sobre os gastos de capital e os operacionais⁵, tendo em vista um retorno esperado – independente da firma ser de controle estatal ou privado. No caso do petróleo não é diferente, sendo que existem dois critérios de referência que fornecem as diretrizes de como avaliar os recursos petrolíferos de um reservatório: a *Society of Petroleum Engineers* (SPE) e a *Securities and Exchange Commission* (SEC).

O primeiro (SPE) com o olhar da firma e dos elementos que balizam as suas decisões de investimento, o segundo (SEC) com o olhar externo do mercado financeiro (investidores institucionais), que procura ter uma ideia de quanto o registro contábil pode corresponder a um retorno. A produção de normas para direcionar as decisões de investimento das petrolíferas e os respectivos registros dos resultados alcançados possibilita a comparação entre projetos de desenvolvimento concorrentes, sejam eles para um poço, um campo, ou até entre portfólios de ativos de diferentes companhias.

Os dois conceitos básicos para a análise do mercado de petróleo pelo lado da oferta são os conceitos Recursos e Reservas. Para definir os termos, duas características são analisadas: 1. o conhecimento geológico e; 2. a viabilidade econômica. Recurso é o termo mais amplo, e se refere a toda e qualquer acumulação, independentemente de já ter sido descoberta ou simplesmente fruto de especulação⁶ (a viabilidade econômica não é considerada). O termo Reservas faz menção às acumulações de petrolíferos conhecidas, que em dada situação de preços e tecnologias disponíveis possuem sentido econômico e podem vir a ser produzidas. As reservas petrolíferas são um dos indicadores mais relevantes detidos pelas companhias de petróleo, anualmente são publicados relatórios onde cada companhia apresenta uma estimativa para o volume de Reservas Provadas junto com os principais motivos que corroboraram para as variações do volume final no período. Sendo um valor estimado, onde existem riscos a serem avaliados e quantificados, o cálculo e divulgação desses volumes possuem um componente subjetivo. A fim de mitigar tal subjetividade, organizações com projeções internacionais buscam ditar regras de como as reservas devem ser avaliadas, valoradas e apresentadas ao mercado. Tais regras possibilitam comparações entre portfólios

⁵ Muitas vezes designados pelos termos em inglês *capital expenditure* (capex) e *operational expenditure* (opex).

⁶ Especulações geológicas, de acordo com os conhecimentos e teorias dessa ciência. (HOWE, 1979, p.22).

de ativos de diferentes companhias, quando elas registram um dos seus principais indicadores de riqueza seguindo uma mesma diretriz.

Existe também levantamentos com outro critério, além dos da SPE e da SEC. O Departamento de Interior dos Estados Unidos da América faz um levantamento⁷ em todo o globo buscando quantificar volumes de recursos petrolíferos não descobertos, nesses casos não existe a preocupação de uma análise econômica para registrar os volumes petrolíferos estimados. Esta última abordagem, a dos recursos, é de mais longo prazo (estratégica) e busca determinar o volume de hidrocarbonetos fisicamente presentes na crosta terrestre que podem ser potencialmente descobertos.

Recursos e reservas são os dois conceitos básicos que orientam as petrolíferas nos períodos de Exploração, Produção e também na fase que liga as duas: o desenvolvimento da produção, ou desenvolvimento de campo. Antes de entrar nos detalhes dos conceitos de Recurso e Reserva, cabe um pequeno parágrafo sobre esses dois principais períodos e a fase intermediária que constituem o processo de oferta de petrolíferos. A Exploração é definida como uma série de operações de pesquisa e sondagem que tem como objetivo avaliar áreas territoriais e identificar acumulações de hidrocarbonetos na subsuperfície. A Produção de petróleo diz respeito a extração dos fluidos da rocha reservatório e as necessárias operações para tal. O período de produção se inicia após a declaração de comercialidade, normalmente atestada pela equipe encarregada com a campanha exploratória, e termina com tamponamento dos poços e abandono do campo. A fase central, onde se concentram os volumes de investimento que possibilitam a produção é o Desenvolvimento de Campo. Esta fase se encontra dentro do período de produção e se caracteriza como “Conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás natural”. (FERNÁNDEZ; PEDROSA JUNIOR; PINHO, 2009, p.145)⁸.

2.1 DEFINIÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS

Recursos e Reservas petrolíferos podem parecer sinônimos, em um primeiro olhar; todavia o primeiro é um conceito físico/geológico e o segundo é um conceito econômico. Reservas e Recursos petrolíferos, são dois conceitos primordiais no processo necessário para avaliar uma acumulação de petrolíferos e os seus potenciais. Recursos petrolíferos são a ocorrência natural

⁷ O *U.S Geological Survey*, ligado ao Departamento de Interior dos EUA, foi pioneiro em buscar a padronização dos termos de recursos e reservas. (HOWE, 1979, p. 9).

⁸ Tais definições se encontram em Fernández, Pedrosa Junior e Pinho (2009, p.145, 200 e 390).

na crosta terrestre de um volume estimado de hidrocarbonetos, podendo também existir não-hidrocarbonetos presentes na mistura⁹. Os recursos petrolíferos são subdivididos entre “conhecidos” (ou descobertos) ou “não descobertos” – uma descoberta (*discovery*) de petróleo é definida pelo *Petroleum Resource Management System* da SPE (SPE-PRMS¹⁰) como uma acumulação que foi determinada através de pelo menos um poço exploratório e que certas inferências sobre características do subsolo foram realizadas¹¹. Ou seja, recurso é um conceito geológico, expressando a probabilidade de quantidade fisicamente presente no solo e/ou subsolo. A quantidade descoberta de petrolíferos também pode ser chamada de volume original *in situ* descoberto.

O conceito de Reservas já é mais restrito, pois estabelece o vínculo entre as condições econômicas, atuais e projetadas, com os volumes de recursos já descobertos e que eventualmente serão ofertados no mercado. Ou seja, Reserva é uma classificação que recai sobre uma jazida descoberta e suas potencialidades econômicas¹². Para a determinação de comercialidade e a declaração de um volume de reservas, não basta somente que condições geológicas propícias sejam satisfeitas, é necessário que exista uma entidade com claro interesse em realizar os investimentos para que aquela acumulação produza. Portanto, é necessária a interseção entre elementos geológicos com elementos antrópicos para que haja a determinação de comercialidade de um volume de recursos petrolíferos.

Reserva é um determinado volume de recursos cuja produção é comercialmente viável face à tecnologia disponível e aos preços praticados no mercado. Isso significa, que nem todo o volume classificado como recurso pode ser tratado como reserva¹³. O volume de recursos se

⁹ Entende-se também como “petrolíferos” algumas substâncias que não são hidrocarbonetos, mas que podem estar misturadas aos hidrocarbonetos, como dióxido de carbono, nitrogênio, sulfeto de hidrogênio e enxofre (PETROLEUM, 2007, p.2).

¹⁰ O *Petroleum Resource Management System* (SPE-PRMS), ou Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos, agrupa os conceitos principais para a classificação e avaliação dos recursos de petróleo e é tido como padrão internacional dentro da indústria, promovendo clareza na comunicação global dentro do setor. Compilado em 2000 através dos esforços da *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), *Society of Petroleum Engineers* (SPE) e do *World Petroleum Council* (WPC) e é também patrocinado pela *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE).

¹¹ Para determinar um volume de recurso como descoberto, as operações de campo de uma empresa petrolífera devem efetuar uma série de testes, após a conclusão do poço exploratório. Os listados no PRMS-SPE são teste de formação (*test*), amostragem (*sampling*) e perfilagem (*logging*) (PETROLEUM, 2007, p. 6).

¹² Para que um volume estimado seja considerado como Reserva deve existir um grande grau de certeza sobre a possibilidade de comercialização. Do ponto de vista das atividades realizadas em campo, o teste de formação (curta duração) e o teste de produção (longa duração) são importantes para avaliar a variação da pressão, o que tem impacto direto sobre o volume de produção e correspondente fluxo de caixa (PETROLEUM, 2007, p. 6 e p.7).

¹³ Na terminologia da SPE, antes da declaração de comercialidade, os volumes descobertos devem ser tratados como Recursos Contingentes.

altera devido a novas atividades prospectivas das companhias, gerando novos volumes descobertos e não descobertos, e pela extração; mas para as reservas, a variação do volume depende também das condições de mercado, atuais e projetadas, em um determinado momento.

Um exemplo da diferença entre Recurso e Reserva pode ser visto no início da história da indústria petrolífera do Brasil, com a primeira descoberta de petrolíferos no país. No dia 21 de janeiro de 1939, um fluxo contínuo de óleo e gás surgiu após a perfuração de um poço na região de Lobato, BA. Todavia, tal descoberta não foi considerada comercial nas circunstâncias da época. Somente em 14 de dezembro de 1941, em Candeias, BA, uma descoberta de petróleo foi considerada comercial com o poço de nome B-14, depois nomeado C-1, o primeiro poço comercial do país. Após a declaração de economicidade, mais poços foram feitos a fim de delimitar o campo e mais investimentos seguiram para assegurar um fluxo estável de produção (MELO; ESPINHEIRA; PEREIRA, 2012, p. 14-17).

Para que uma parcela do volume de um reservatório seja considerada como reserva, certas condições comerciais têm que ser satisfeitas, como os preços e a tecnologia disponível a ser alocada. A tecnologia¹⁴ disponível para produção tem ciclos de vida útil longos, da ordem de anos ou mesmo décadas; já os preços oscilam a todo o momento, sob a influência da grande diversidade de fatores que atuam sobre o mercado de petróleo. Os preços e, em específico, o preço do petróleo (*Brent*), é a principal variável que desloca a fronteira de economicidade dos diferentes projetos de exploração e produção (E&P) dentro da indústria petroleira.

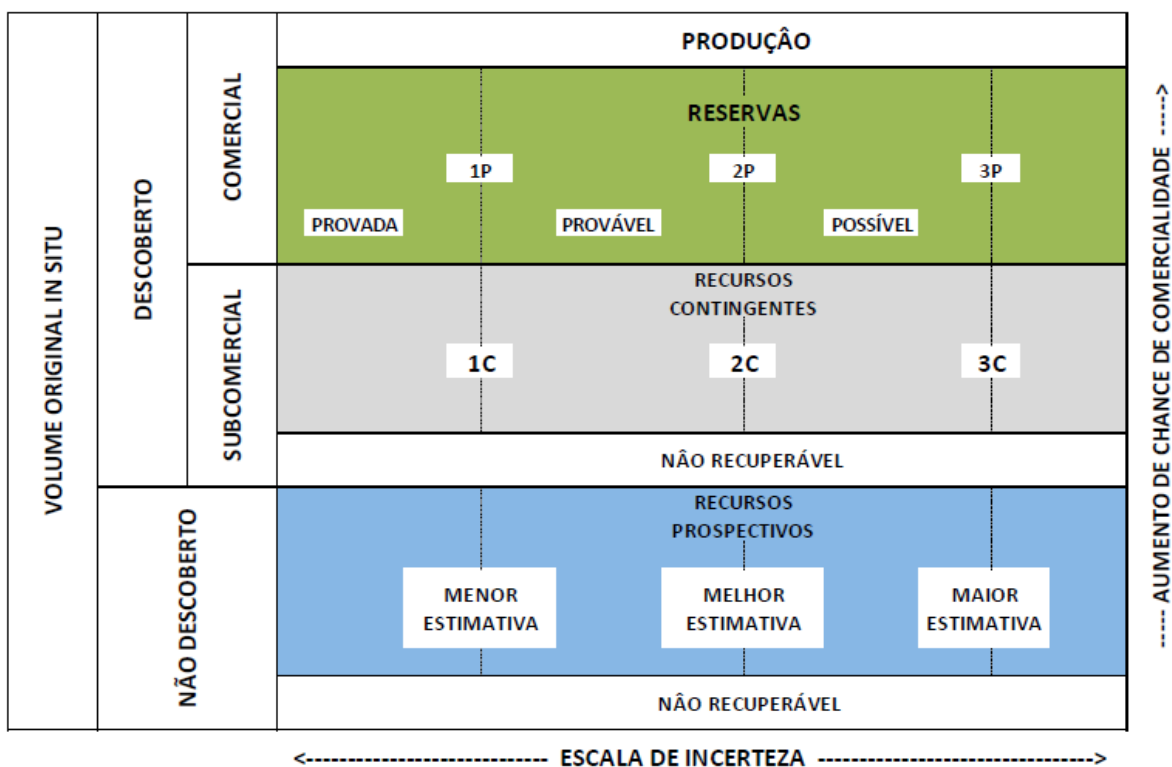
A SPE (2007) estabelece que para classificar um determinado volume de uma jazida como Reservas, deve existir uma entidade que demonstre firme propósito em se engajar no desenvolvimento da área em um espaço de tempo razoável – em torno de 5 anos. O que é entendido pela SPE como “firme propósito” é a elaboração de um projeto de desenvolvimento da jazida em questão, com as seguintes características: evidências que embasem um cronograma crível de desenvolvimento; uma projeção sobre a economicidade do projeto estabelecendo critérios que devem guiar o investimento e a consequente operação da produção; uma razoável expectativa de uma demanda futura que faça frente aos volumes de

¹⁴ Mudanças tecnológicas podem aprimorar as atividades de exploração e/ou produção. Ou seja, as mudanças tecnológicas podem atuar reduzindo custos das atividades relacionadas à prospecção de novas jazidas e/ou fazem surgir novas técnicas e métodos de prospecção mais eficazes, contribuindo à redução da incerteza geológica; na parte da produção, novas técnicas reduzem custos e/ou reduzem o volume deixado *in situ* (ou seja, aumenta o volume recuperável). Mudanças tecnológicas podem contribuir à eficiência e eficácia dos processos de Exploração e Produção (HOWE, 1979, p.11 e 12).

vendas da produção necessários para justificar o projeto; evidências de que existe disponibilidade de instalações de produção e transporte disponíveis; evidência de que existe um contexto econômico, legal, contratual, ambiental, social e institucional que permitam a implementação do projeto de desenvolvimento. Ou seja, um volume de reservas depende da ação humana sobre uma acumulação física de petróleo ou da intenção de agir sobre elas, depende da interseção entre elementos geológicos propícios com elementos antrópicos para que haja a determinação de comercialidade de um volume de recursos petrolíferos.

A SPE ilustra com o diagrama abaixo (figura 1) os conceitos que buscam categorizar e classificar os volumes de petrolíferos existentes no globo e assim delimitar o que é recurso e reserva. A seguir, o diagrama segundo a Agência Nacional do Petróleo (ANP) que se baseia no SPE-PRMS¹⁵.

Figura 1 – Representação Gráfica do Sistema de Classificação de Recursos Petrolíferos (SPE-ANP)



Fonte: ANP, 2016.

¹⁵ Os conceitos contidos no manual da SPE (SPE-PRMS) se tornaram conhecimento obrigatório para as empresas operadoras de campos de petróleo após a nova Resolução da ANP nº 47/2014, onde o SPE-PRMS é explicitamente citado. Devido a esta resolução, as operadoras de campo de petróleo no Brasil são obrigadas a reportar os volumes de fluidos de seus respectivos campos à Agência Nacional do Petróleo (ANP) seguindo o padrão da SPE, até o dia 31 de janeiro do ano seguinte (ANP, Portaria Nº 009/2000 e ANP, Resolução Nº 47/2014).

No sistema da SPE consideram-se os fatores técnico-geológicos para caracterizar uma acumulação e fatores comerciais (tecnologia disponível e preços) para a classificação. A escala de incerteza (geológica), representada pelo eixo horizontal, faz menção à chance de que uma determinada quantidade de fluidos pode ser recuperada da rocha reservatório localizada no subsolo. O total de fluido que se encontra *in situ* não é totalmente recuperável. A chance de comercialidade relaciona os preços de mercado a tecnologia disponível e os parâmetros exigidos no projeto criado pela firma. A linha que divide a área verde (Reservas) da área cinza (Recursos Contingentes) é a fronteira de economicidade. As parcelas classificadas como Reservas ou Recursos contingentes dependem das particularidades do projeto em questão.

As Reservas são categorizadas de acordo com o nível de incerteza geológica de recuperação sobre o volume de petrolíferos considerado comercial. São elas Reservas Provadas (1P), Provadas e Prováveis (2P) ou Provadas, Prováveis e Possíveis (3P). As Reservas Provadas fazem menção a uma parcela do volume comercialmente viável que possui “razoável certeza” de serem recuperados do subsolo. As Reservas Prováveis referem-se a um volume menos provável de ser recuperado em relação às Reservas Provadas. Reservas Possíveis correspondem a um volume que possui uma chance ainda menor de recuperação. Do ponto de vista da probabilidade, as Reservas Provadas possuem 90% de chance de serem recuperadas, enquanto para as Prováveis a probabilidade é de 50%, já as Possíveis fazem referência a um volume de hidrocarbonetos comercialmente viável com 10% de chance de ser recuperado da rocha reservatório.

Em cinza, na figura 1, estão representados os Recursos Contingentes que são definidos como um volume de petrolíferos conhecido, que devido a pelo menos uma contingência não pode ser declarado como comercial no momento dado. Ele é potencialmente recuperável mediante um projeto de desenvolvimento do ente interessado. Tais volumes são categorizados de acordo com o risco geológico de recuperação (ou produção), de forma análoga às Reservas, onde 1C, 2C e 3C apresentam o mesmo nível de incerteza geológica que 1P, 2P e 3P, respectivamente.

Dentro do Volume Original *in situ* Descoberto existe uma parcela dos fluidos que é considerada não-recuperável por nenhum projeto de desenvolvimento, tal impossibilidade está relacionada a impedimentos físico-químicos do reservatório. Existe, porém, uma possibilidade remota de recuperação de volumes com mudanças no contexto comercial e tecnológico, mas tais mudanças não são sequer cogitadas no horizonte de nenhum projeto de desenvolvimento.

Os Recursos Prospectivos são volumes que ainda não foram descobertos, não existe nenhum poço que confirme a existência da acumulação. Tais recursos são categorizados de maneira análoga às Reservas e Recursos Contingentes, a partir de estimativas geológicas tendo como hipótese primeira a descoberta e o posterior desenvolvimento. Os recursos petrolíferos independentemente de serem acumulações descobertas ou não-descobertas, também podem ser categorizados e classificados. No caso dos Recursos Prospectivos o grau de incerteza é qualitativamente maior, pois as atividades exploratórias de campo ainda não puderam fazer todos os testes requeridos e coletar informações geológicas relevantes.

Com todos esses conceitos sobre as condições naturais dos petrolíferos existentes e o contexto econômico presente e projetado, a empresa petrolífera busca tomar a decisão de explorar, desenvolver e produzir hidrocarbonetos. Sendo que, a cada nova etapa concluída do processo necessário para a produção, os volumes estimados de hidrocarbonetos são revisados.

A figura 1 sintetiza o sistema de classificação da SPE, o foco principal para a decisão de desenvolvimento de jazidas (investimento) são os volumes de Reserva e Recursos Contingentes, ambos são recursos já descobertos. A eventual declaração de comercialidade de uma quantidade descoberta não significa que aquele volume de reserva será produzido, mas significa que se aquele volume for produzido, dentro de certas premissas do projeto de desenvolvimento, a comercialização dos produtos atende as exigências de retorno que a firma estabelece para os seus investimentos. Significa dizer que existe uma justificativa econômica para a decisão de desenvolver e produzir.

A linha que separa as reservas dos recursos contingentes representa a comercialidade, ou seja, a tecnologia disponível e as condições de mercado (preços), presentes e futuras, consideradas no projeto de desenvolvimento da entidade que pretende de produzir petrolíferos. Sabendo que a tecnologia empregada possui uma vida mais longa, a variável que altera com maior frequência a comercialidade de um volume de recursos descobertos é o preço. Reservas são um volume de recursos descobertos que tem sentido econômico na situação de mercado. Os recursos contingentes são classificados como subcomerciais, eles dependem que certas contingências sejam resolvidas para que aquele volume ganhe importância econômica.

2.2 CRITÉRIOS SEC DE REGISTRO CONTÁBIL

As reservas petrolíferas são um dos indicadores mais relevantes de riqueza das companhias de petróleo. A oferta de petrolíferos e as receitas daí provenientes dependem das atividades de

Exploração e Produção, de encontrar, desenvolver e monetizar reservas petrolíferas. Para realizar os investimentos ao longo do necessário processo de oferta de hidrocarbonetos, grandes volumes de recursos são providos pelo mercado financeiro.

Como já foi dito anteriormente, existe certo grau de subjetividade por parte de quem avalia e declara a comercialidade de uma acumulação de hidrocarbonetos, tarefa realizada pelas próprias empresas petrolíferas. O mercado financeiro acompanha as atividades e resultados das petrolíferas e busca alocar seus recursos de acordo com as informações disponíveis e seus objetivos. Para padronizar e possibilitar uma comparação entre os valores declarados, a *Securities Exchange Commission* (SEC)¹⁶ normatiza a exposição de informações relevantes das firmas ao mercado, o seu olhar é o do investidor institucional. As regras para o registro das Reservas Provadas por parte das empresas de petróleo são por ela estabelecidas, buscando promover clareza ao investidor.

Para efeitos legais SEC, as companhias petroleiras devem anualmente divulgar as estimativas dos volumes de Reservas Provadas¹⁷ e detalhar as variações que corroboraram para o volume final no período. Por ser um conceito econômico, o conceito de Reservas Provadas aqui tem uma forte relação com o preço de mercado. O preço de referência seguindo as normas da SEC para se calcular o volume de petrolíferos economicamente viáveis é determinado pela média não ponderada da cotação do primeiro dia dos últimos doze meses. O preço utilizado como referência é o *Brent* (TOTAL, 2016, p. 9). Uma quantidade de Reservas Provadas grande significa que mediante um investimento para o desenvolvimento, produção e consequente comercialização, um equivalente retorno será realizado¹⁸.

Reserva Provada é uma quantidade de petrolíferos economicamente viáveis que possui 90% de chance de ser recuperada da rocha reservatório. É o volume com maior chance econômica e geológica de ser produzido e monetizado. As Reservas Provadas ainda podem ser divididas entre Reservas Provadas Desenvolvidas, quando são reservas que já podem ser extraídas por meio das facilidades de produção já existentes (pelo menos, parte do investimento em

¹⁶ A *Securities Exchange Commission* (SEC) funciona como a Agência de Valores Mobiliários nos Estados Unidos.

¹⁷ Sendo que em 2008 foi permitido que nos relatórios anuais (20F) as companhias também declarassem, separadamente, o volume de reservas não provadas (prováveis e possíveis).

¹⁸ Lembrando que, para uma quantidade de petrolíferos serem registrados como reserva, devem existir uma projeção de demanda para o período de vida econômica do projeto que atenda os parâmetros de retorno da empresa.

desenvolvimento já foi concretizado) e; Reservas Provadas Não Desenvolvidas, onde ainda faltam as devidas facilidades de produção.

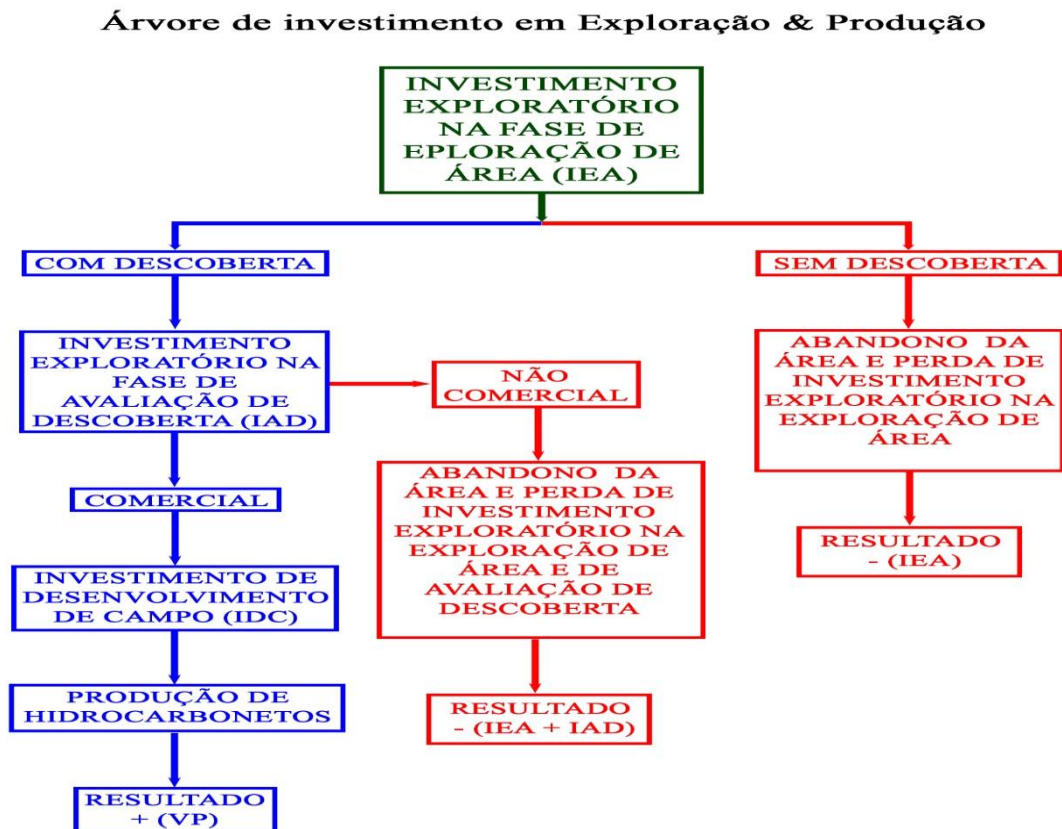
As Reservas Provadas de óleo e gás variam devido a atividade econômica da empresa petrolífera e devido às condições de mercado. Dentro da atividade econômica da companhia de petróleo, as Reservas Provadas podem ter os seus valores revisados devido a performance da produção dos poços, ou devido a ampliação de áreas já descobertas devido a novas perfurações. As atividades de exploração também podem chegar a novas descobertas que venham a ter um projeto de desenvolvimento elaborado. Além dessas atividades que são contínuas em uma empresa de petróleo, ativos podem ser comprados ou vendidos. Dentre as condições de mercado o fator mais referido é o preço do produto, o preço do petróleo (STATOIL, 2016, p.48).

3 A RELAÇÃO DA RESERVA E OFERTA: DECISÃO DE INVESTIMENTO

Existe um caminho necessário que a empresa petrolífera precisa fazer para poder ofertar hidrocarbonetos. Antes de mais nada deve existir petrolíferos *in situ*, que eles sejam descobertos, considerados econômicos a partir da formulação de um projeto de desenvolvimento e que depois a decisão de desenvolver a produção (de implementar o projeto) seja tomada pela firma. Portanto, o primeiro passo a ser tomado, considerando uma área territorial que ainda não foi prospectada à procura de hidrocarbonetos (área virgem), depende da execução das atividades exploratórias. Desde a pesquisa de uma área até a declaração de comercialidade, decisão de desenvolver um campo e produzir, existem vários riscos e gastos.

A figura 2 mostra uma representação da árvore decisória de um projeto de exploração, onde são retratados o fluxo de decisão até a fase de produção de hidrocarbonetos, contendo situações de sucesso e insucesso nas atividades exploratórias.

Figura 2 – Árvore de Decisão



A atividade exploratória é a primeira etapa realizada por uma empresa a fim de adquirir mais informações sobre uma área potencialmente produtora¹⁹ e determinar a localização dos poços – normalmente determinada por coordenadas geográficas. O resultado das perfurações de exploração pode resultar em descoberta, ou não.

Em caso de descoberta, novos estudos são realizados para avaliar a comercialidade, onde mais poços são furados e mais estudos realizados. Somente com a comercialidade comprovada ocorre a realização do investimento e o desenvolvimento da produção. Nos dois cenários de resultado negativo, quando não há descoberta ou quando a descoberta não é comercial, os gastos realizados não irão gerar retorno.

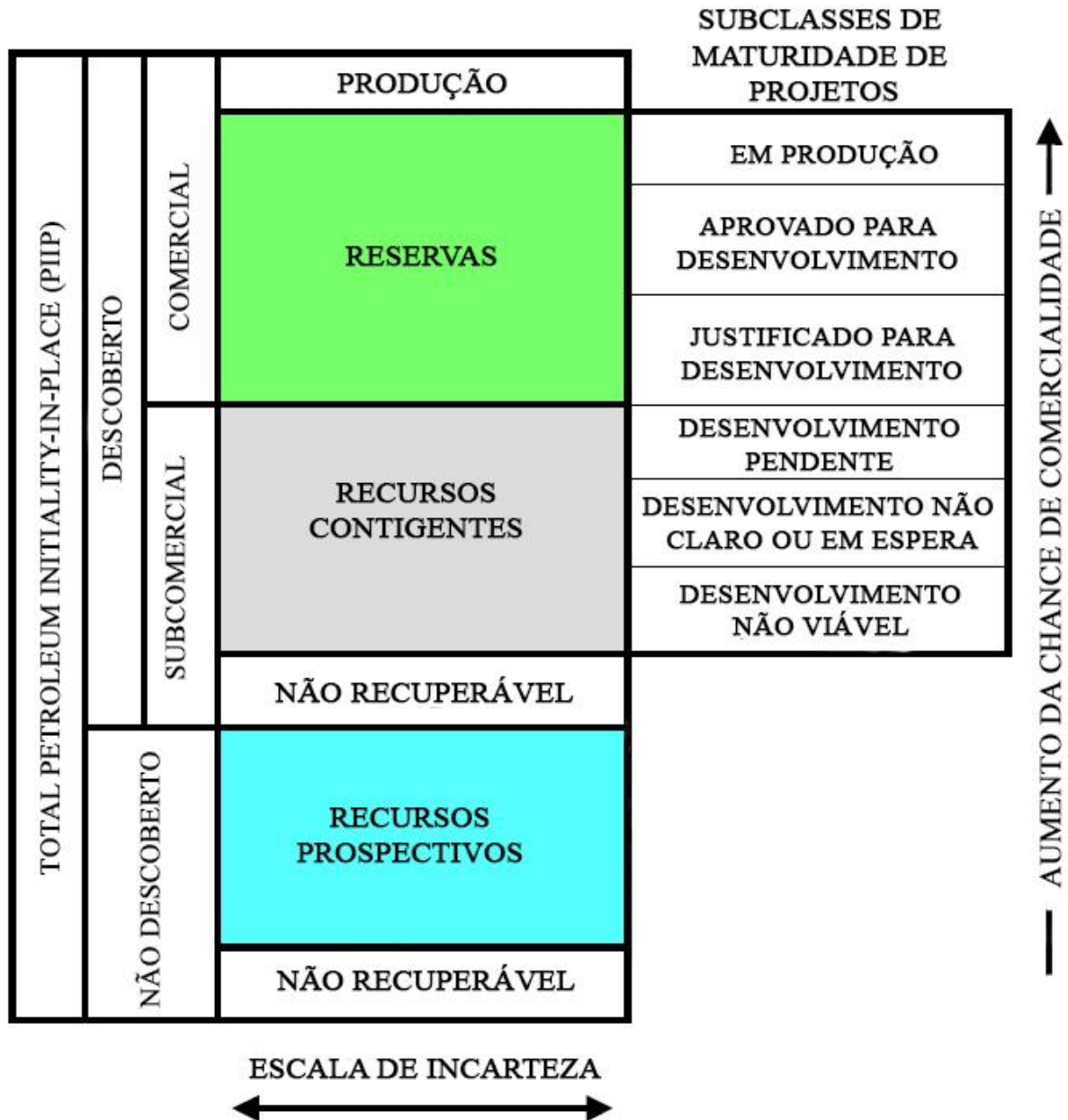
Após, a firma coletar informações geológicas de uma descoberta (quando há descoberta) e preparar o projeto de desenvolvimento, a decisão de investir e desenvolver a produção pode ocorrer, ou não. O fato de existir um projeto de desenvolvimento da produção de uma descoberta significa que existem as condições comerciais e as condições geológicas propícias para que, quando o investimento for concluído, hidrocarbonetos sejam produzidos e ofertados ao mercado, atendendo as exigências econômicas estabelecidas pela empresa. Mas a decisão de implementação é da empresa, que considera outros projetos concorrentes.

Dentro do que já foi apresentado no capítulo 2, os volumes de recursos e reservas petrolíferos, independentemente das certezas geológicas de existência e/ou recuperação, podem ser classificados do ponto de vista econômico, a partir do projeto desenhado pela entidade interessada. De forma análoga, existe uma classificação feita pela SPE para os projetos de desenvolvimento de acordo com o seu nível de maturidade, o que corresponde a uma chance de comercialidade. Um nível maior de maturidade significa que o projeto tem mais chances de ser implementado, da acumulação em questão ser economicamente desenvolvida e os hidrocarbonetos serem vendidos ao mercado. Tal subclassificação da chance de comercialidade de um volume de hidrocarbonetos serve de base para o gerenciamento da uma

¹⁹ Toda via, as informações adquiridas na fase exploratória não eliminam todas as incertezas sobre a acumulação de hidrocarbonetos em questão. De maneira geral, não existe sentido econômico em se eliminar todas as incertezas (e nem é possível) do que está contido no subsolo antes de começar a produção. Mesmo que um melhor conhecimento geológico venha a reduzir custos na fase de operação, existe um limite para os retornos que gastos adicionais em exploração podem trazer, depois de um certo nível (HOWE, 1979. P.9). Em verdade, as incertezas sobre o volume de petróleo que é recuperável somente se extinguem com o abandono do poço, com o fim da atividade econômica sobre aquela reserva.

carteira de projetos e para a decisão final de investimentos. A figura 3 é uma representação gráfica do sistema de classificação de maturidade de projetos da SPE.

Figura 3 – Sub-classificação de projetos



Fonte: Elaborado a partir de PETROLEUM, 2007. p. 7.

De acordo com as definições do SPE-PRMS, projeto “em produção” é aquele no qual pelo menos uma parte do investimento já foi implementado e já produz e oferta petrolíferos no mercado. Um projeto “aprovados para desenvolvimento” já recebeu a decisão final de investimento positiva, e o capital começa a ser investido nas facilidades de produção. Projeto “justificado para o desenvolvimento” é aquele que está devidamente justificado de acordo

com as condições econômicas presentes e futuras, mas ainda não foi aprovado para ser executado. Esse último tipo de projeto também é chamado de *pre Final Investment Decision (pre-FID)*.

Para hidrocarbonetos considerados como “recursos contingentes”, os projetos com “desenvolvimentos pendentes” são projetos com possibilidade de se tornarem economicamente viáveis em um futuro previsível, ou seja, com a concretização de certas condições econômicas futuras que são projetadas de se realizarem com o decorrer do tempo. Projetos cujo o desenvolvimento é “não claro”, ou “em espera”, depende da solução de contingências comerciais que somente devem ser resolvidas com um longo decorrer de tempo. Os projetos cujo desenvolvimento é “não viável” são acumulações petrolíferas conhecidas onde não existe previsão para que condições comerciais propícias se estabeleçam, nem para previsão para um provável início do desenvolvimento econômico da produção.

O que é central neste sistema de subclassificação, no que toca o conceito de reservas e a oferta de petróleo no mercado, é a de que nem todo volume de petróleo conhecido é considerado economicamente viável. A partir da elaboração de um projeto, o volume será eventualmente desenvolvido e ofertado. Existe, dentro da empresa de petróleo, uma carteira de projetos de desenvolvimento respectivos a diferentes acumulações que são consideradas comerciais. Cabe à decisão empresarial escolher entre vários projetos, realizar os investimentos necessários e produzir.

À medida que o tempo passa e as condições do mercado se alteram, certos projetos de desenvolvimento podem se tornar economicamente viáveis, e o volume de petróleo a ele associado se tornar reserva. Mas o contrário também pode ocorrer, isto é, mudanças no mercado podem reduzir o número de projetos considerados econômicos. Dentre essas mudanças no cenário econômico um elemento importante é o preço do petróleo, que desloca a fronteira de economicidade entre Reservas e Recursos contingentes e pode ocasionar a reclassificação de certos projetos.

3.1 VIABILIDADE DE PROJETOS (*break even*), A RESPOSTA DA OFERTA A PREÇOS

Hidrocarbonetos são recursos naturais minerais não-renováveis. Os volumes que são produzidos e ofertados ao mercado reduzem os volumes de recursos e reservas que as companhias detêm. Portanto, para manter ou expandir o nível da oferta, a produção de hidrocarbonetos precisa ser compensada com a contínua entrada de novas unidades

produtivas, ou seja, novas descobertas precisam ser realizadas e novos campos precisam ser desenvolvidos.

O preço do petróleo é essencial para a decisão de investimento, que viabiliza a oferta. O nível da cotação do petróleo impacta no retorno do projeto e, por consequência, na sua classificação enquanto comercial ou subcomercial. O preço influencia diretamente a decisão de investimento.

Os projetos de desenvolvimento de um campo podem ser viáveis ou não, e podem se tornar viáveis ou perder tal classificação. A tecnologia disponível e os preços são as duas condições de mercado que determinam se certo volume de recursos é reserva. Os preços oscilam de maneira recorrente e podem mudar mais rapidamente as condições de economicidade de um projeto. Todavia, existem dois tipos de mudanças nos preços, as de caráter conjuntural e as de caráter estrutural. Mudanças conjunturais são oscilações de menor magnitude, que tem impacto no curto prazo, sem se afastar muito do preço médio que vigora. Mudanças de caráter estrutural possuem maior magnitude e impactam as projeções de longo prazo. Somente fortes mudanças de preços afetam a decisão de investimento e desenvolvimento da produção de petróleo. Isso porque o investimento na indústria do petróleo é de lenta maturação e é natural que o preço oscile ao longo da implementação de um projeto e o consequente desenvolvimento da produção de uma área. Na ocasião de fortes oscilações do preço de mercado, onde as projeções de longo prazo são alteradas, alguns projetos de desenvolvimento de jazidas podem vir a sofrer alterações substanciais no volume de petrolíferos declarados previamente como comerciais. Para um projeto existe um preço mínimo para que o investimento se torne viável, chamado de preço de equilíbrio ou (em inglês) de *break-even*.

Existem dois tipos de mudanças nos preços, os de caráter conjuntural e os outros de caráter estrutural. As decisões de investimento só sofrem impacto com mudanças estruturais de preços. Essas oscilações têm impacto sobre as companhias petrolíferas a partir do conceito de reservas. Mudanças no preço do *Brent* têm um impacto direto sobre a viabilidade dos projetos de desenvolvimento que ainda não foram aprovados, conhecidos como pre-FID²⁰. Uma baixa nos preços faz com que os volumes classificados como reservas passem para recursos contingentes e com que muitos projetos de desenvolvimento sejam revisados (*overhaul*) e/ou postergados.

²⁰ Pre-FID, *pre Final Investment Decision*. Projetos que possuem justificativa apenas para comporem a carteira de projetos da empresa, mas ainda não foram aprovados para implementação.

Uma das consequências de uma mudança de grande magnitude nos preços do petróleo é a mudança nas decisões de investimento e implementação de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo, o que por fim impacta os registros contábeis de Reserva Provasda (de acordo com o capítulo 2). Pode-se dizer, então, que uma mudança estrutural de preço desloca a fronteira de economicidade de um ou vários projetos de desenvolvimento, impactando toda a carteira da companhia e os seus respectivos registros de Reservas Provadas.

O projeto de desenvolvimento é a ligação entre uma acumulação de petróleo conhecida e a sua classificação de comercialidade, dentro de certas premissas. Mas a ligação entre a acumulação de petróleo conhecida e a sua produção e oferta no mercado depende do processo de decisão da firma em investir, ou não – o que também se deve a outras questões²¹. Ou seja, a declaração de comercialidade não significa que aquele volume de reserva será produzido, mas ele como um todo é classificado como reserva, independentemente de o projeto ser implementado ou não, o preço determina o volume que pode ser considerado comercial, e altera a quantidade de reservas da empresa. A quantidade de recursos considerada comercial (e classificada como reserva) é definida primeiramente na Exploração, mas é reavaliada a todo o momento, inclusive durante a produção, quando a decisão de investimento e desenvolvimento do campo já foi tomada e concretizada. O que determina que uma acumulação será desenvolvida e, por fim, produzida é a decisão de aprovar o projeto que se encontra em situação *pre-FID*, *pre Final Investment Decison*.

3.2 CURVA ESTILIZADA DE OFERTA

A curva de oferta relaciona uma quantidade de um bem que os produtores desejam vender a um certo preço. Teoricamente, a curva de oferta de um bem é ascendente, pois quando o preço aumenta, maior é a vontade de expandir a produção e oferta dos bens.²² Segundo a teoria microeconômica a quantidade ofertada de bens é função do preço e ambos possuem uma relação direta. É natural de se pensar que, com preços de petróleo mais altos, os produtores também tenham um estímulo para aumentar a produção.

O volume de reservas guarda uma relação com o preço de mercado do petróleo e a oferta. A oscilação dos preços tem a capacidade de determinar o volume de recursos que estão disponíveis para o desenvolvimento e posterior produção. Considerando aumento do preço do

²¹ Amui (2010, p. 243) aponta outros fatores para a decisão de investimento por parte da companhia de petróleo além do econômico. São eles: diretrizes estratégicas, limitações orçamentárias, equilíbrio de portfólio, risco político, concorrência com outras indústrias e questões operacionais específicas.

²² Conceito de curva de oferta retirado de Pindyck e Rubinfeld (2010, p. 20).

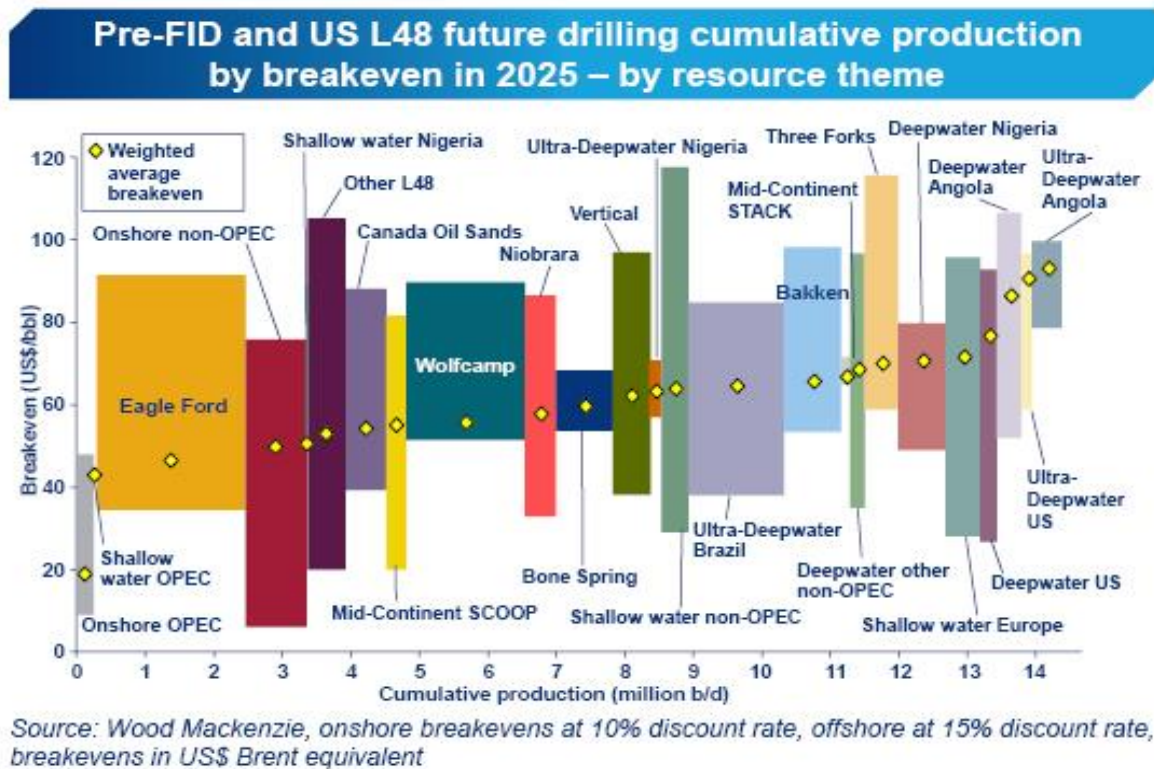
petróleo, certos projetos considerados subcomerciais, e suas respectivas acumulações de hidrocarbonetos descobertas, podem se tornar comerciais. Os projetos que já eram classificadas como comerciais permanecem comerciais e com retornos maiores. Existe uma relação direta entre preços e a quantidade de reservas disponível, o que pode vir a ser uma oferta de hidrocarbonetos ao mercado.

Mas para que novas reservas comecem a produzir petróleo, é necessário que investimentos em desenvolvimento de campo de petróleo sejam aprovados e implementados, e isso demanda tempo. O desenvolvimento de campos de petróleo demanda gastos de capital, aquisição e alocação de máquinas, o que na microeconomia está relacionado com mudança na quantidade de um fator de produção que normalmente varia no longo prazo. Assim sendo, para que mais petróleo seja ofertado no mercado é necessário que existam condições de mercado para que uma quantidade de recursos conhecidos seja classificada como reserva e que a empresa varie a quantidade do fator de produção capital. Logo, é possível ter a expectativa de que a curva da oferta de petróleo de longo prazo esteja de acordo com os livros de microeconomia, com uma inclinação positiva.

De maneira geral, a oferta de petróleo caminha de acumulações mais acessíveis para aquelas menos acessíveis. Logo, em uma situação onde o número de recursos descobertos está dado a expansão da produção de petróleo vem acompanhada de aumentos nos custos médios. Por ser uma atividade extrativa de um recurso natural finito, à medida que a produção vai ocorrendo em uma jazida, outros campos precisam ser desenvolvidos e produzir. Assim novas reservas são colocadas para produzir através de projetos de desenvolvimento que geralmente apresentam maiores custos para viabilizar a produção. Os custos médios são geralmente crescentes, eles acompanham o aumento da produção com uma dada quantidade de Volume Original *In Situ* Descoberto. Então, em uma situação de uma quantidade definida de jazidas descobertas, a oferta de petróleo pode chegar ao ponto de precisar de preços maiores de petróleo para incorporar novas unidades produtivas.

Um recente estudo da Wood Mackenzie (2016) baseado em dados empíricos confirma a relação direta entre preços e oferta de hidrocarbonetos no longo prazo. No gráfico da figura 4 uma curva de oferta de petróleo é delineada pela média ponderada do preço de *breakeven* (pontos amarelos) de projetos de desenvolvimento de áreas com petrolíferos já descobertos. Nota-se a ascendência na sequência de *breakevens* médios.

Figura 4 – Preço de equilíbrio



Fonte: Wood Mackenzie, 2016.

Os projetos de desenvolvimento do pré-sal brasileiro (o retângulo cinza na segunda metade do gráfico) possuem um preço médio de economicidade um pouco maior que US\$ 60 o barril. O que significa que é necessário um preço de US\$ 60 para que a média dos volumes de recursos conhecidos estimados nos projetos de desenvolvimento ainda não aprovados nas áreas de pré-sal seja considerada econômica. Ou seja, o preço do barril a US\$ 60 faz com que a média do volume de petrolíferos do pré-sal, passe da classificação de recursos contingentes para a classificação de reservas.

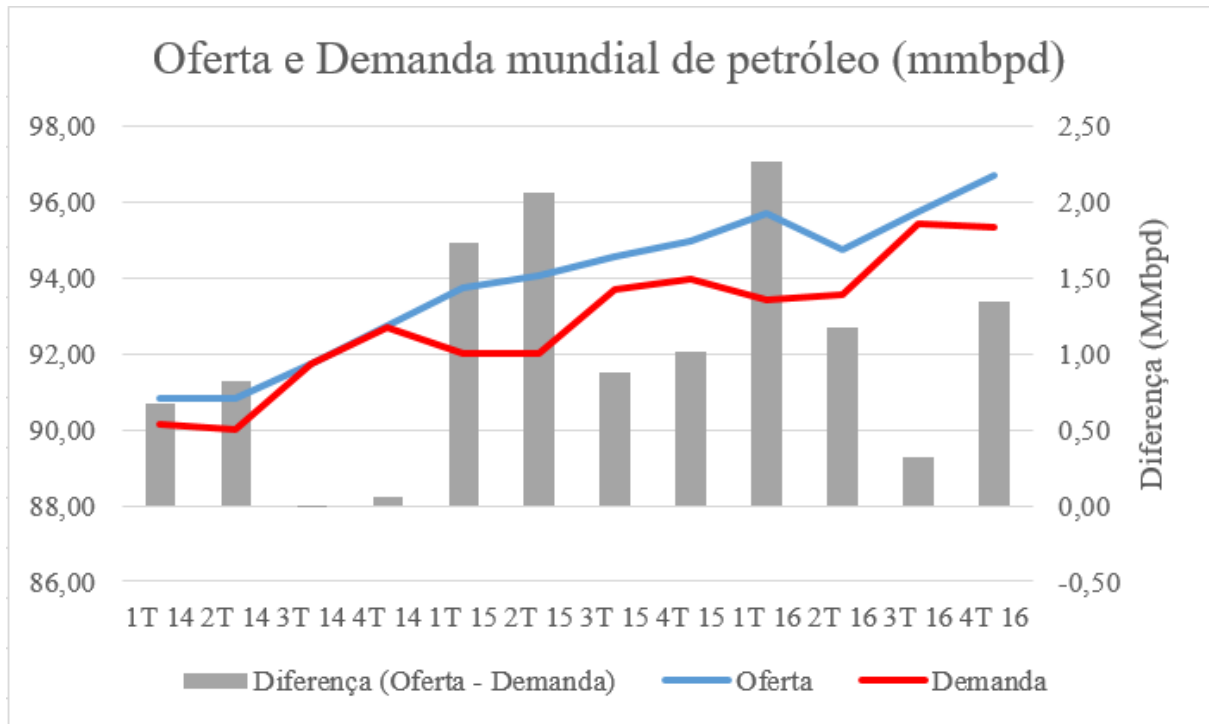
4 EXEMPLO: DINÂMICA RECENTE DO MERCADO DE PETRÓLEO

O conceito de reserva, enquanto a ligação entre os preços e a quantidade de recursos petrolíferos conhecidos disponível para oferta, encontra exemplo dentro da recente dinâmica do mercado. O atual momento do mercado de petróleo é de forte mudança no patamar dos preços. O impacto atingiu todas as empresas do setor e também impactou uma das maiores empresas brasileiras, a Petrobras.

É possível observar uma forte mudança no mercado de petróleo entre a segunda metade de 2014 e o final de 2016. Ao longo deste período, a oferta de petróleo cresceu em um ritmo maior que a demanda. A diferença entre oferta e demanda gerou um excesso de petróleo no mercado, impactando negativamente os preços. Uma fonte de informações relevante sobre a evolução da situação do mercado de petróleo é o Relatório Mensal do Mercado de Petróleo/ *Monthly Oil Market Report* (MOMR) da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)/ *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) que apresenta mensalmente as condições de oferta, demanda e preços do mercado de petróleo.

A dinâmica recente do mercado de petróleo vem sendo fortemente direcionada pelo comportamento da oferta. O aumento substancial do volume de hidrocarbonetos ofertado no mercado mundial gerou um excesso de oferta, mas mesmo com um excesso de petróleo no mercado a oferta não vem reduzindo.

Gráfico 1 – Oferta, Demanda e excedente de petróleo



Fonte: OPEC, 2014, 2015, 2016 e 2017.

No primeiro trimestre de 2015, é possível notar que a oferta se descola da demanda e passa a produzir um excedente. O Gráfico 1 mostra a evolução da oferta e da demanda trimestrais em milhões de barris por dia (mmbpd), entre 2014 e 2016, além da diferença entre os dois.

A condição de excesso de petróleo no mercado também se agrava devido a uma retração na demanda no início de 2015²³. Desde o quarto trimestre de 2014 até o final de 2016 um excedente de petróleo vem sendo ofertado diariamente. Uma das consequências diretas do excesso de oferta é a queda dos preços internacionais, dentre eles o preço do petróleo do tipo *Brent*.

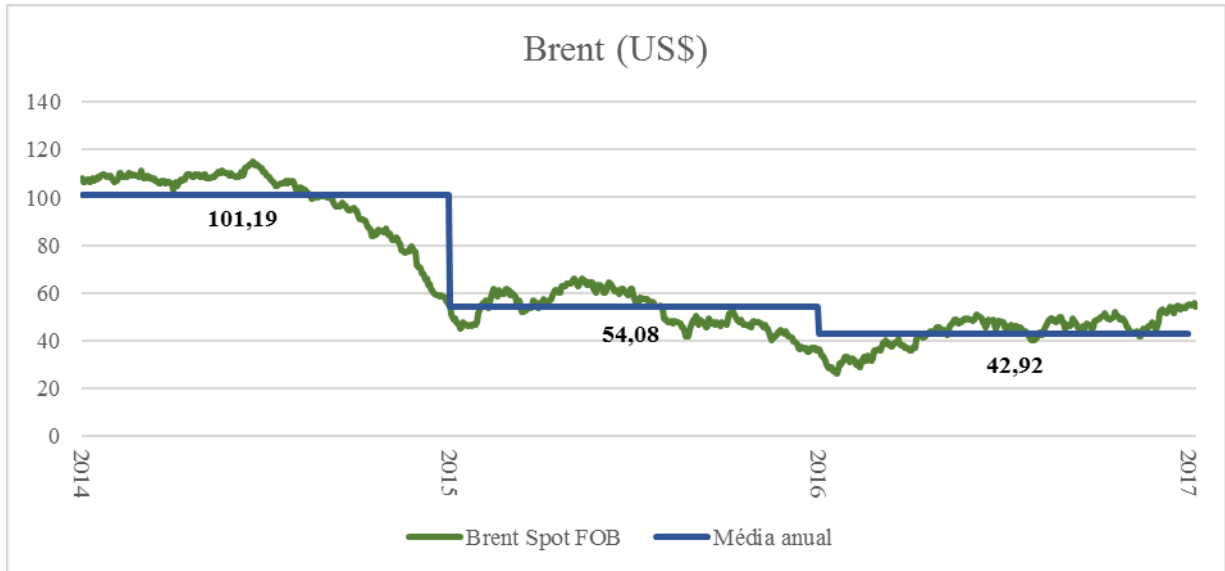
4.1 O MOVIMENTO DE PREÇOS (*BRENT*) 2014 – 2016

Com uma contínua sequência de excedentes no mercado de petróleo, o preço do petróleo do tipo *Brent* apresentou uma queda substancial no segundo semestre de 2014. Tal queda se aprofundou no final de 2015 e início de 2016. A queda do *Brent* não foi uma mera oscilação em torno de um mesmo patamar de preços, ela foi uma mudança no patamar dos preços, como Gráfico 2 ilustra. A média do preço do *Brent* em 2014 foi de US\$ 101,19, a média do ano seguinte despencou para US\$ 54,08 (uma diferença de -46,56%), em 2016 a média foi de US\$

²³ Mesmo as quedas do volume demandado de petróleo parecendo possuir certa sazonalidade.

42,94 (-21,63% a menos que 2015). A mudança no patamar de preços entre 2014 e 2016 foi muito forte. O preço do *Brent* saiu de um patamar acima de US\$ 100 o barril para uma média de US\$ 43 em 2016. Neste período, a variação percentual do preço foi de -57,58%.

Gráfico 2 – Preço do *Brent* 2014 - 2016



Fonte: Cálculos obtidos a partir dos dados da U.S. Energy Information Administration (EIA) ²⁴.

Para o relatório de janeiro de 2014 da OPEC, a diferença entre a média mensal do *Brent* de novembro para dezembro de 2013 era de US\$ 2,84. No relatório de janeiro de 2015, a variação mensal era de US\$ -16,37 para o mesmo período de 2014 (OPEC, jan./ 2014 e jan./ 2015), o que ilustra o grande período de queda dos preços, em um curto espaço de tempo no segundo semestre de 2014.

4.2 O EFEITO NO NÍVEL DE RESERVAS NA PETROBRAS

A queda do preço do *Brent*, que é a referência para o registro das Reservas Provadas das companhias petrolíferas, impactou todo o mercado de petróleo. Tal efeito também foi sentido pela Petrobras, que no ano de 2015, perdeu quase 2,2 bilhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas devido a revisões. Segundo a companhia tais revisões se devem ao novo patamar de preços e devido a decisão de reduzir os investimentos, o que reduz os números de projetos de desenvolvimento a serem implementados (PETROBRAS, 2016, p. 55). A oscilação das reservas provadas da Petrobras no ano de 2015 estão representadas na figura 5.

²⁴ Seguindo a metodologia da SEC, calculou-se a média aritmética (sem pesos) dos preços no primeiro dia de cada mês do ano em questão (TOTAL, 2016, p.9).

Figura 5 – Alterações nas Reservas Provasdas da Petrobras em 2015 (mmboe)²⁵

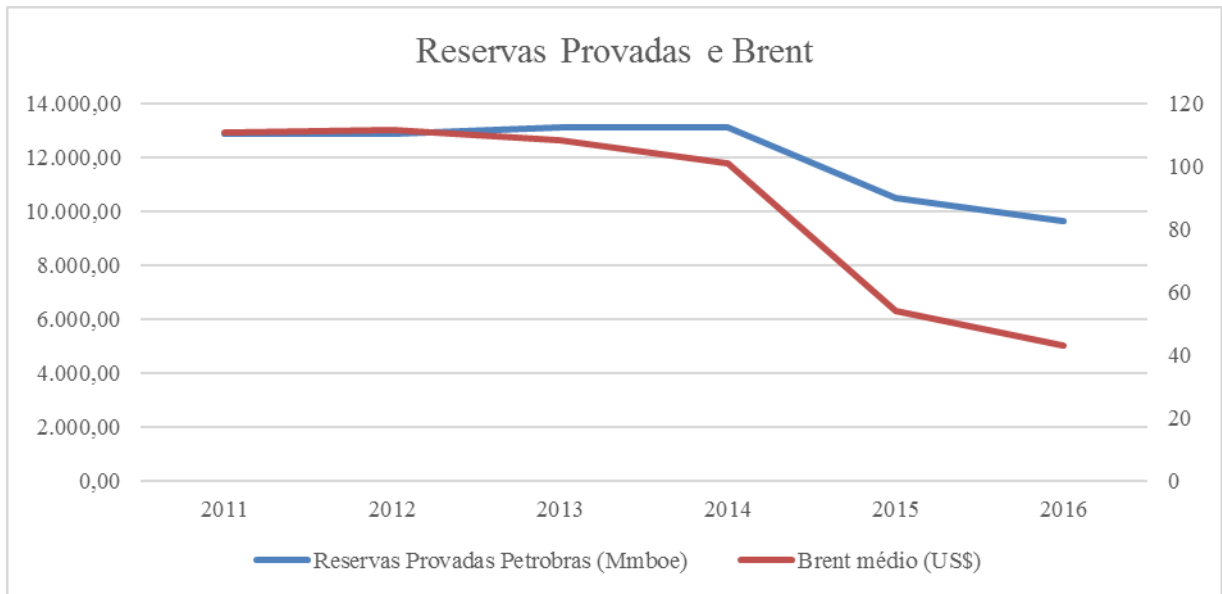
Reservas Provasdas (critério SEC) (mmboe)	2015
Reservas provadas, início do ano	13.141
Descobertas e extensões	494
Recuperação melhorada	22
Revisões de estimativas anteriores	(2.186)
Vendas de reservas provadas	(22)
Compras de reservas provadas	0
Produção	(932)
Reservas provadas, final do ano	10.516

Fonte: Petrobras, 2016. p. 55.

Um dos principais fatores para as chamadas “Revisões de estimativas anteriores” é o de que o *breakeven* dos projetos de desenvolvimento em águas ultra profundas no Brasil (acumulações do pré-sal) está em média um pouco acima dos US\$ 60 o barril (Wood Mackenzie, 2016). Ou seja, existiam alguns projetos de desenvolvimento de campo que eram considerados viáveis nas condições econômicas que vigoravam em 2014 (*Brent* médio de US\$ 101) e deixaram de ser no novo contexto de 2015 (*Brent* médio de US\$ 54).

Tais revisões das estimativas do volume de reservas tiveram impacto negativo no volume de Reservas Provasdas registrado pela companhia no final do ano de 2015 e seguiu a queda do preço médio no mercado de petróleo (Gráfico 3). O que o estudo da Wood Mackenzie (2016) indica é que parte dessa redução nas reservas da Petrobras decorreram de uma redução no volume economicamente viável do pré-sal. Ou seja, parte do volume perdido entre 2014 e 2015 está atrelado a acumulações petrolíferas relativamente mais dispendiosas, com um custo maior e um relativo retorno menor. Pode-se dizer que a queda da Petrobras no quesito reserva provada se dá devido as características do portfólio de ativos da companhia brasileira, que possui áreas que somente se tornam economicamente interessantes após o preço de US\$ 60 o barril.

²⁵ Milhão de barris de óleo equivalente por dia.

Gráfico 3 – Reservas Provadas da Petrobras e preço do *Brent*

Fonte: Para Reservas Provadas, PETROBRAS; Preços, EIA.

A queda no volume de Reservas Provadas registrado em 2015 pela Petrobras, que descobriu enormes jazidas no pré-sal, desde 2007, está relacionada a diferença conceitual entre Recurso Contingente e Reserva. É exatamente a economicidade destas recentes acumulações descobertas na plataforma continental brasileira que foi revista pela companhia, e a fez reclassificar uma parte de suas reservas petrolíferas, como um todo. O fato é que a atividade de Exploração e Produção em águas ultra profundas é algo dispendioso, uma parte do pré-sal brasileiro se caracterizar como uma área de difícil acesso, com altos custos e complexidades associados, o que requer um preço maior de mercado para justificar os grandes investimentos necessários em desenvolvimento de campo.

5 CONCLUSÃO

Todo e qualquer volume, descoberto ou não descoberto de hidrocarbonetos pode ser denominado como Recursos Petrolíferos, é um conceito que faz menção a quantidade física estimada de petrolíferos no subsolo; Reservas petrolíferas são todos os volumes descobertos de petrolíferos que são considerados economicamente viáveis, em um dado estado da arte e um certo nível de preços. Recursos Petrolíferos é um conceito diferente de Reservas Petrolíferas, o segundo conceito faz a conexão entre as condições de mercado e o volume físico na rocha, é, portanto, uma fração dos Recursos Petrolíferos (descobertos).

Das condições de mercado, que condicionam um volume de Reservas, a estudada neste trabalho foi o preço de petróleo, pois a tecnologia possui ciclos de vida útil longos. Os preços internacionais de petróleo são um dos grandes fatores que direcionam o comportamento dos agentes no mercado, eles têm grande impacto sobre dois aspectos das empresas petrolíferas. Em relação a oferta de petróleo, grandes alterações nos preços, a exemplo de 2014, podem alterar substancialmente suas projeções para os preços futuros e desencorajar certos investimentos para desenvolver reservas e, portanto, reduzir o crescimento da oferta futura de petróleo. Além da influência sobre as decisões de longo prazo das firmas, mudanças nos preços de petróleo tem um impacto sobre o volume que as empresas podem registrar anualmente como sendo Reservas Provasdas. O volume registrado depende dos respectivos portfólios de ativos de cada firma. O impacto dos preços sob as firmas do setor aparece, portanto, em dois horizontes um de curto e outro de longo prazo. Nos dois casos, o conceito que faz a ligação entre os preços e a empresa é o conceito de Reservas, que de maneira geral é um determinado volume de petrolíferos descoberto que possui comercialidade.

Quando uma firma está avaliando um potencial investimento para produzir em uma área, ela toma como base um horizonte de tempo longo, pois os investimentos de desenvolvimento de reservas têm uma maturação longa. Neste caso, são as fortes mudanças nos preços que influenciam a tomada de decisão. Mudanças estruturais de preços alteram os patamares nos quais as projeções se baseiam e deslocam a fronteira de economicidade ilustrada no diagrama da SPE, mudando o volume comercial de óleo associado ao projeto de desenvolvimento em questão. Logo, uma queda forte no preço de petróleo, mudando significativamente o patamar no qual ele oscila, reduz o volume classificado enquanto reserva de um projeto de desenvolvimento, o que pode comprometer a possibilidade deste ser implementado e potencialmente entrar em produção.

As oscilações do preço podem ter impacto sobre as empresas de petróleo em um horizonte de tempo mais curto a partir do olhar do registro contábil de Reservas Provadas, seguindo as orientações da *U.S. Securities Exchange Commission* (SEC). Reservas Provadas mantém o critério econômico para diferenciar um volume físico de um volume com comercialidade. Anualmente esse volume é reportado ao mercado e serve de elemento para avaliar uma firma petrolífera e realizar comparações com as outras que compõem o ramo. Uma queda abrupta dos preços tem maior efeito sobre as Reservas Provadas das empresas que possuam um portfólio com um preço de *breakeven* mais elevado. Considerando um preço anual médio as empresas devem avaliar os seus recursos, classificá-los e declarar, obrigatoriamente, o volume de Reservas Provadas.

A queda do preço do *Brent*, barril de referência para o registro das Reservas Provadas das companhias, foi um golpe duro sentido no mercado de petróleo, portanto na Petrobras, que no ano de 2015, perdeu quase 3 bilhões de barris de óleo equivalente de reservas provadas. Um dos principais fatores para tal foi o *breakeven* dos projetos de desenvolvimento em águas ultra profundas no Brasil (acumulações do pré-sal) está em média um pouco acima dos US\$ 60 o barril (Wood Mackenzie, 2016). Eis o porquê da recente queda nos volumes de Reservas Provadas registrados no ano de 2015: a Petrobras possuía um volume de Reservas Provadas registrado onde a viabilidade econômica dependia do antigo patamar de preços, que vigorava antes do segundo semestre de 2014. Em uma nova realidade de preços, parte das Reservas Provadas perderam sentido econômico para a firma e foram reclassificadas.

Claro que, cada firma estabelecida no mercado sofre consequências diferentes em relação a uma eventual queda dos preços de petróleo, como a que ocorreu no segundo semestre de 2014, e isso está diretamente relacionado com a sua carteira de ativos e os *breakevens* médios correlatos.

REFERÊNCIAS

AMUI, Sandoval. **Petróleo e gás natural para executivos**: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro: Interciência, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Boletim anual de reservas 2016**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 27 fev. 2017.

_____. **Portaria n. 9, 21 de janeiro de 2000**. Aprova o Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural, o qual define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas. Disponível em: <http://www.engellog.com/site-engellog/press/press_information_files/press_brazil_information_files/legislation_mid_fset_files/prod-transp_mid_fset_files/prod-transp_text_files/anp_9_00.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2017.

_____. **Produção por campo 2015**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_campo/Producao_Campo_2015.xls>. Acesso em: 05 abr. 2017.

_____. **Resolução n. 47, 5 de setembro de 2014**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/credenciamentos-de-instituicoes/regulamentacao-tecnica-de-credenciamento>>. Acesso em: 27 fev. 2017.

EIA, U.S. Energy Information Administration. **Europe Brent Spot Price FOB**. Disponível em: <<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D>>. Acesso em: 24 fev. 2017.

FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y; PEDROSA JUNIOR, Oswaldo A.; PINHO, Antonio Correia. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa**: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil, Portugal e Angola. Rio de Janeiro: Lexinkon, 2009.

MELO, Gilberto; ESPINHEIRA, Olga; PEREIRA, Suzana Alice. **Exploração e produção de petróleo na Bahia**: 70 anos de energia e inovação. Salvador: D&M, 2012. p. 9 – 67.

OPEC. **Monthly oil market review**, jan. 2014. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_January_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, feb. 2014. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, mar. 2014. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_March_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, apr. 2014. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_April_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, may 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_May_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jun. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_June_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jul. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMRJuly2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, aug. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_August_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, sep. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_September_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, oct. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_October_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, nov. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_November_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, dec. 2014. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_December_2014.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jan. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_January_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, feb. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, mar. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_March_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, apr. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_April_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, may 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_May_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jun. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_June_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jul. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_July_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, aug. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_August_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, sep. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_September_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, oct. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMROctober2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, nov. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_November_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, dec. 2015. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_December_2015.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jan. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20January%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, feb. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20February%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, mar. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20March%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, apr. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20April%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, may 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20May%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jun. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20June%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jul. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20July%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, aug. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20August%202016.pdf>. Acessado em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, sep. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20September%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, oct. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20October%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, nov. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20November%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, dec. 2016. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20December%202016.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Monthly oil market review**, jan. 2017. Disponível em: <
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20January%202017.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2016.

PETROBRAS. **Fato relevante**: reservas provadas da Petrobras em 2016. Disponível em:
 <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-reservas-provadas-da-petrobras-em-2016>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Fato relevante**: reservas provadas da Petrobras em 2015. Disponível em:
 <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-reservas-provadas-da-petrobras-em-2015>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Form 20-F 2015**. Disponível em: <
<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

_____. **Form 20-F 2014**. Disponível em: <
<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia**. 7. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatório de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SEITZ, Thomas; YANOSEK, Kassia. **Navigating in deepwater**: greater rewards through narrower focus. Disponível em: <<http://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our->

insights/navigating-in-deepwater-greater-rewards-through-narrower-focus>. Acesso em: 30 out. 2016.

PETROLEUM Resources Management System. Disponível em: <http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf>. Acesso em: 30 out. 2016, 8:55.

STATOIL. 2015 Annual Report on Form 20-F. 2016. Disponível em: <<https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annual-reports/2015/statoil-2015-annual-report-on-form-20-F.pdf>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

TOTAL. Registration document 2015. 2016. Disponível em: <http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/total-ddr2015-en_acces.pdf>. Acesso em: 28 de fev. 2017.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY. An estimate of undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of the World. 2012. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/fs/2012/3042/fs2012-3042.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2016, 9:03.

_____. **World Petroleum Assessment 2000: Compiled PowerPoint Slides.** 2003. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/of/1999/ofr-99-0050/OF99-50Z/>>. Acessado em: 03 abr. 2017, 09:09.

_____. **World Petroleum Assessment 2000.** 2003. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/fs/fs-062-03/FS-062-03.pdf>>. Acessado em: 03 abr. 2017, 09:12.

_____. **Assesment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources of South America and the Caribbean.** 2012. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/fs/2012/3046/>>. Acessado em: 03 abr. 2017, 09:014.

WOODMACKENZIE. Pre-FID oil projects: global breakeven analysis. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/analysis/PreFID-oil-projects-global-breakeven-analysis>>. Acesso em: 23 out. 2016, 19:34.