



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

A Viabilidade Econômica Do Pré-Sal – Uma Análise Regulatória E Financeira Com Base No Caso De Libra

Gabriel Rangel Vargas dos Santos

Rafael Antoniazzi Campos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2017

A Viabilidade Econômica Do Pré-Sal – Uma Análise Regulatória E Financeira Com Base No Caso De Libra

Gabriel Rangel Vargas dos Santos

Rafael Antoniazzi Campos

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO.

Examinado por:

Regis da Rocha Motta, Ph.D

Cesar das Neves

Lino Guimarães Marujo

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2016

Santos, Gabriel Rangel Vargas dos

Campos, Rafael Antoniazzi

A viabilidade econômica do Pré-Sal – Uma análise regulatória e financeira com base no caso de Libra/ Gabriel Rangel Vargas dos Santos, Rafael Antoniazzi Campos. – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2017.

XX, 73 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D

Projeto de Graduação - UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 70-73.

1. Análise Econômica de Libra 2. Regulação e Legislação de Atividades de Exploração e Produção no Pré-Sal3. A Situação da Petrobrás Mediante a Crise Econômica Pós Leilão de Libra 4. Descrição do Pré-Sal. 5. Estratégias de Operação no Pré-Sal. I. Motta, Regis da Rocha. II. Universidade Federal do Riode Janeiro, UFRJ, Escola Politécnica, Engenharia de Petróleo. III. A viabilidade econômica do Pré-Sal – Uma análise regulatória e financeira com base no caso de Libra.

Dedico este trabalho a Deus, por ter me abençoado com uma família linda e uma vida repleta de oportunidades, e ao meu avô, Carlos Ferreira Campos, brilhante engenheiro formado pela UFRJ que certamente estaria muito orgulhoso de me ver seguindo seus passos.

Rafael Antoniazzi Campos

Primeiramente, dedico este trabalho a toda a minha família, que sempre me apoia e me dá forças para superar todas as etapas da vida. Em segundo dedico a todos meus amigos e colegas da faculdade que estiveram junto de mim durante esta árdua caminhada.

Gabriel Rangel Vargas dos Santos

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Petrobras pelo apoio financeiro por meio do PRH21, que fomentou a pesquisa que deu por base todo esse projeto.

A todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo que me proveram conhecimento e me auxiliaram até esta etapa da minha vida e, especialmente, ao Ph D. Prof. Regis da Rocha Motta por orientar de forma brilhante este trabalho.

Ao meu grande amigo, parceiro e co-autor Gabriel Rangel Vargas, por ter aceitado fazer esse trabalho comigo, e elevou o nível a um patamar que certamente não alcançaria sozinho. Suportou os momentos mais difíceis, perdendo finais de semana para concluir este trabalho.

Aos nossos queridos amigos da Engenharia de Petróleo: Gustavo, Yuri, Matheus, Isabela, Luisa, Luiza, Denise, Tamires, Fernanda e Natália. Vocês tornaram o caminho até aqui muito mais agradável e divertido. Amizades que ganhei na faculdade e levarei para a vida toda.

A todo o time de Futsal da Engenharia UFRJ, que nessa jornada repleta de títulos, pude aprender o verdadeiro significado de conquista, vitória, o que é de fato a união e principalmente o trabalho em equipe.

A minha querida namorada Renata, que mais que ninguém esteve ao meu lado para me apoiar, e sempre o fez com muito amor e carinho, esteve sempre disposta a ouvir meus problemas e me ajudar a enfrentá-los.

E gostaria de, por fim, agradecer a meus pais, Roberto e Thais, a minha irmã, Priscilla, e a toda minha família, base de tudo para minha vida, vocês foram minha motivação e inspiração que me guiaram até aqui.

Rafael Antoniazzi Campos

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica da UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

A Viabilidade Econômica Do Pré-Sal – Uma Análise Regulatória E Financeira Com
Base No Caso De Libra

Gabriel Rangel Vargas dos Santos

Rafael Antoniazzi Campos

Fevereiro/2016

Orientador: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Curso: Engenharia de Petróleo

A descoberta das enormes reservas de hidrocarbonetos nas bacias de Santos e Campos, denominadas pela região do Pré-Sal, trouxeram um novo horizonte para o setor de óleo e gás do Brasil. As especulações quanto ao volume das reservas da região eram tão grandes e otimistas que o governo brasileiro criou uma nova regulação e legislação exclusivamente para atividades de exploração e produção nas na região do Pré-Sal. Desse modo, surgiu o regime de partilha de produção,

que tinha como objetivo de aumentar o lucro do país com o setor e impulsionar o crescimento sócio econômico.

Entretanto, o que se viu após o leilão de Libra foi uma mudança radical no cenário nacional e internacional. A drástica queda no valor do barril e o envolvimento da Petrobras, estatal brasileira responsável exclusiva pela operação do Pré-Sal sob o regime de partilha da produção, com escândalos de corrupção que culminaram no maior endividamento da história da empresa, levantaram questionamentos sobre a validade de termos do regime de partilha e da capacidade da estatal brasileira de operar o Pré-Sal.

Nesse contexto, o presente trabalho pretende realizar uma análise de viabilidade econômica de atividades de exploração e produção na área do Pré-Sal, tomando por base o campo de Libra, único licitado. Portanto, será possível entender a mudança de cenário desde o leilão até os dias atuais, os respectivos impactos consequentes e avaliar a nova regulação imposta pelo projeto de lei PL 4567/2016, que não mais faz a Petrobras obrigatoriamente a única operadora da região.

Palavras-chave: Viabilidade econômica, Libra, Pré-Sal, Petrobras, Partilha de Produção.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

A Viabilidade Econômica Do Pré-Sal – Uma Análise Regulatória E Financeira Com
Base No Caso De Libra

Gabriel Rangel Vargas dos Santos

Rafael Antoniazzi Campos

February/2016

Advisor: Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Course: Petroleum Engineering

The discovery of huge hidrocarbon reservoirs in Santos and Campos Basin, denominated Presalt region, brought a new horizon in the brazilian oil and gas industry. Speculation over the Presalt reservoirs volumn were so remarkable and optimists that Brazilian government created a new law to regulate exploration e production activities within Presalt region. Thereby, the Production Sharing System emerged aiming to rise country's oil and gas industry profit and boost social economic development.

However, after Libra's auction the Brazilian economic scenario radically changed, so did world's too. Brent price severely dropped and Petrobras, Brazilian state-owned company delegated to be the unique operator of Presalt by the Production Sharing System, got involved in a series of corruption scandals that lead it to company's greatest indebtedness in history, therefore questioning Production Sharing System terms and Petrobras' capability of operate Presalt by itself.

This project intends to study Presalt's exploration and production activities economic viability by choosing the case of Libra, the only Presalt field to be acquired in Production Sharing System. Hence, understand the scenario change since Libra's auction to current, its consequences and evaluate new regulation imposed by law project PL 4567/2016 that revogates mandatory Petrobras as Presalt unique company operator.

Keywords: Economic Viability, Libra, Presalt .Petrobras, ProductionSharing System.

Glossário

ANP: Agência nacional do petróleo;

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo;

EBITDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização

BBL: Barril de óleo;

BDEP: Banco de dados de exploração e produção; BOE: Barril de óleo equivalente;

IEA: International Energy Agency

Payback: Tempo de retorno de um investimento; PPSA: Pré-Sal Petróleo S.A.;

TIR: Taxa interna de retorno;

VPL: Valor presente líquido;

VOR: Volume de Óleo Recuperado;

Capex: Capital Expendures – Despesas de capital;

Opex: Operational Expendures – Despesas operacionais;

Abex: Abandon Expendures – Despesas para abandono de um poço;

FPSO: Floating Production Storage Offloading - Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência.

Grau API: Forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. O Pré-Sal.....	7
2.2. Sistema Petrolífero.....	14
2.2.1. Rocha Geradora.....	14
2.2.2. Rocha Reservatório.....	15
2.2.3. Rocha Selante.....	16
2.3. Campos e Reservas.....	17
2.4. Perfuração e Produção.....	20
2.4.1. Perfuração.....	20
2.4.2. Produção.....	22
3. Contratos de Produção.....	25
3.1. Concessão da Produção.....	25
3.2. Rodadas ANP.....	27
3.3. Participações Governamentais.....	29
3.3.1. Bônus de Assinatura.....	29
3.3.2. Royalties.....	29
3.3.3. Participação Especial.....	31
3.3.4. Pagamento pela ocupação ou retenção da área.....	32
3.4. Partilha da Produção.....	32
4. Libra e Petrobras como Única Operadora.....	39
4.1. Petrobras como única operadora.....	39
4.2. O Leilão de Libra.....	42
4.3. Análise de Viabilidade Econômica de Libra.....	44
4.3.1. Método de Análise.....	44
4.3.2. Premissas.....	46
4.3.3. Resultados.....	50
5. Nova Lei e Novas Projeções.....	61
5.1. Projeto de Lei PL 4567/2016.....	61
5.2. Pré-Sal sem a Petrobras como Operadora Única.....	62

6. Conclusão.....	68
7. Referencias Bibliográficas.....	71

Índice de Figuras:

Figura 2.1 - Deposição de evaporitos durante rifteamento da crosta	8
Figura 2.2 - Ilustração esquemática do Pré-Sal	9
Figura 2.3 - Polígono do Pré-Sal.....	13
Figura 3.1 - Fluxograma Regime Partilha x Concessão.....	36
Figura 3.2 - Contratos de Produção utilizados ao redor do mundo.....	38

Índice de Gráficos:

Gráfico 1.1 - Descoberta de novos campos.....	4
Gráfico 2.1- Distribuição das reservas mundiais (2014)	18
Gráfico 2.2 - Evolução da produção e reservas nacionais	19
Gráfico 4.1- Preço do Brent nas últimas décadas.....	46
Gráfico 4.2 - Previsão do Brent.....	51
Gráfico 4.3 - Previsão do VOR.....	53
Gráfico 4.4 - Previsão do Capex	54
Gráfico 4.5 - Previsão do Opex	55
Gráfico 4.6 - Fluxo de Caixa	56
Gráfico 4.7 - Previsão da TIR	58
Gráfico 4.8 - Previsão do VPL.....	59
Gráfico 5.1 - Situação Financeira Petrobras	64

Índice de Tabela:

Tabela 2.1 - Relação com principais descobertas na Bacia de Santos.....	11
Tabela 3.1 - Distribuição de Royalties	31
Tabela 4.1 - Evolução da composição acionária da Petrobrás.....	41

1. Introdução

A atividade de exploração e extração do petróleo começou no Brasil em 1939 no poço de Lobato, localizado no estado da Bahia, com a finalidade de produzir combustíveis, querosene e diversos outros insumos. Àquela altura já fazia 80 anos desde que Edwin Drake havia construído a primeira torre de extração de petróleo do subsolo da terra, com intuito de produzir combustíveis para lamparinas até então muito utilizadas.

O que se viu depois de 1939 foi uma busca incessante do Brasil pela auto-suficiência do produto e, mais recentemente, devido sua importância no cenário econômico nacional e mundial, o país tenta aumentar a produção constantemente alavancando suas exportações. Em 1953, a lei 2004/1953 criava a Petróleo Brasileiro S.A., Petrobrás, única empresa com permissão para explorar hidrocarbonetos no território brasileiro até o ano de 1997.

Apenas três anos depois da criação da empresa, a UDN (União Democrática Nacional), uma das mais importantes organizações políticas à época, publicou em seu conteúdo programático um item somente falando sobre o Petróleo que mostrava a busca pela auto-suficiência, dizia: “A UDN continua a defender o monopólio estatal do petróleo e bem assim a consolidação da Petrobras, que deve ficar a salvo do faccionismo político e superar os entraves da burocracia. Entende, ainda, que a Petrobras deve ser distribuidora exclusiva de derivados no território nacional, quando atingir

no refino, a nossa capacidade de consumo, sem prejuízo de todos esforços para que alcancemos a auto-suficiência da produção de petróleo. Preconiza, ainda, intensa participação da Petrobras na petroquímica.”

Em 1968, a empresa perfura seu primeiro poço no mar, operando com a P-1, plataforma construída para perfuração em águas de até 30 metros de profundidade. No ano seguinte, o primeiro campo offshore é descoberto, na plataforma continental brasileira, Guaricema, no mar de Sergipe.

Quase uma década depois, em 1974, a Petrobrás descobre a Bacia de Campos, onde se situam os três primeiros campos gigantes descobertos pela empresa, Albacora (1984), Marlim (1985) e Roncador (1996).

Em 1997, durante o governo do então presidente brasileiro Fernando Henrique Cardoso, foi aprovada a lei 9478/1997 que acabava com o monopólio da Petrobrás sobre as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, que já atingia 1 milhão de barris por dia naquele ano.

Com as recentes descobertas, e a entrada do capital privado na indústria, os anos seguintes não foram de descobertas relevantes, mas sim de intensificação da produção. Em Setembro de 2002, a Petrobrás anunciou que havia batido o recorde de 1,6 milhões de barris produzidos diariamente, valor que se aproximava muito dos 1,8 milhões de barris, estimativa da demanda interna à época.

Entretanto, a partir de 2003 as descobertas estagnaram, a produção passou a não crescer como vinha crescendo e a Bacia de Campos começava a dar

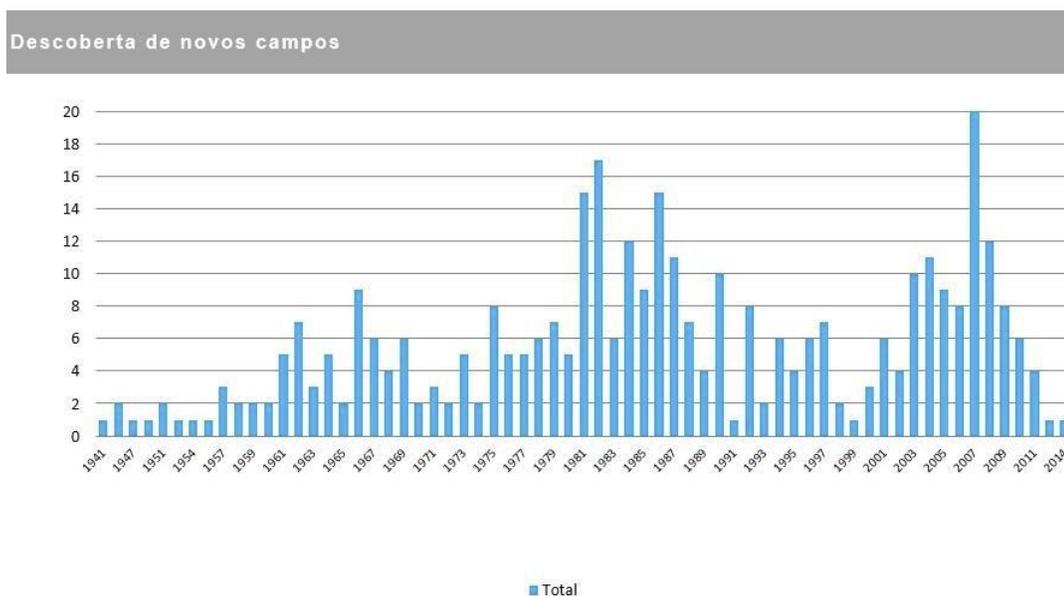
sinais de que não representaria novos horizontes para a empresa a médio-longo prazo.

Sob um cenário de incertezas sobre o futuro das reservas de hidrocarbonetos nacional, juntamente a uma forte crise econômica nos Estados Unidos que ecoava pelo resto do mundo em 2007, a Petrobrás anunciou a descoberta do Pré-Sal. Isso representou um novo marco para a empresa, que viria a repor as reservas nacionais.

Observando o gráfico 1.1, podemos perceber que a descoberta do Pré-Sal representou um pico de campos descobertos jamais visto na história nacional. Ainda, o volume estimado das jazidas de petróleo no Pré-Sal superava qualquer outra descoberta já feita.

Nota-se que a descoberta de um campo oficialmente precisa ter respaldo da ANP que analisa os dados enviados e relatório pela empresa ganhadora da licitação do bloco onde o campo está localizado. A empresa, após de estudos geológicos acerca do bloco, recolhendo amostras da rocha reservatório para comprovar a existência ou não de óleo, e tendo indicação da existência de hidrocarbonetos, realiza um estudo da viabilidade comercial do campo. Essas informações são avaliadas e aprovadas pela ANP.

Gráfico 1.1 - Descoberta de novos campos



Fonte: Queiroga

Portanto, o Pré-Sal representa um novo horizonte não só para a Petrobrás, mas também para toda a indústria de óleo e gás brasileira, devido seus inúmeros desafios tecnológicos e logísticos, além possuir reservas de hidrocarbonetos de ordem de grandeza muito elevada. Em Setembro de 2014, quando a produção do Pré-Sal já alcançava a marca de 500 mil barris por dia, em publicação do Jornal Diário Mercantil, a PPSA afirmava que somente 1/3 das reservas do Pré-Sal haviam sido descobertas, confirmando que apesar dos incríveis resultados apresentados, o Pré-Sal ainda é objeto de muito estudo, pesquisa, investimento e descobertas.

Entretanto, no mesmo ano de 2014, a Petrobras se envolveu em diversos escândalos de corrupção, ganhou capa e posição de destaque

negativamente na imprensa nacional e virou alvo de investigações da polícia federal brasileira sobre lavagem e desvio de dinheiro.

Além do cenário de crise do setor de óleo e gás brasileiro, ancorado pelo escândalo envolvendo a estatal brasileira, em termos mundiais a indústria também entrou em profunda crise, com o preço do barril despencando a patamares recordes, atingindo valores abaixo de US\$30.

Tal conjuntura colocou em cheque a exploração e produção do Pré-Sal, uma vez que o valor de *breakeven* seria superior a US\$50 devido os diversos desafios proporcionados pelas condições adversas que serão discutidas mais a frente, como a extensa lâmina d'água e o enorme afastamento da costa.

Portanto, o presente trabalho pretende realizar uma avaliação econômica acerca das atividades e projetos na região do Pré-Sal, tomando por base seu maior campo e único licitado, Libra. Desse modo, espera-se que o investidor possa ter mais esclarecimentos sobre o real cenário do setor de óleo e gás natural no Brasil, sobretudo em projetos na região do Pré-Sal e possa tomar decisões mais seguras.

Além disso, o Pré-Sal representou uma mudança na regulação e legislação sobre atividades de exploração e produção no território brasileiro. Então, também será abordada uma discussão a respeito das principais mudanças que a nova lei impõe ao Regime de Partilha, esclarecendo as diferenças, e

a validade de cada um dos regimes, uma vez que a nova lei não anula a antiga.

Assim, poder-se-á ter conhecimento das vantagens e desvantagens de cada um dos modelos regulatórios existentes, concessão e partilha, permitindo tornar a análise econômica mais precisa. Além de claro, analisar as perspectivas que a mudança na lei do Regime de Partilha pode trazer ao país.

Logo, o presente trabalho utilizou como base de dados para a análise apenas os campos declarados comerciais, os decorrentes poços perfurados e sua produção, e as reservas dos mesmos declarados pela ANP e Petrobras. Vale ressaltar que os poços considerados têm, todos, lâmina d'água e profundidade superior a 1.000 e 4.000 metros, respectivamente. Essa condição foi imposta para garantir que apenas poços da camada do Pré-Sal fossem tomados em consideração na análise, uma vez que os dados divulgados separam os poços apenas por país e bacia sedimentar à qual pertencem.

Por fim, foi construído um modelo, partindo dos dados anteriormente mencionado, elaborado por meio de uma Análise de Fluxo de Caixa Descontado, pelo método de Simulação de Monte Carlo, com auxílio software @RISK para então concluir análise econômica de projetos do Pré-Sal, problemática central do presente trabalho.

2. O Pré-Sal

2.1. Introdução

A origem do Pré-sal vem da atividade de placas tectônicas que culminou no rifteamento da crosta terrestre do antigo paleocontinente da Gondwana, ainda no Cretáceo. Subsequentemente, houve a ruptura da crosta separando o Gondwana no que hoje são a América do Sul e o continente da África, com a abertura do Oceano Atlântico.

A abertura do oceano, por sua vez permitiu que se formasse uma região com grandes lagos. Houve, então, uma deposição de grande quantidade de matéria orgânica, uma vez que todos os rios dos continentes que se separavam corriam para regiões mais baixas, conforme a figura 2.1. O contínuo afundamento do assoalho da bacia, o clima quente, a salinidade da água e as altas taxas de evaporação permitiram a formação do pacote de sal, uma espessa sucessão de evaporitos com até 2500m de espessura (CHANG et al, 1990).

Figura 2.1 - Deposição de evaporitos durante rifteamento da crosta



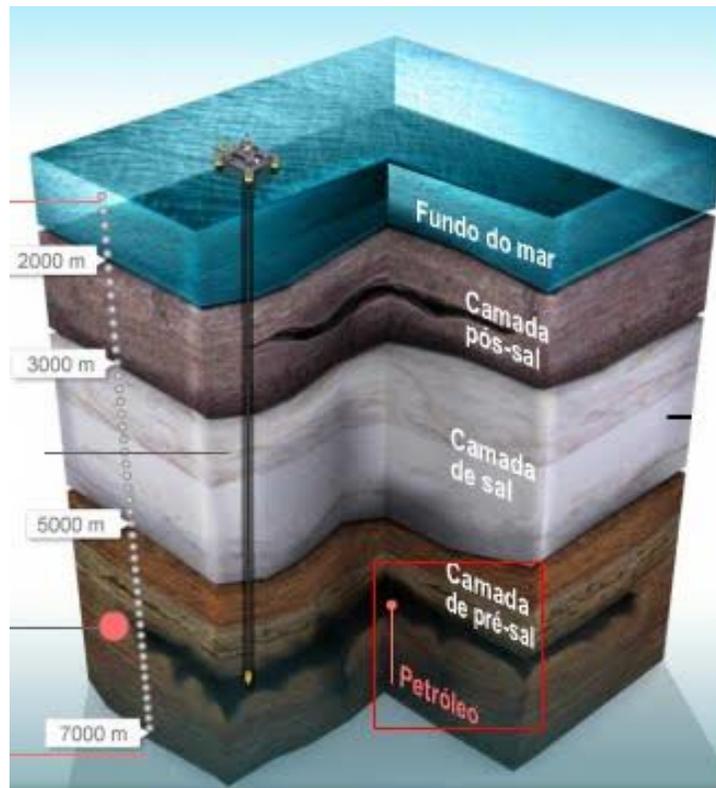
Fonte: Revista USP

Conceitualmente, o termo “Pré-sal” que permeia a mídia e até textos técnicos aproxima-se de uma definição de caráter geológico temporal, que significa o intervalo de rochas que foi depositado antes de camadas de sal (PAPATERRA, 2010). Assim sendo, o termo “Pós-sal” ganha sentido conceitual se referindo a reservatórios localizados em rochas depositadas depois da camada de sal.

Para se alcançar as jazidas de óleo na faixa da camada do Pré-Sal, estima-se que a profundidade total a ser vencida esteja entre 5.000 e 7.000 metros, a figura 2.2 mostra um esquema ilustrativo. Os poços se encontram sob uma lâmina d’água não menor que 1.000 metros, podendo alcançar até o dobro desse valor. Ainda, para chegar a tais reservas precisa ser vencida a camada Pós-Sal de até 1.000 metros de formações rochosas, e a camada de sal que pode chegar até 2.000 metros de profundidade, composta

essencialmente por halita (cloreto de sódio) e intercalações de anidrita, carnalita e traquidrita (GAMBOA et al, 2008).

Figura 2.2 - Ilustração esquemática do Pré-Sal



Fonte: Portal Brasil

Segundo Papaterra (2010), as pesquisas por possíveis acumulações de hidrocarbonetos abaixo da camada de evaporitos depositada nas bacias da margem Leste brasileira começaram em na década de 1960, na bacia de Sergipe-Alagoas. Na década seguinte, foram descobertas acumulações em reservatórios carbonáticos, em região de águas rasas na Bacia de Campos e Espírito Santo, porém em volumes muito pequenos, que não resultariam em produção de escala comercial.

Atualmente, temos como exemplos de sucesso na Bacia de Campos, os campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha, todos de pequeno e médio porte, produzindo sob a camada de sal a uma lâmina d'água de 2000m. Ademais, dentre esses reservatórios de coquinas, com óleo de grau API entre 28 e 33º, não se observaram limites claros entre os quatro campos, indicando de que se trata de uma acumulação única com descontinuidades relacionadas a condições permoporosas desfavoráveis (CASTRO, 2006).

Outro exemplo de produção sob a camada de sal, na Angola a produção comercial de hidrocarbonetos, em grande escala, em reservatórios carbonáticos de origem lacustre no intervalo Pré-Sal ocorre desde a década de 1970, em sua margem continental na região "offshore" de Cabinda (LOMANDO, 1998). Alguns dos reservatórios da região são considerados campos gigantes.

Entretanto, indícios de acumulações de hidrocarbonetos sob a camada de sal em águas ultraprofundas (lâmina d'água superior a 2.000 metros) iniciaram em 2004, graças a avanços tecnológicos na área de pesquisa sísmica.

O primeiro poço exploratório que ultrapassou a camada de sal na Bacia de Santos foi perfurado em 2005, pela Petrobras, no bloco de Parati. A perfuração demorou mais de um ano e custou US\$ 240 milhões, de acordo com dados oficiais da Companhia (QUEROGA et al, 2015). O projeto

venceu uma lâmina d'água de 2.038 metros e uma camada de sal com espessura de aproximadamente 2.000 metros.

Ao final do projeto, a Petrobras relatou a ANP indícios de presença de petróleo na região de estudo. As pesquisas seguiram com mais poços sendo perfurados com intuito de atravessar a espessa camada de sal em águas ultraprofundas na Bacia de Santos, região denominada pela empresa como "Pré-Sal". A tabela 2.1, mostra a relação dos principais poços pioneiros que resultaram em descoberta de óleo no Pré-Sal.

Tabela 2.1 - Relação com principais descobertas na Bacia de Santos

Notificações de Descobertas - "Cluster" bacia de Santos						
Bloco	Concessionário	Rodada	Prospecto (s)	Nome Poço ANP	Nome Poço Operador	Data Notificação Descoberta
BM-S-8	Petrobras (66%), Shell Brasil Ltda (20%) e Petrogal Brasil Ltda. (14%)	R2 (15/09/2000)	Bem-le-vi	1-BRSA-532A-SPS	1SPS52A	mar/08
BM-S-9	Petrobras (45%), BG E&P Brasil Ltda (30%) e Repsol YPF Brasil S.A (25%)	R2 (15/09/2000)	Carloca	1BRSA491SPS	1SPS50	ago/07
			Guará	1BRSA594SPS	1SPS55	jun/08
BM-S-10	Petrobras (65%), BG E&P Brasil Ltda (25%) e ParTex Brasil Ltda (10%)	R2 (15/09/2000)	Parati	BRSA-329D-RJS	1RJS617D	jul/05
BM-S-11	Petrobras (65%), BG E&P Brasil Ltda. (25%) e Petrogal Brasil Ltda (10%)	R2 (15/09/2000)	Tupi	1-BRSA-369A-RJS	1RJS628A	jul/06
			Iara	1-BRSA-618-RJS	1RJS656	ago/08
BM-S-21	Petrobras (80%*) e Petrogal Brasil Ltda (20%)	R3 (29/9/2001)	Caramba	1-BRSA-526-SPS	1SPS51	dez/07
BM-S-22	Esso Exploração Santos (40%*), Hess Brasil Petróleo Ltda (40%) e Petrobras (20%)	R3 (29/9/2001)	Azulão / Guarani	1-ESSO-3-SPS	Guarani 1	fev/09
BM-S-24	Petrobras (80%*) e Petrogal Brasil Ltda (20%)	R3 (29/9/2001)	Júpiter	1-BRSA-559-RJS	1RJS652	set/08

Fonte: Papaterra (2010)

A descoberta dos reservatórios na camada Pré-Sal trouxe um novo horizonte para a Petrobrás. Estima-se que em 2021 a produção total da

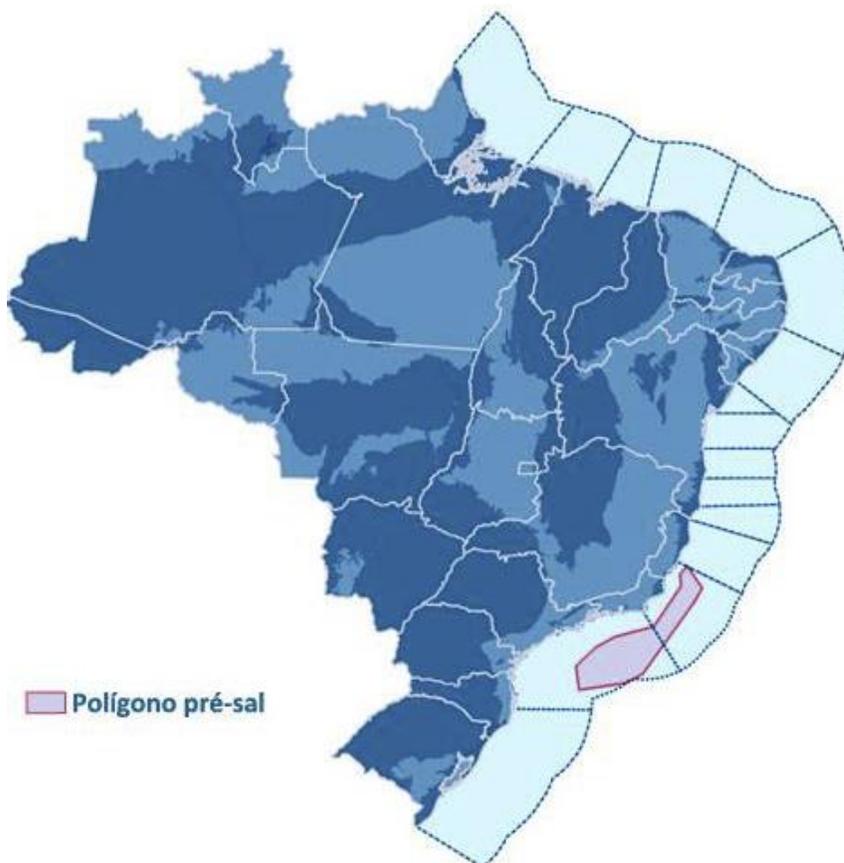
empresa chegue a 3,41 milhões de barris de óleo por dia, onde aproximadamente 50% desse valor seja proveniente do Pré-Sal, segundo o PNG 2017-2021 da empresa.

O óleo descoberto no Pré-Sal tem um valor agregado maior do que o óleo presente em outras regiões brasileiras, pois seu grau API é maior, ou seja, possui maiores concentrações de hidrocarbonetos mais leves. Essa característica é proveniente da profundidade das rochas reservatório e da presença da camada de sal que impediram o desenvolvimento de bactérias responsáveis pela degradação das frações voláteis do petróleo (QUEROGA et al, 2015). Portanto, aliando as características do óleo junto às estimativas de imensas reservas, o Pré-Sal se torna destaque e alvo de interesse mundial para investimentos.

Vale ressaltar, que as reservas descobertas situam-se a 300 quilômetros do litoral brasileiro em uma área com aproximadamente 800 quilômetros de extensão e 200 quilômetros de largura (área total de 149.000 quilômetros quadrados).

Ainda que muito distante da costa do Brasil, o Pré-Sal está localizado dentro da Zona Econômica Exclusiva do Brasil (ZEE), área até 370 quilômetros afastada da costa. Portanto, é de direito do país explorar os recursos naturais nesta área e dever de cumprir com toda regulação ambiental. A figura 2.3 mostra a localização do polígono do Pré-Sal em relação à ZEE brasileira.

Figura 2.3 - Polígono do Pré-Sal



Fonte: ANP

O polígono do Pré-Sal foi definido pela lei 5.938/2009 como a área com potencial ou com comprovação de existência de grandes volumes de óleo e compreende regiões entre as bacias de Santos e Campos. Foi considerada pela União, uma região estratégica para o desenvolvimento econômico nacional e, portanto, os contratos de licitação de blocos da região são regidos pelo regime de partilha da produção, segundo a lei 12.351/2010, e não mais pelo regime de concessão que vigora sobre as demais regiões.

2.2. Sistema Petrolífero

2.2.1. Rocha Geradora

Não existe muita documentação geológica sobre as rochas geradoras do Pré-Sal, uma vez que ainda é baixo o número de poços que chegaram a atravessar a camada de sal, quando comparado a quantidade de poços perfurados na camada Pós-Sal nas bacias de Campos e Santos.

As acumulações de óleo são provenientes dos folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica depositados no estágio final da fase rifte da formação das bacias da margem continental brasileira. Na Bacia de Campos, essas formações estão intercaladas com carbonatos de espessura variando de 100 a 300 metros, com concentração de Carbono Orgânico Total (COT) variando de 2 a 6%, e Índice de Hidrogênio superior a 900 mg de HC/g COT, indicando se tratar de querogênio do tipo I (CHANG et al, 2008).

Os óleos se caracterizam por apresentar altos teores de hidrocarbonetos saturados (CHANG et al, 2008) e apresenta em média grau API entre 28 e 33°. Portanto, a qualidade do óleo dos reservatórios do Pré-Sal é de boa qualidade, agregando valor ao seu preço de venda.

2.2.2. Rocha Reservatório

Os reservatórios do Pré-Sal são particularmente bem diferentes dos reservatórios encontrados na camada Pós-Sal, nas bacias de Campos e Santos. Enquanto que acima da camada de sal, o mais comum são reservatórios formados principalmente por arenitos, amplamente estudados na indústria, a camada abaixo do sal apresenta reservatórios principalmente formados por carbonatos, menos comuns para reservatórios.

Os carbonatos característicos do Pré-Sal têm origem microbial, por serem originados pela atividade de cianobactérias e, portanto, apresentam alta porosidade, característica fundamental para permitir grandes acumulações de hidrocarbonetos intrinsecamente na formação rochosa.

Ainda que os carbonatos sejam o reservatório predominante na camada Pré-Sal, ainda é possível notar ocorrências de acumulações de hidrocarbonetos em reservatórios siliciclásticos e até mesmo em rochas vulcânicas fraturadas (CHANG et al, 2008).

Apesar dos carbonatos microbiais apresentarem boa porosidade, a sua composição é principalmente Magnésio e Cálcio, que apresentam elevado grau de dureza. Ademais, esse tipo de rocha não é um tipo de reservatório de petróleo comum, logo, perfurar o Pré-Sal é um desafio tecnológico tão grande quanto perfurar a espessa camada de sal que o antecede.

2.2.3. Rocha Selante

A formação rochosa selante da camada Pré-Sal é justamente a espessa camada de sal. A permeabilidade dessa formação é extremamente baixa, o que o torna um excelente selante. Vale ressaltar que a pilha sedimentar da camada Pós-Sal também atua como selo juntamente com o sal através do efeito de sobrecarga e compressão de camadas inferiores.

A camada de sal, que tem até 2.000 metros de extensão é decorrente da deposição de evaporitos durante a fase transicional do rifte da margem continental.

As trapas associadas à seção rifte, ou seja, ao Pré-Sal, constituem excelentes concentradores de hidrocarbonetos. Além disso, os evaporitos por apresentarem alta condutividade térmica permitem transferência de calor do topo do reservatório para porções mais rasas, podendo retardar o craqueamento térmico dos hidrocarbonetos em grandes profundidades na bacia (PAPATERRA, 2010).

Portanto, infere-se que grandes acumulações de hidrocarboneto estejam alojadas abaixo da espessa camada de sal por não terem migrado para seções sedimentares mais novas, devido à falta de falhas e condutos (PAPATERRA, 2010).

2.3. Campos e Reservas

As reservas de petróleo são medidas de acordo com o novo Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural, estabelecido por meio da Resolução ANP nº 47/2014, que segue as normas e diretrizes do *Petroleum Resources Management System* (PRMS). O PRMS determina que os projetos sejam classificados por probabilidade de serem comercializados e grau de incerteza das quantidades recuperáveis.

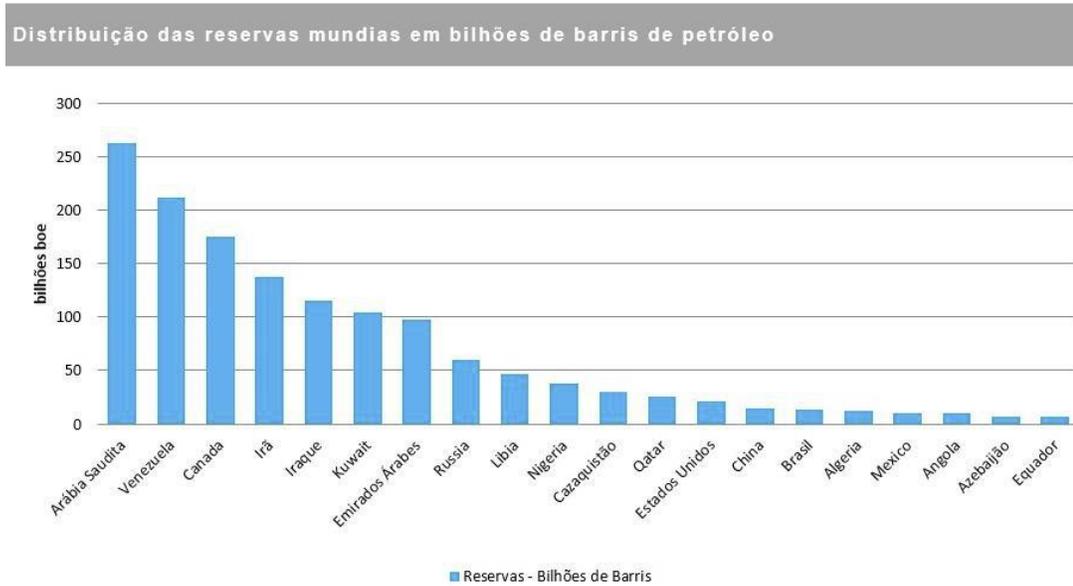
Segundo a resolução, reserva é todo volume “*in situ*” descoberto e com viabilidade comercial. Ainda reservas se subdividem em provadas, prováveis e possíveis que representam probabilidade de recuperação equivalente a 90, 50 e 10% respectivamente.

Fora da fronteira de reservas, encontram-se os recursos, podendo ser classificados como contingentes e prospectivos. Os Recursos Contingentes se referem a acumulações de hidrocarbonetos descobertas, porém subcomerciais. Os Recursos Prospectivos são aqueles derivados de estimativas de recuperação de petróleo, porém ainda não descobertos. Assim como as reservas, os recursos também são classificados de acordo com a incerteza de recuperação.

A Agência Internacional de Energia (IEA) em 2014 publicou um relatório aferindo a distribuição das reservas provadas de hidrocarbonetos do mundo, que pode ser vista no gráfico 2.1 elaborado por Queroga (2010). Na

ocasião, o Brasil ocupava o 15º lugar no ranking, com aproximadamente 16 bilhões de barris de petróleo.

Gráfico 2.1- Distribuição das reservas mundiais (2014)



(Fonte: Queroga et al, 2010)

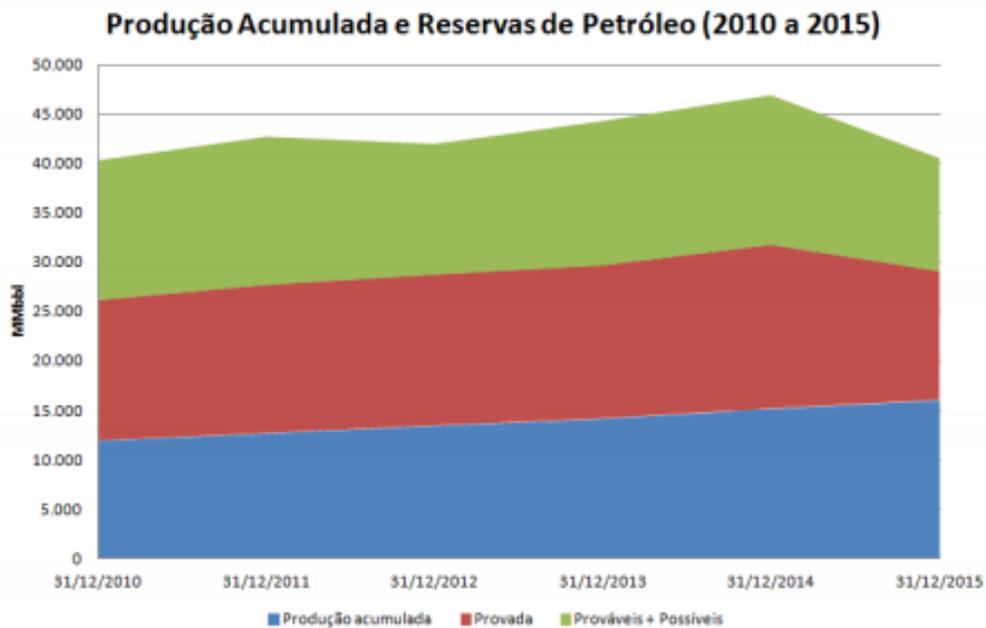
A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou em Março de 2016, no Boletim Anual de Reservas referente ao exercício de 2015 que as reservas não provadas, ou seja, prováveis e possíveis totalizavam 24,5 bilhões de barris, onde 95% desse valor são oriundos de campos do Pré-Sal.

Assumindo que os valores divulgados pela ANP se convertessem em reservas provadas, o Brasil passaria a ocupar a 10ª posição no ranking do IEA. O gráfico 2.2 mostra a evolução das reservas brasileiras de petróleo.

Pode-se perceber que de 2014 para 2015, os valores das reservas diminuíram em decorrência da alta queda do valor do barril.

Com a forte queda do valor do barril, muitos projetos na indústria tiveram de ser atualizados e muitos passaram a ser inviáveis em termos comerciais. Dessa forma, acumulações de hidrocarbonetos antes declaradas como reservas passaram a ocupar a classificação, segundo as diretrizes PMRS, de Recursos Contingentes, tornando o valor das reservas nacionais inferior ao exercício anterior, em 2014.

Gráfico 2.2 - Evolução da produção e reservas nacionais



Fonte: ANP

Especialistas da indústria estimam que os volumes recuperados pelo Pré-Sal possam chegar a 80 bilhões de barris, o que colocaria o Brasil como o 8º com maior reservas de petróleo segundo o Ranking do IEA. Atualmente,

essa estimativa se enquadra, em sua maioria, na classificação PMRS como Recursos Prospectivos.

Os principais campos do Pré-Sal que tiveram sua comercialidade declarada até o final de 2014 são os seguintes: Libra, Lula (ex-tupi), Búzios, Jubarte, Sapinhoá, Marlim, Caratinga, Baleia Azul, Baleia Franca, Carioca, Barracuda, Marlim Leste, Carioca Nordeste, Pirambu, Voador, Sul de Lula, Lapa, Júpter, Sérpia, Itapu, Sul de Sapinhoá, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu (QUEROGA et al, 2015).
Dentre eles, se destacam os Campos de Libra e Lula, ambos representam até 15 bilhões de barris em Recursos Prospectivos.

2.4. Perfuração e Produção

2.4.1. Perfuração

O grande afastamento da costa, lâminas d'água ultraprofundas e a espessa camada rochosa a se perfurar, incluindo a camada de 2.000 metros de sal, tornam o Pré-Sal um grande desafio em termos tecnológicos e logísticos.

Os campos do Pré-Sal se localizam a aproximadamente 300 quilômetros de distância do litoral do país. Portanto, o transporte de pessoas e de matérias de fornecimento para as plataformas que operam os campos se torna um desafio logístico. Tendo em vista reduzir custos e diminuir o número de

barreiras logísticas, a estratégia que vem sendo adotada para operar esses campos tem sido a utilização de hubs, que são plataformas fixas a meia distância entre a costa e a plataforma que opera o campo.

Outra estratégia adotada é quanto ao número de funcionários presentes em plataformas operando no Pré-Sal. O objetivo é diminuir com avanços tecnológicos que permitem que as plataformas sejam cada vez mais automatizadas. Dessa forma os custos com transporte de pessoas, atualmente feito com viagens de helicóptero a um custo elevado, seriam menores devido a diminuição do número de viagens necessárias.

A Petrobrás, operadora única do Pré-Sal até então, anunciou em Dezembro de 2016 através do seu plano de negócios para os próximos anos que desde 2014 que mais de 9.000 funcionários foram desligados da empresa e que até meados de 2017 tem pretensão de desligar mais 10.000. Ainda mais de 114.000 prestadores de serviço desligaram-se nesse mesmo intervalo de tempo, porém ao contrário do que se imaginava, a produção de óleo do Pré-Sal, não só se intensificou, como atingiu níveis recordes, como será explicado mais a frente no presente capítulo.

Um grande desafio técnico ao se perfurar em campos do Pré-Sal é justamente ultrapassar a espessa camada de sal, especialmente na Bacia de Santos, até que se possam atingir os reservatórios para produzir.

Formações salinas têm características muito peculiares e difíceis de serem gerenciadas em operações de perfuração. Normalmente, são rochas muito

plásticas, móveis e heterogêneas e podem mudar de posição à medida que a perfuração ocorre (QUEROGA et al, 2010). Tais características implicam em possíveis deslizamentos das estruturas rochosas salinas, o que é complicado de gerenciar em termos estruturais de poço, devido a sobrepressões que possam ser exercidas.

As camadas de sal são tão instáveis que podem engolir as brocas de perfuração e derrubar a carcaça que envolve o tubo de perfuração (ALVES et al, 2009). Além disso, as instabilidades das camadas de sal aliado à falta de conhecimento e histórico de operações com reservatórios carbonáticos impedem a perfuração de poços direcionais que visem aumentar a produção dos poços perfurados.

2.4.2. Produção

A produção de óleo de poços da camada Pré-Sal impressiona em 2010, quando os projetos eram poucos e muitos em fase piloto, a média diária de produção da Petrobrás era 41.000 barris. Em 2016 a empresa anunciou que chegou a marca de 1 milhão de barris por dia de produção no Pré-Sal.

A evolução dos números é acelerada e, segundo o planejamento estratégico da estatal brasileira para 2021, a meta é ainda maior, podendo chegar a 1,5 milhões de barris por dia.

Os números são ainda mais animadores quando comparados a camada Pós-Sal. A Bacia de Campos demorou 21 anos para atingir a marca de 500.000 barris por dia. A mesma marca foi atingida em 2014 para o Pré-Sal, oito anos após o primeiro poço perfurado.

Queroga (2015) mostrou a evolução da produção de óleo comparativamente entre o Pré-Sal e o Pós-Sal, mostrando que o primeiro vem cada vez mais tomando importância no cenário nacional. No último ano, a Petrobrás ao anunciar que rompeu a barreira de 1 milhão de barris por dia, também anunciou que a empresa no ano fez no total uma média de 2.144.256 barris por dia de produção total.

Portanto, o Pré-Sal já representa cerca de 50% da produção da empresa. Essa marca, em 2014, era esperada ser alcançada somente em 2018 pela empresa, o que mostra os resultados surpreendentemente positivos que a empresa vem tendo no Pré-Sal.

Os dados se justificam quando olhamos a produção poço a poço tanto do Pré-Sal como Pós-Sal. Segundo a Base de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP), em Outubro de 2016, 4 poços do Pré-Sal tiveram média superior a 30.000 barris de óleo produzidos por dia: 7SPH1SPS, 7SPH7DSPS e 7SPH6SPS no campo de Sapinhoá e 9LL12DRJS no campo de Lula. Já o maior produtor do Pós-Sal, 7RO41DRJS no campo de Roncador, atingiu a marca de 16.686 barris por

dia, sendo este apenas o 35º poço no ranking dos mais produtores offshore, atrás de 34 poços do Pré-Sal dos campos de Lula, Sapinhoá e Jubarte.

Como a produção individual de poços do Pré-Sal é extremamente alta, a Petrobrás estuda adotar uma estratégia diferente da usual para campos da camada Pós-Sal. A escolha por unidades de menor porte, porém com dedicação exclusiva para um poço vem sendo utilizada pela empresa. Normalmente, a empresa dispõe de um navio sonda (FPSO – *Floating Production Storage Offloading*) para produção de diversos poços, entretanto a estratégia é usar um FPSO monocoluna, plataforma de menor porte que tenha equipamentos e estrutura para produzir apenas um poço.

3. Contratos de Produção

3.1. Concessão da Produção

O contrato de concessão pode ser definido como o instrumento de outorga, por parte da contratante ANP, do direito de exploração de um bloco pela empresa concessionária que, no caso de descoberta, terá também o direito de exploração e produção de petróleo existente na área. Tal direito de exploração é obtido através de licitação, ou rodada de licitação, também regulada pela ANP.

"Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes."

No contrato de concessão estão definidos os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas, dos royalties, das participações especiais sobre campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; as condições de devolução das áreas; a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; o compromisso com a aquisição de bens e serviços de

fornecedores nacionais (conteúdo local); o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora; as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente; bem como a forma procedimental pela qual se operam as concessões.

O contrato de concessão pode ser finalizado por decurso do prazo do mesmo ou rescindido por acordo entre as partes, devido a motivos previstos em contrato, não comercialidade ou não interesse por parte da Empresa para desenvolvimento.

No mundo ainda existem algumas outras variações no modelo de concessão. Além do Contrato de Concessão praticado no Brasil, esse modelo ainda pode resultar em Licença e *Lease*.

A Licença, adotada principalmente no Mar do Norte (Noruega e Grã-Bretanha), é uma modalidade contratual que embora deixe bem especificado uma necessidade de haver um contrato de fato, contém detalhadas disposições na lei do petróleo e demais regulamentos do país produtor, e suprem as disposições mais simplificadas do contrato firmado entre as partes. Na Licença verifica-se a ingerência do Estado, por meio de órgão governamental competente, sobre os mecanismos decisórios, prazos, especificação dos programas mínimos a serem cumpridos e até, em alguns casos, dos parceiros com os quais estas deverão se associar em cada operação.

Especificamente, a regulamentação feita pela ANP e órgãos ambientais e trabalhistas tem forte influência inclusive na parte econômica financeira das empresas, uma vez que podem elevar os custos da operação definindo especificações sobre concepção dos equipamentos e abandono das instalações.

Já o *Lease*, é o documento legal celebrado entre o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos (“Lessor”) e o arrendador (“Lessee”), que permite a exploração da propriedade para a extração de hidrocarbonetos. Este regime é adotado principalmente nos Estados Unidos da América (EUA) e equivale, estruturalmente, aos termos da Licença, incorporando a esta algumas características adicionais inerentes ao peculiar regime norte americano de Direito Mineral e Petrolífero. Por exemplo, em áreas onshore, o proprietário da terra também é o proprietário dos direitos de exploração dos recursos minerais do subsolo.

3.2. Rodadas ANP

No Brasil, a rodada de licitação é o único meio legal para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, de acordo com a Lei no 9478/97. Caso deseje se tornar concessionária, a empresa deve ter sede e administração no país e ser constituída sob as leis brasileiras.

Existem diversas condições para a delimitação dos blocos ofertados nas rodadas de licitações da ANP como, por exemplo, a disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural, e ainda, as condicionantes ambientais e outros itens técnicos.

As ofertas são julgadas levando em consideração os valores dos Bônus de assinatura (BA), que constitui valor em dinheiro pago no ato da assinatura dos contratos de concessão, fazendo assim parte do risco exploratório do empreendimento. Além dos bônus de assinatura é também julgado o programa exploratório mínimo (PEM), dividido em unidades de trabalho convertidas em atividades exploratórias como sísmica, poços exploratórios e outros serviços atrelados à exploração do bloco. O concessionário assume ainda um compromisso com a aquisição de conteúdo local mínimo, isto é, aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

A Empresa ganhadora tem um determinado tempo estipulado em contrato, tempo este que pode ser estendido, para a exploração do bloco, geralmente esse tempo dura de 2 a 5 anos. Após esse período, ocorre a declaração ou não de comercialidade de uma determinada região do bloco, ou mesmo do bloco inteiro.

A Concessionária fará então um plano de desenvolvimento de exploração e produção da área que declarou comercial, tendo a ANP 188 dias para sua aprovação, iniciando então sua etapa de produção, que pode durar 27

anos. Esse prazo de 27 anos pode ser estendido, não existindo em Lei prazo máximo para a prorrogação do contrato. Ela então devolverá o restante do bloco, em um prazo máximo de 60 dias.

3.3. Participações Governamentais

3.3.1. Bônus de Assinatura

Segundo o Decreto 705/98 - Art. no. 90 bônus de assinatura correspondem ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. É considerado parte do risco exploratório, já que é pago no início do empreendimento, independentemente do resultado exploratório.

3.3.2. Royalties

De acordo com ANP (2007), royalties são umas compensações financeiras, pagas pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural ao governo, por este abrir mão de receita futura ao permitir a produção hoje. No Brasil, os royalties são distribuídos aos Estados, Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda, que repassa

aos estados e municípios de acordo com os critérios definidos em legislação específica (Lei nº 9.478/97).

O royalty não representa parte do risco geológico, uma vez que sua cobrança é proporcional à produção. Ele também é regressivo, pois onera proporcionalmente mais os campos menores.

Na perspectiva do governo, os royalties apresentam uma grande vantagem por serem fáceis de cobrar, uma vez que são apurados mensalmente, a partir do mês em que ocorre o início da produção, e o recolhimento é feito pela concessionária à Secretaria do Tesouro Nacional, em moeda nacional. Seus recursos correspondem a 10% do total da produção de petróleo e gás natural do campo produtor, valorizada pelos preços de referência. Este percentual pode ser reduzido até um mínimo de 5%, considerando alguns fatores como riscos geológicos e expectativa de produção. Estas alíquotas constarão necessariamente no edital de licitação e no contrato de concessão.

Portanto, a proporção devida ao governo pela operadora, em relação aos royalties nunca pode passar de 10% da produção e, uma vez fixado este percentual, não pode sofrer ajustes. A tabela 2.6 mostra as diferenças da distribuição dos royalties em função do montante da produção e dos ambientes de exploração (onshore ou offshore).

Tabela 3.1 - Distribuição de Royalties

Montante da Produção	
5%	>5%
Onshore	
Estados Produtores: 70%	Estados Produtores: 52,50%
Municípios Produtores: 20%	Municípios Produtores: 15%
Municípios com instalações: 10%	Municípios Afetados por Operações: 7,5%
	Ministério da Ciência e Tecnologia: 25%
Offshore	
Estados Confrontantes com poços: 30%	Estados Confrontantes com poços: 22,5%
Municípios Confrontantes: 30%	Municípios Confrontantes: 22,5%
Comando da Marinha: 20%	Comando da Marinha: 15%
Municípios com instalações: 10%	Municípios com instalações: 7,5%
Fundo Especial:10%	Fundo Especial:7,5%
	Ministério da Ciência e Tecnologia: 25%

Fonte:ElaboraçãoPrópria

3.3.3. Participação Especial

Segundo o Artº 21 do Decreto 2705/98, a participação especial constitui uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. A participação será paga por cada campo, de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Diferentemente dos royalties, cuja base de cálculo é a receita bruta, a participação especial incide sobre o lucro do campo produtor, sendo permitido deduzir, na apuração de tal lucro, o bônus de assinatura, os royalties, os investimentos na exploração (os custos da descoberta), custos operacionais, que incluem a depreciação dos investimentos, os tributos e

contribuições sociais incidentes sobre vendas previstos na legislação. A receita bruta do campo é determinada com base na mesma valoração utilizada para o royalty. Entretanto, não são considerados na apuração da base de cálculo da participação especial, os volumes de petróleo e gás natural usados nas operações e queimados ou ventilados para o ambiente. Contrariamente, para a apuração dos royalties toda a produção de hidrocarbonetos é contabilizada, mesmo aquela produção que não é comercializada, tendo sido queimada ou ventilada ainda na unidade de produção.

3.3.4. Pagamento pela ocupação ou retenção da área

O pagamento pela ocupação ou retenção da área foi criado com a lei do petróleo. O valor unitário é fixado em reais (R\$) por km² ou fração e varia dependendo da fase ou período em que se encontra a concessão.

3.4. Partilha da Produção

O Contrato de Partilha de Produção (PSC na sigla em inglês – *Production Sharing Contract*) foi desenvolvido na Indonésia e é utilizado ainda hoje como modelo ou referência por diversos países produtores, com destaque para países asiáticos e africano. A principal característica desse modelo

se mostra na forma de como é feita a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos.

O Contrato de Partilha de Produção é assinado entre um consórcio de empresas (ou até apenas uma empresa petrolífera) e o Estado, seja diretamente ou através da Empresa Estatal de Petróleo. Neste tipo de contrato, o Estado é dono do petróleo produzido - ao contrário do contrato de Concessão onde a propriedade é somente das empresas concessionárias. O consórcio conduz as atividades de exploração e produção a seu próprio risco e custo enquanto o Estado entra apenas com a área a ser explorada.

Na fase de prospecção e exploração, a companhia petrolífera é responsável por todas as atividades e despesas necessárias, assumindo integralmente o risco do projeto, ou seja, sem direito a qualquer indenização no caso em que não há descoberta de petróleo, fora é claro qualquer outro risco comum da indústria e ou ambiental. Caso a descoberta se confirme e, além disso, for declarado a comercialidade do campo, o contratado também é responsável pelo desenvolvimento e infraestrutura do projeto para a produção de petróleo.

Com o início da produção de petróleo, uma parte da mesma é reservada a arcar com os custos inerentes as etapas prévias. No contrato de partilha pode existir um teto para recuperação de custos do investimento, ou seja, se define um percentual máximo da produção que pode ser usado para

recuperação dos mesmos. Essa fração de petróleo destinada a arcar com os gastos do processo e os investimentos de produção, incluindo instalações em poder do Estado, denomina-se *CostOil*, ou Custo em Óleo.

A outra parcela do *Cost Oil* que não for utilizada para efetiva recuperação de custos se torna automaticamente o *Profit Oil*, ou Óleo Lucro. Os royalties são deduzidos do óleo produzido antes do ressarcimento de custos.

Portanto, o *Profit Oil* é o petróleo que resta após a retirada do limite máximo da produção para Custo em Óleo e, também, depois de serem pagos todos os tributos incidentes. Ele é partilhado entre o governo e o contratado - por isso o nome do regime contratual. Tal partilha pode ser realizada por divisão simples por porcentagem ou através de percentuais correlacionados com o nível de produção, rentabilidade, Taxa Interna de Retorno e/ou cotação do petróleo no mercado internacional.

No Brasil, esse novo modelo regulatório nasce no dia 31 de Agosto de 2009, quando o governo do então presidente Luis Inácio Lula da Silva publicou quatro projetos de lei que seriam aprovados e promulgados no ano seguinte. A motivação para a mudança de sistema regulatório surge da descoberta de petróleo na camada do Pré-Sal pela Petrobras em 2007, que criou diversas especulações deveras otimistas para o mercado de Óleo e Gás do país como um todo.

Após essa descoberta do Pré-Sal e antes mesmo do primeiro leilão de licitações do direito de exploração e produção de suas áreas, o projeto de

lei nº 5.941, que posteriormente foi transformado na lei ordinária nº 12.276/2010, estabeleceu o seguinte em seu artigo 1º:

“Fica a União autorizada a ceder onerosamente àPetróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos (...) em áreas não concedidas localizadas no pré-sal”.

A ressalva é que a produção dessas áreas não pode ultrapassar cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. Além disso, nessa lei foi estabelecido que “O pagamento devido pela Petrobras pela cessão de que trata o caput deverá ser efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado” e que “Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal”.

Vale ressaltar neste ponto que subscrever ações significa emitir novas ações, ou seja, novas ações da Petrobras ficaram autorizadas a serem emitidas e a União fica autorizada a comprá-las através de Títulos da Dívida.

Com a instauração do Regime de Partilha de Produção nas áreas do Pré-Sal e outras concebidas como estratégicas pelo governo, ficou definido que nesse novo modelo de contrato a Petrobras passa a ter, em qualquer circunstância, um mínimo de 30% de participação no consórcio operador.

Os outros 70% serão determinados após rodadas de licitação da ANP, tal como já acontece no modelo de Concessões, porém, para esse caso, o critério de escolha será o maior lance de Óleo Lucro oferecido ao estado. Ou então, os blocos podem ser concedidos por contratação direta, onde o contrato é firmado entre o Estado e a Petrobras e não há realização de licitação. O fluxograma abaixo evidencia essa nova conjuntura:

Figura 3.1 - Fluxograma Regime Partilha x Concessão



Fonte: Elaboração Própria

Como comentado anteriormente, no sistema de Partilha de Produção, tal qual descreve o inciso I do artigo 2º, a companhia exerce, à sua conta e risco, todas as atividades de *upstream* do processo, o que inclui exploração. Assim, em caso de insucesso na exploração, a companhia perde todo o capital empregado, não tendo direito a qualquer tipo de indenização por parte do governo. Porém, em caso de sucesso a empresa tem direito a

reembolso dos custos (Custo em Óleo) bem como sua fração dos lucros (Óleo Lucro), ambos em óleo - como o nome já revela.

O Poder Executivo ainda nesta Lei criou um novo órgão estatal, a PPSA, dedicado a gerenciar os contratos de Partilha de Produção no setor de petróleo.

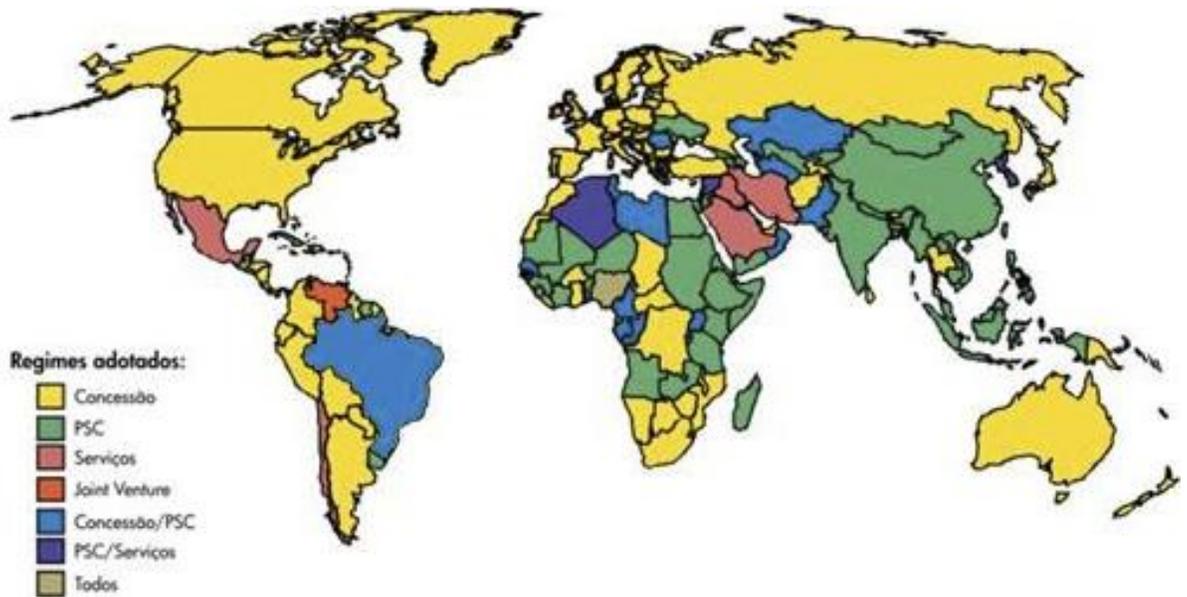
Uma vez feita a licitação, a companhia vencedora se associa à Petrobras e à PPSA. Se não há, o consórcio é apenas entre a Petrobras e a PPSA. Diferentemente da Petrobras, que terá vantagens e ônus proporcionais à sua porcentagem no consórcio, a PPSA é apenas um órgão regulador e, portanto, não tem que arcar com qualquer tipo de custo no processo e tampouco assume riscos.

A respeito das participações governamentais, a grande novidade é a introdução da fração de Óleo Lucro ofertado pelo contratado. Entretanto, destaca-se a manutenção do Bônus de Assinatura e dos royalties. É válido ressaltar que o Bônus de Assinatura não será mais critério de leilão.

Os custos considerados recuperáveis no modelo de Partilha brasileiro são a exploração e avaliação das jazidas, desenvolvimento dos campos, produção dos campos, desativação das instalações e despesas qualificadas como pesquisa. Já entre os custos não recuperáveis, destacam-se o Bônus de Assinatura, tributos compensáveis, seguros, Imposto de Renda e créditos tributários aproveitáveis.

Para terminar, apenas a título de obter uma visão mais ampla do uso deste Regime de Partilha, assim como o Regime de Concessão e diversos outros existentes ao redor do mundo, dispomos abaixo uma imagem referente aos tipos de contratos utilizados pelo planeta.

Figura 3.2 - Contratos de Produção utilizados ao redor do mundo



Fonte: Bain & Company (acesso: 15/01/2017)

Podemos perceber que são poucas as regiões que utilizam ambos os tipos de contratos, tanto Partilha quanto Concessão. Sendo assim, o Brasil pode assumir um papel de protagonista no âmbito regulatório, fazendo com que haja um equilíbrio em ambas as aplicações. Porém, como veremos mais a frente, o país ainda precisa de certos ajustes para que isso ocorra, principalmente considerando que no Brasil existe a particularidade da Petrobrás.

4. Libra e Petrobras como Única Operadora

4.1. Petrobras como única operadora

Como já foi mencionado, a Petrobras é, por lei, a operadora única do Pré-Sal, com 30% de todos os blocos licitados do Pré-Sal, podendo a companhia obter um percentual maior que este valor mínimo em licitação. A perspectiva do País é que a produção do Pré-Sal corresponda a 53% do total da produção brasileira em 2020 e muito se tem discutido sobre a capacidade da Petrobras de assumir essa responsabilidade.

Além disso, para que ocorra a cessão onerosa à Petrobras, a mesma deve pagar a União um valor especificado e definido em parâmetros de lei. Esses valores tomaram como base preços fixados por barril, ainda levando em conta a localização da produção.

Para que a Petrobras pudesse então arcar com as despesas da cessão onerosa e dos investimentos necessários para ser a única operadora da área do Pré-Sal, foi viabilizada a capitalização da companhia, ainda em 2010, para levantar recursos para a realização de novos investimentos de curto e médio prazo nas áreas do Pré-Sal.

O Projeto de Lei nº 5.941, de 2009, de autoria do Poder Executivo, propôs a autorização da cessão onerosa de áreas do Pré-sal para dotar a União de

recursos para fortalecer a Petrobrás por meio de operação de capitalização (venda de ações). Isso era necessário para que essa estatal tenha condições de desempenhar o papel central a ela atribuído pelo marco legal de partilha de produção (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios) e realizar os investimentos nessas áreas. (SOUSA, 2011)

A oferta pública de ações da Petrobrás compreendeu 2.369 milhões de ações ordinárias, essas vendidas pelo valor de R\$ 29,65 por ação ordinária, e 1.901 milhão de ações preferenciais, vendidas pelo valor de R\$ 26,30 por ação preferencial. A operação foi concluída em 1º de outubro de 2010, tendo o capital da empresa aumentado em R\$ 120,25 bilhões.

Destes R\$ 120,25 bilhões, R\$ 74,8 bilhões foram utilizados exclusivamente para o pagamento a União referente a cessão onerosa da área do Pré-Sal explicada anteriormente. Assim, para o caixa da Petrobras permaneceram R\$ 45,45 bilhões.

Neste processo de aumento de capital, a União, além de exercer o seu direito de preferência adquirindo o número de ações que lhe cabia, também adquiriu as sobras dos acionistas que não exerceram seus direitos de subscrição. Essa operação foi liquidada através de Letras Financeiras do Tesouro Nacional - LFT, emitidas especificamente com esse propósito.

Após a capitalização, a Petrobras promoveu o pagamento do valor inicial do contrato de cessão onerosa com recursos obtidos na venda de ações da

seguinte forma: R\$ 67,8 bilhões em Letras Financeiras do Tesouro - LFTs de que a União se valeu para integralizar sua participação no aumento do capital na Companhia, e R\$ 7 bilhões do seu caixa.

Ou seja, a capitalização e a cessão onerosa reforçaram a capacidade de investimentos da estatal e também reforçaram em R\$ 74,8 bilhões a receita bruta do Tesouro Nacional, valor esse que correspondeu a 50% do incremento da mencionada receita verificado em 2010 (STN, 2011). Uma parcela significativa dessa receita percebida pela União (R\$ 42,9 bilhões) foi utilizada para financiar o aumento de sua participação no capital da Petrobrás, que passou de 39,8% para 48,3% do capital total da Companhia.

Tabela 4.1 - Evolução da composição acionária da Petrobrás

Acionista	31/12/2009			31/10/2010		
	% ON	% PN	% Capital Social	% ON	% PN	% Capital Social
União	55%	0,00%	32,10%	53,60%	1,20%	31,10%
BNDESPAR	1,90%	15,50%	7,70%	2,30%	23,90%	11,60%
BNDES	0,00%	-	0,00%	2,90%	-	1,70%
Fundo soberano	0,00%	0,00%	0,00%	4,60%	2,90%	3,90%
Estrangeiros	30,40%	50,30%	38,80%	25,70%	39,40%	31,60%
Outros	12,10%	34,20%	21,40%	10,80%	32,60%	20,10%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: Petrobrás

Além disso, a operação de capitalização proporcionou importantes benefícios à Petrobrás. Entre 30 de junho e 30 de setembro de 2010 (após a capitalização), a alavancagem da Petrobrás (dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido) foi reduzida de 34,4% para 16%. O endividamento

líquido passou de R\$ 94,2 bilhões para R\$ 57,1 bilhões. Já o indicador dívida líquida/EBITDA passou de 1,52x para 0,94x. A redução da alavancagem e o reforço do caixa propiciaram a elevação da capacidade de investimento da estatal.

4.2. O Leilão de Libra

Tendo base no novo marco regulatório do Pré-Sal, em outubro de 2013 foi realizado o primeiro leilão de um campo do Pré-Sal, o campo de Libra, uma das maiores descobertas do Pré-Sal e a certeza de volumes recuperáveis de grande monta de petróleo que explicam a atratividade do modelo de partilha.

Devem ser produzidos, no Campo de Libra (cuja localização se dá na Bacia de Campos), entre 08 e 12 bilhões de barris de petróleo nos próximos 35 anos, óleo este de excelente qualidade. Além disso, é estimado um volume de 120 bilhões de metros cúbicos de gás natural, com parte sendo reinjetado, parte sendo consumido como energia pelas plataformas e o restante ofertado no mercado. Ao atingir o pico de produção, Libra deve atingir 1,4 milhão de barris por dia.

Foram 10 empresas que se interessaram em participar do leilão da exploração dos 70% que poderiam obter, além, claro, da Petrobras, que poderia aumentar a sua participação na operação, ou seja, uma porcentagem maior que 30% que lhe era direito. Nesse leilão, venceria o

consórcio que oferecer à União a maior fatia do petróleo a ser extraído do campo. No caso do Campo de Libra, o percentual mínimo era de 41,65%. O consórcio vencedor também teria que pagar à União um bônus de assinatura do contrato no valor de R\$ 15 bilhões

O consórcio vencedor do leilão de partilha de Libra é formado pela Petrobrás, a holandesa Shell, a francesa Total e as chinesas CNPC e CNOOC. A proposta foi a única qualificada para a concessão do campo de exploração: concedeu à União uma reversão de 41,65% do óleo lucro produzido. Na divisão do consórcio, a Petrobrás ficou com 10% das ações (e mais 30% a que tem direito, totalizando 40% das ações), assim como as companhias chinesas; já a Shell e a Total arremataram 20% das ações, cada. O grupo pagará um bônus de R\$ 15 bilhões de reais ao governo e planeja um investimento mínimo de R\$ 610 milhões no campo.

Vale ressaltar ainda que no edital da licitação da ANP existe a possibilidade de uma variação nessa porcentagem mínima de óleo ofertado a União. Essa variação é tabelada e depende do preço do Brent e da média de produção diária de petróleo dos poços produtores. Ainda, é a União quem arca com esse risco da diminuição da porcentagem ofertada a mesma.

Analisando os cenários dessa variação podemos ver que, para poços de baixa produtividade ou até média produtividade (até 18.000 bbl/d) e com o preço do Brent atual sendo menor de 60 US\$/bbl, teremos uma redução na porcentagem ofertada a União. Ainda sobre esta variação, só teríamos

aumento da porcentagem ofertada para poços altamente produtivos (mais de 22.000 bbl/d), ou para preços do Brent acima de 100 US\$/bbl. Para esse último caso, não há previsões que o Brent atinja esse patamar em curto prazo.

4.3. Análise de Viabilidade Econômica de Libra

4.3.1. Método de Análise

A análise econômica sobre o Pré-Sal como um todo ainda é muito especulativa, uma vez que apenas o campo de Libra já foi licitado sob regime de partilha de produção. Portanto, qualquer análise que abrangesse outros campos teria muitos parâmetros indefinidos, o que poderia resultar em um resultado impreciso.

Desse modo a análise feita no trabalho tomará por base o campo de Libra como um reflexo de toda a área do Pré-Sal. Por ser o maior campo, detentor das maiores reservas de hidrocarbonetos, e com valores recordes em sua licitação, Libra se candidata como principal bloco do Pré-Sal, justificando analisá-lo como base para toda região.

Para construir um modelo que contemple uma análise econômica para Libra, foi desenvolvida uma planilha em Excel adequada para rodar simulação feita pelo software @Risk. O software utiliza os dados de input

determinados na planilha e através do método de Simulação de Monte Carlo constrói cenários possíveis acerca das incertezas do modelo construído.

A Simulação de Monte Carlo efetua análise de risco por meio da construção de modelos de possíveis resultados, substituindo os fatores de incerteza inerente por um intervalo de valores através de uma distribuição de probabilidade. Em seguida, o cálculo é repetido iterativamente, cada vez com um conjunto de valores aleatórios, eventos na terminologia estatística, gerados por funções de probabilidade, produzindo distribuições de valores dos resultados possíveis.

A quantidade de iterações é um *input* necessário ao software, que merece um cuidado especial. Cada iteração é responsável por um cenário possível e, portanto, a escolha de um número adequado representa a construção de todos os cenários possíveis, ou seja, a Simulação de Monte Carlo é capaz de descrever a “história do futuro” acerca das incertezas do problema.

A distribuição de probabilidade também é um fator importante a ser definido para a análise. Existem diversas distribuições que podem descrever um conjunto de incerteza, de acordo com sua natureza

Para o presente trabalho foi escolhida a distribuição lognormal, onde o logaritmo de uma variável tem distribuição normal. Essa distribuição descreve de forma muito fiel variáveis que não passam a valores abaixo de zero, mas que têm um potencial positivo ilimitado, como é o caso da

reservas petrolíferas, objeto de estudo do trabalho, com foco no Campo de Libra.

4.3.2. Premissas

O preço do Brent é um dos principais indicadores da indústria de petróleo. O seu valor define a viabilidade comercial ou não dos projetos, uma vez que as receitas são diretamente dependentes a tal valor.

Na última década, o que se presenciou foi uma faixa de variação muito grande. O gráfico 4.1, publicado pela emissora Bloomberg em Dezembro de 2015, mostra a variação do preço do Brent nos últimos 20 anos.

Gráfico 4.1- Preço do Brent nas últimas décadas



Fonte: Bloomberg

O gráfico mostra que dois grandes saltos no valor do Brent aconteceram mediante dois grandes eventos relacionados ao Pré-Sal já discutidos nesse trabalho. O primeiro entre 2005 e 2009, quando a Petrobras relatou à ANP diversas descobertas de acumulações de hidrocarbonetos na camada Pré-Sal nas bacias de Santos e Campos. O segundo, entre os anos de 2011 e 2013, anos anteriores ao leilão de Libra, o primeiro que contemplou licitação para blocos do Pré-Sal sobre regime de partilha da produção.

Os dois eventos e a variação positiva do preço do Brent mostram uma relação de especulação positiva sobre a exploração e produção de petróleo na região. Claro que diversos outros fatores ligados a economia mundial interferem também no preço do Brent, porém há de se notar que a crescente do preço do barril de petróleo caminhou junto com a descoberta do Pré-Sal.

Observando o fim da curva, que reflete a oscilação mais atual do preço do Brent, fica notório a grande queda do preço do Barril, da faixa de US\$120 para US\$30, que culminou na recente crise na indústria. Assim, diversos projetos tiveram de ser reavaliados e muitos deixaram de ser comerciais.

Portanto, para uma análise um pouco mais criteriosa, deve-se estudar mais de cenário, variando-se parâmetros de análise. Desse modo, pode-se entender o impacto das mudanças e econômicas e a real importância de cada parâmetro para a análise.

Logo, dois cenários foram escolhidos para a análise financeira, tomando por base o campo de Libra, único já licitado do Pré-Sal sob regime de partilha de produção. Um primeiro cenário adotando parâmetros que se aproximem da realidade vivida aos tempos do Leilão de Libra e um segundo representando uma perspectiva para os próximos anos tendo em vista possíveis novas licitações de blocos sob regime de partilha e a possibilidade da Petrobrás deixar de ser operadora única do Pré-Sal. Abaixo, seguem as premissas adotadas em cada um dos cenários.

Cenário 1 – Leilão:

VOR – distribuição lognormal: 12,5 bilhões de barris, 10% de desvio;

Preço do Brent: US\$100/barril, 10% de desvio;

Risco Exploratório: 20%;

Capex/Opex total: função exponencial do VOR e preço do Brent;

Abex: 70% do Capex nos últimos 5 anos;

Valor Residual: 20% do Capex nos últimos 5 anos.

Cenário 2 – Perspectiva:

VOR – distribuição lognormal: 8,5 bilhões de barris, 10% de desvio;

Preço do Brent: US\$70/barril, 10% de desvio;

Risco Exploratório: 10%;

Capex/Opex total: função exponencial do VOR e preço do Brent com diluição do Capex;

Abex: 50% do Capex nos últimos 8 anos;

Valor residual: 20% do Capex nos últimos 5 anos.

Acerca do VOR e risco exploratório, assumiu-se que com a queda do valor do Brent alguns prospectos deixariam de ser comercialmente viáveis e a busca exploratória por acumulações mais improváveis seria menor. Entretanto, projetos de perfuração seriam mais cautelosos, diminuindo assim o risco de insucesso.

O preço do barril assumido para o cenário 1 foi adotado como o valor aproximado do real a época do leilão. Para o cenário 2, entende-se que o valor de fechamento do Brent no exercício de 2016, US\$56,80, acompanhe o crescimento que apresentou no último ano e alcance o patamar de US\$70 e se estabilize nessa faixa de valor.

Para o Capex e Opex a mudança de cenário representa uma mudança de estratégia adotada pelas empresas. Com a queda do preço do barril, empresas buscam diluir os custos fixos, assim o Capex é amenizado nos primeiros anos de projeto, porém pago em um espaço de tempo superior.

Para o cálculo do Capex e Opex assumiu dependência exponencial com o VOR e o preço do Brent. O aumento do VOR, consequência de um possível aumento do Brent e viabilização de recursos de contingência, representa um aumento no Capex e Opex, conforme mostra a equação abaixo. Para o Capex, a constante C é calculada pelo software seguindo também a simulação de Monte Carlo, variando com distribuição normal com valor 8 e desvio padrão de 20%.

$$Opex = 15e^{-0,004\frac{Brent}{VOR}} \quad Capex = Ce^{-0,004\frac{Brent}{VOR}}$$

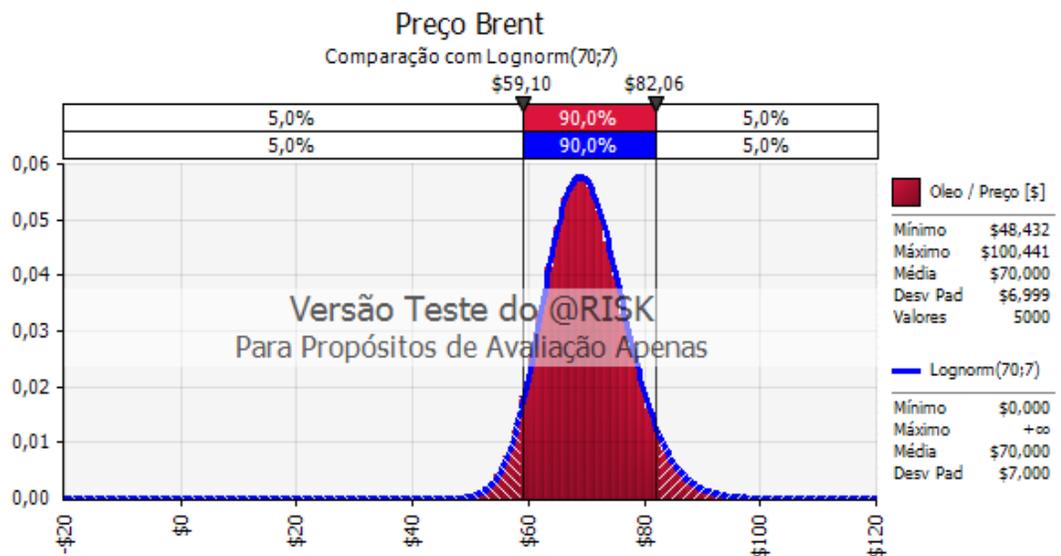
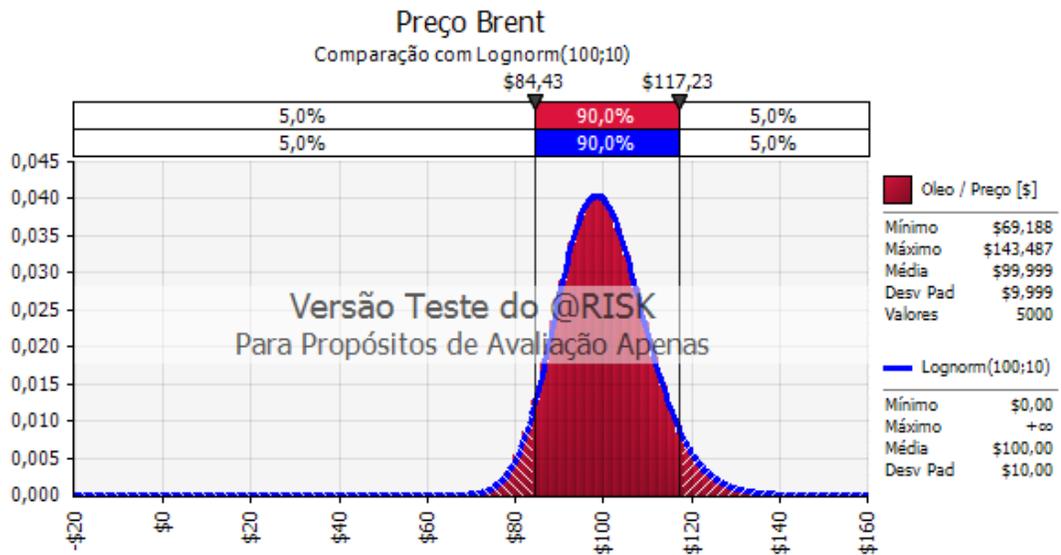
Por fim, para o Abex assumiu-se a mesma estratégia adotada para o Capex, diluição de custos. Ainda, uma vez que para o cenário 2 o VOR assumido é menor, também foi reduzido em parte os custos de abandono. Já o valor residual foi mantido o mesmo para os dois cenários, pois assumiu-se que a depreciação e possível reutilização de ferramentas seriam as mesmas em ambos cenários.

4.3.3. Resultados

A Simulação de Monte Carlo realizada no @Risk faz uma previsão acerca de todos os possíveis cenários determinados pelas premissas. Nos gráficos 4.2 e 4.3 podemos ver uma comparação entre os resultados esperados para preço do Brent de VOR para ambos cenários simulados.

O software usa os resultados obtidos sobre os inputs de forma a prever os cenários possíveis para as demais incertezas do modelo. Podemos notar que o valor do Brent mostrou uma sensibilidade relativamente alta dentro dos limites de confiabilidade da simulação.

Gráfico 4.2 - Previsão do Brent

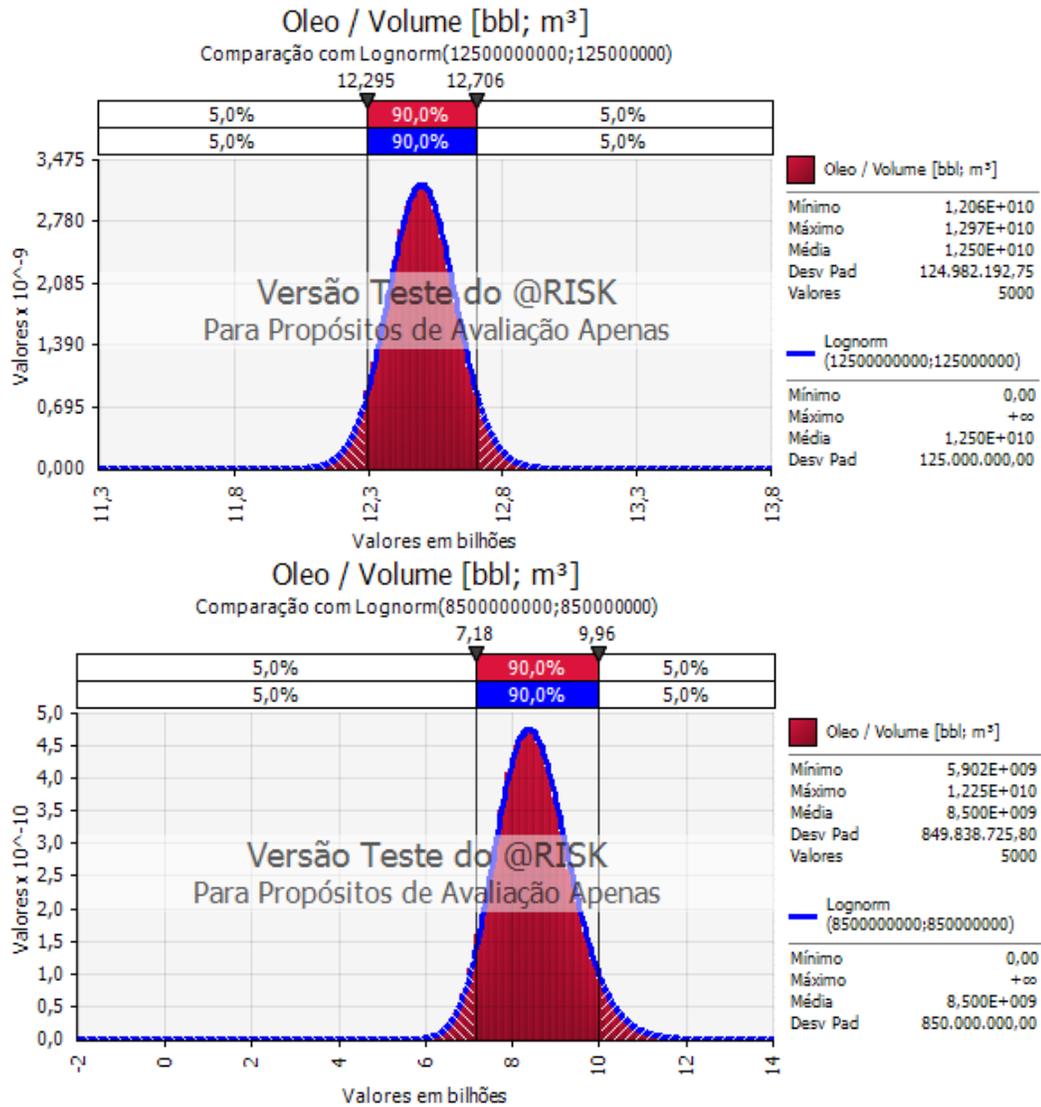


Fonte: @Risk

O cenário 2, gráfico de baixo, indica que, de acordo com as premissas adotadas, o valor do barril ao final de 2016 dificilmente diminuiria para os próximos anos. Outra informação valiosa é quanto aos limites de ambos cenários, visto que não há valores de interseção dentro dos limites de confiança.

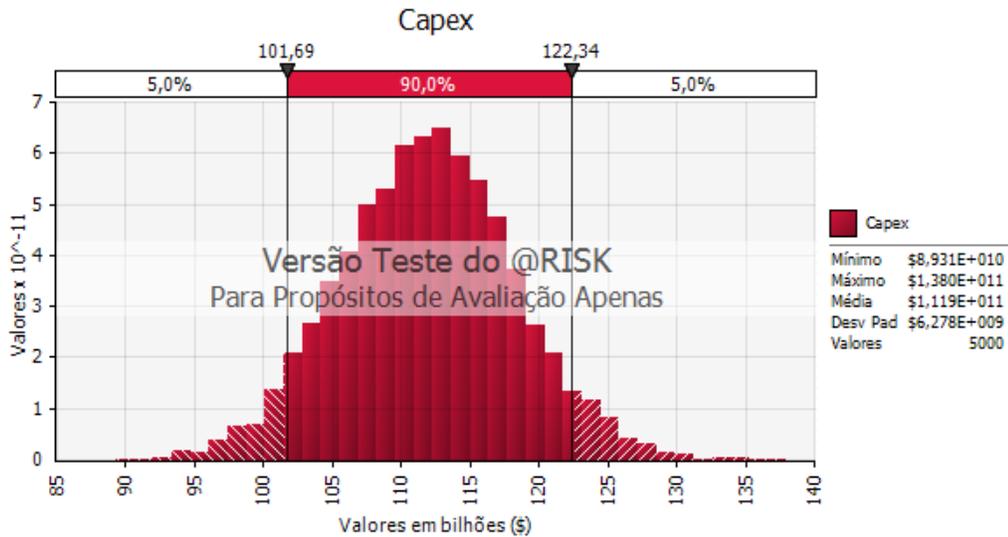
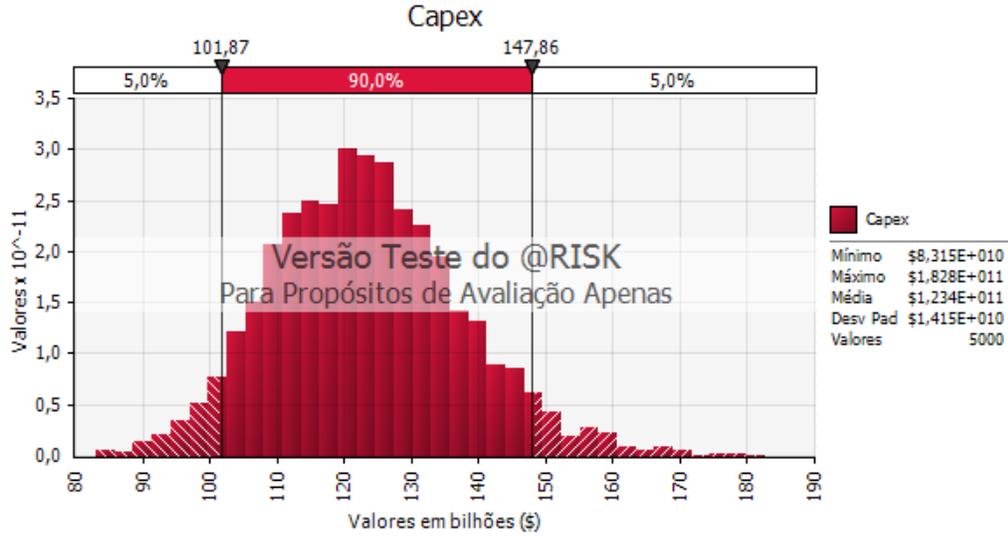
O VOR previsto na simulação, ao contrário do Brent, mostrou-se menos sensível a incertezas. O gráfico 4.3 mostra que os limites não apresentam grande dispersão do volume médio tanto para o cenário 1, mais acima na imagem, quanto para o cenário 2. Logo, o modelo criado e as premissas adotadas apontam para uma maior incerteza quanto a fatores econômicos quanto para o potencial exploratório de Libra.

Gráfico 4.3 - Previsão do VOR



Com valor do Brent e VOR determinados pela simulação, foi possível também obter curvas com os cenários para Capex e Opex, tendo em vista que a função determinada para essas variáveis dependiam exponencialmente de ambos. Os gráficos 4.4 e 4.5 nos trazem a distribuição de valores para Capex e Opex respectivamente.

Gráfico 4.4 - Previsão do Capex

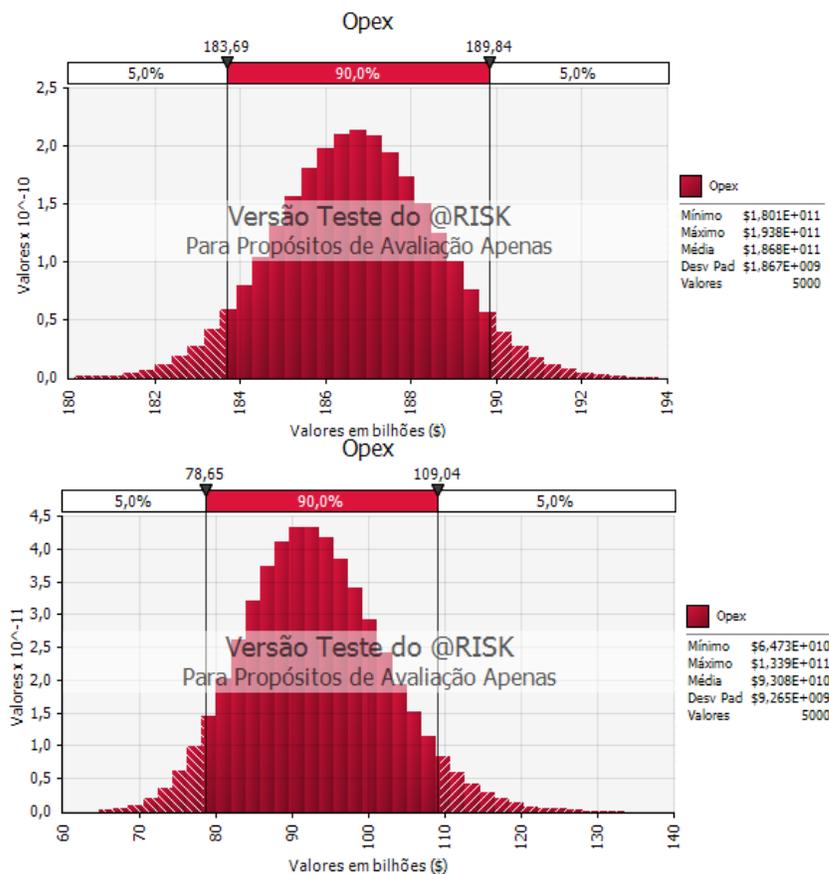


Fonte: @Risk

É possível notar, como esperado, que o Capex praticamente não muda de um cenário para o outro. Oir definição os custos fixos inerentes à operação e seu tamanho mantiveram-se semelhantes. Entretanto, como mostra o Gráfico 4.5, o Opex apresenta comportamento diferente.

No cenário 1, o Opex é extremamente maior devido maior VOR previsto e, portanto, necessidade de mais poços perfurados exigindo maior custo com ferramentas e manutenção. Fica claro que a queda de preço do barril implica numa operação de menor porte que custe menos e produza um volume de hidrocarbonetos menor, porém dentro da realidade possível com a baixa do valor do Brent.

Gráfico 4.5 - Previsão do Opex



Fonte: @Risk

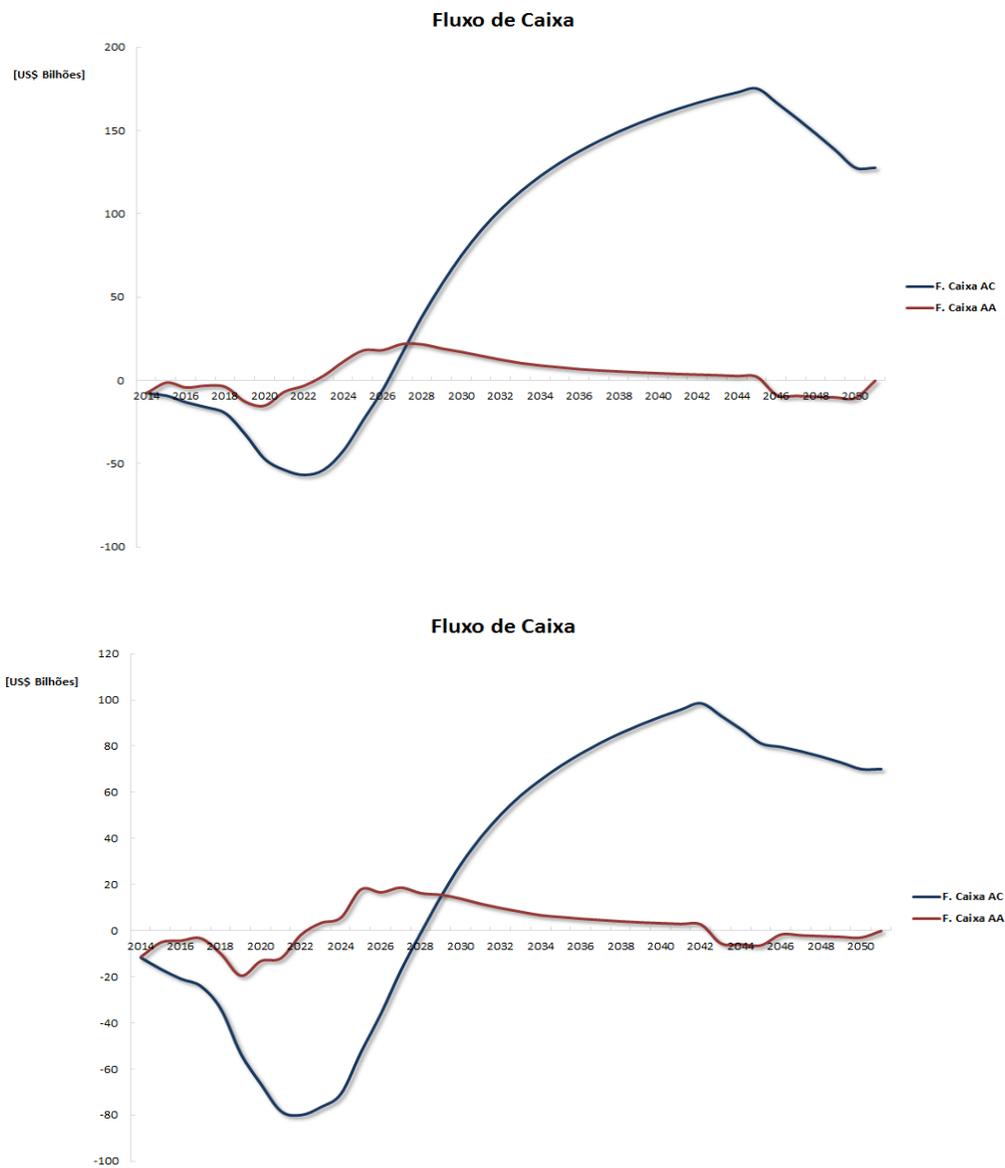
Determinado os custos totais envolvidos no projeto de libra e tendo também a distribuição das possibilidades de preço do Brent, é possível construir um modelo para o fluxo de caixa descontado para ambos os cenários. Para equacionar o fluxo de caixa ao ano foi adotado o critério abaixo

$$FC = Receita - Despesas$$

$$Receitas = Brent * VOR ; Despesas = Capex + Opex + Abex + Impostos$$

O @Risk fornece os custos ano a ano para a elaboração do fluxo de caixa ao ano. O gráfico 4.6 mostra uma comparação entre os fluxos de caixa acumulado e ao ano para ambos os cenários.

Gráfico 4.6 - Fluxo de Caixa



Fonte: @Risk

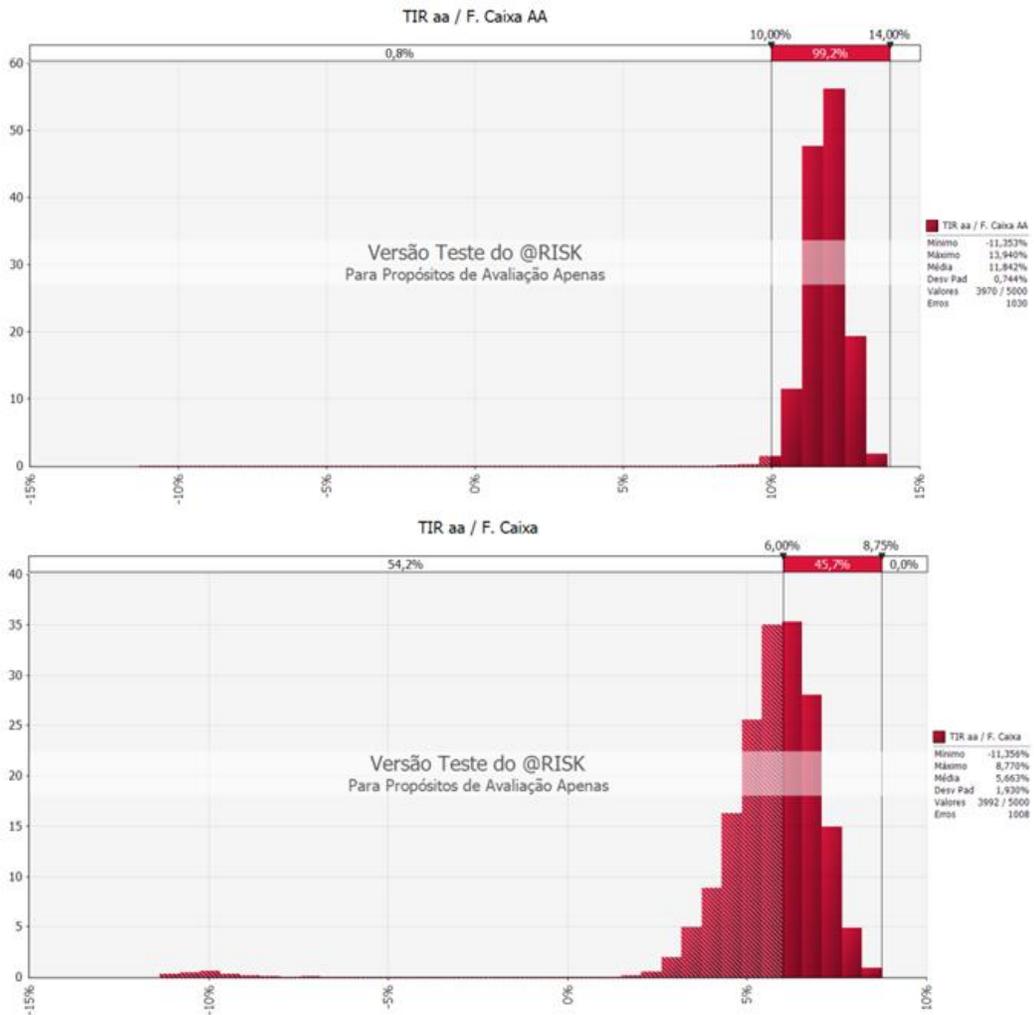
Nota-se que para o cenário 1, gráfico de cima, os valores de fluxo de caixa superam a casa de US\$170 bilhões no seu pico, enquanto que o cenário 2 atinge apenas a marca de US\$100 bilhões. Entretanto, devido o cenário 2 apresentar Abex mais amenos e diluidos os valores finais de fluxo de caixa apresentam dispersão mais amena, mostrando que a diluição dos custos de abandono é de muita relevância para viabilizar o projeto em sua fase final.

É importante notar que para um projeto de longo prazo, contrato de licitação de 35 anos, a diferença de *payback* entre os dois cenários acaba sendo praticamente irrelevante. O cenário tem *payback* 2 anos antes do cenário 2, 2027 e 2029 respectivamente. Logo, em termos de retorno financeiro ao longo do tempo, o modelo mostrou que há diferença entre os cenários, porém não muito significativa em um contrato de longo prazo.

Tomando por base o fluxo de caixa, foi possível simular os diversos cenários possíveis para TIR e VPL e, portanto, dimensionar com mais precisão o risco atrelado a cada cenário simulado. A comparação entre os cenário para VPL e TIR pode ser vista nos gráficos 4.7 e 4.8.

A grande diferença entre os cenários fica evidente no gráfico 4.7, onde a TIR de cada um é comparada. Para o cenário 1, mais de 99% das simulações calculadas no @Risk apontam para uma rentabilidade superior a 10% a.a, enquanto que o cenário 2 apenas 45% das simulações possuem rentabilidade superior a 6% com a mesma capitalização.

Gráfico 4.7 - Previsão da TIR



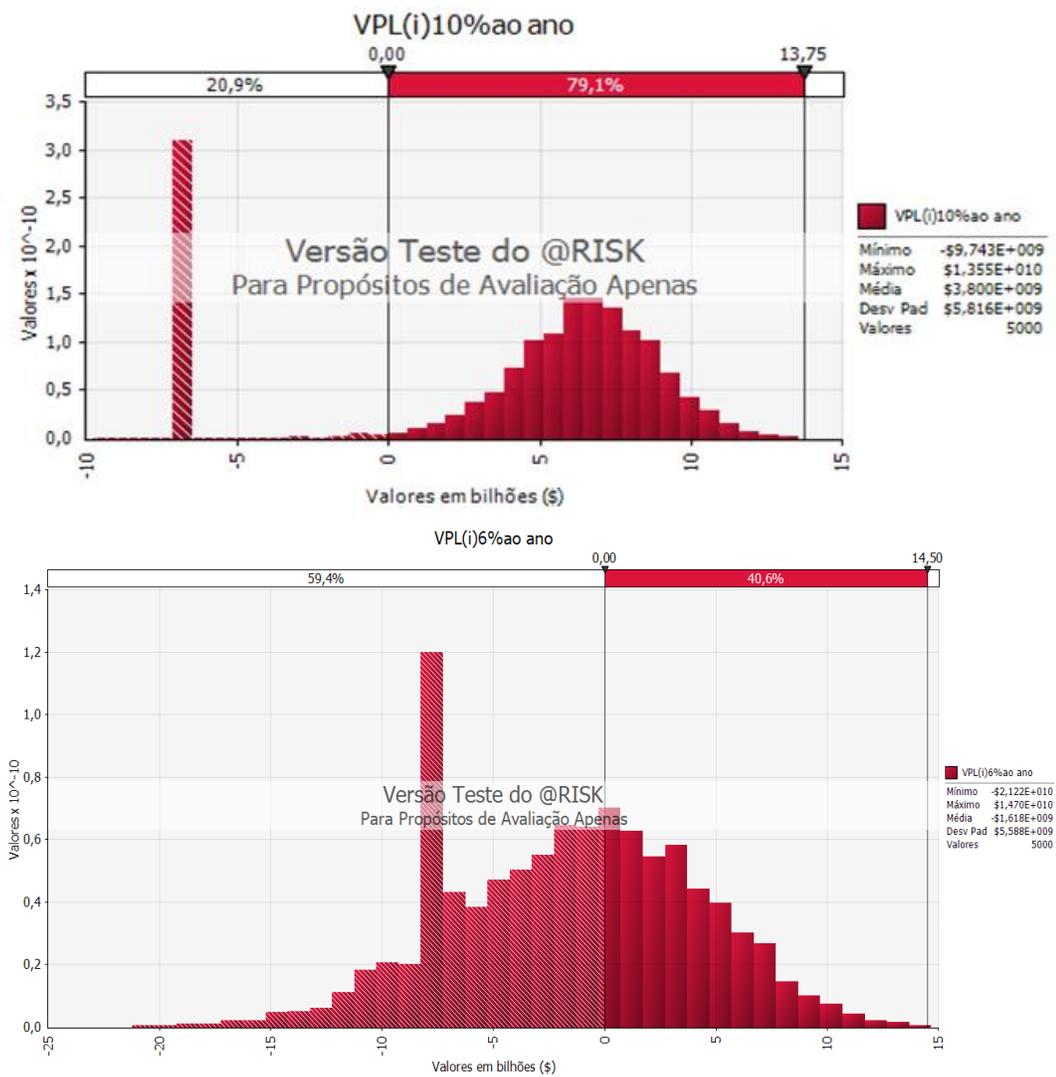
Fonte: @Risk

Fica evidente a mudança de conjuntura que a queda do preço do barril provocou a indústria de óleo e gás. O gráfico 4.8 reforça essa mudança ao mostrar a divergência entre VPL dos dois cenários estudados

Analisando o gráfico 4.8, pode-se concluir que o risco de insucesso do cenário 1 está diretamente associado somente ao risco exploratório

estipulado em 20%, uma vez que este foi o resultado para VPL menor que zero.

Gráfico 4.8 - Previsão do VPL



Fonte: @Risk

Entretanto, para o cenário 2, com uma redução dos juros de 10% ao ano para 6%, obtém-se que o risco é de certa forma bastante elevado, tendo em vista que em apenas 40% dos cenários o VPL foi positivo.

Toda simulação envolvendo o campo de Libra mostrou que a mudança de cenários é de fato um impacto muito grande para a tomada de decisões. O risco assumido para o cenário 2 é muito maior que o cenário 1, que faz referência à conjuntura econômica do leilão de Libra.

5. Nova Lei e Novas Projeções

5.1. Projeto de Lei PL 4567/2016

O Senador Federal José Serra é o autor do Projeto de Lei PL 4567/2016, apresentado em 25 de fevereiro de 2016, que possui a seguinte ementa: “Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.”. Esse projeto foi transformada na Lei Ordinária 13365/2016 em 29 de novembro de 2016.

Entre os arts. modificados, que foram Os arts. 2º, 4º, 9º, 10, 14, 15, 20 e 30, atenta-se para o 4º, evidenciado abaixo.

“Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser o operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

§ 1º A Petrobras deverá manifestar-se sobre o direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até 30 (trinta) dias a partir da comunicação pelo CNPE, apresentando suas justificativas.

§ 2º Após a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).”

Analisando essas mudanças fica evidente que a partir disso, a Petrobras passa a ter opção de escolha de sua participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados, caso a mesma seja indicada como operadora única.

Vale ressaltar que a Petrobras tem um prazo de 30 dias para exercer essa opção de manter sua participação mínima. Ainda, a Petrobras também tem direito a participar das futuras licitações para aumentar sua porcentagem mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados.

Esse novo cenário trará mudanças e novas perspectivas para o mercado de óleo e gás nacional.

5.2. Pré-Sal sem a Petrobras como Operadora Única

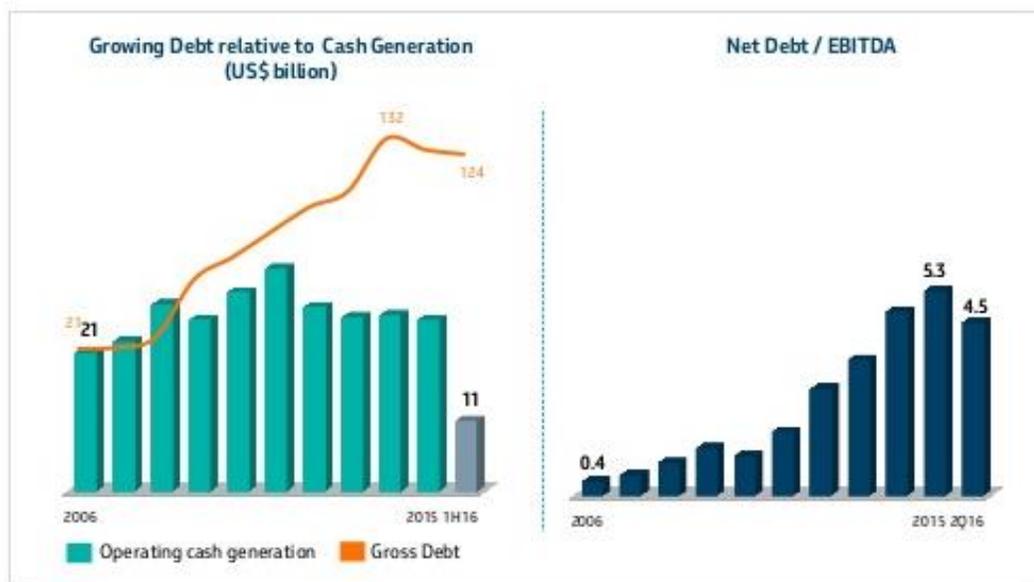
Por ser uma empresa pública a Petrobras possui diversos fatores que podem acarretar em uma ineficiência na exploração do Pré-Sal.

Primeiramente se tem a alta burocracia existente nos mais diversos níveis da empresa. Quanto mais burocrática é a empresa maior seu tempo de execução de projetos, e para a Petrobras isso significa aumentar os custos de exploração, uma vez que, no mercado de Óleo e Gás, quanto maior o tempo de exploração maior o custo do mesmo. Somado a isso, os últimos escândalos de corrupção que envolve a empresa tem aumento ainda mais a burocracia interna.

Essa corrupção ainda gerou uma forte crise financeira na Petrobras. Como visto anteriormente, a empresa havia se capitalizado em 2010 para realizar os investimentos necessários para arcar com a responsabilidade de ser operadora única de Libra. Porém com a crise financeira, provável que uma nova capitalização da empresa seja necessário, considerando ainda que a dívida aumentou de 2010 para hoje.

Vale ressaltar, como visto anteriormente, que em 2010 após a capitalização, o indicador dívida líquida/EBITDA passou de 1,52x para 0,94x. Hoje, como podemos ver no gráfico 5.1 esse mesmo indicador esta em 4,5x. Ou seja, maior do que antes da capitalização de 2010.

Gráfico 5.1 - Situação Financeira Petrobras



Fonte: Petrobras

Sem mais a obrigatoriedade de ser a única operadora com pelo menos 30%, essa necessidade de se capitalizar diminuiu. Agora a Petrobras não precisa, por exemplo, ter que arcar com no mínimo 30% do bônus de assinatura em possíveis novos Leilões. Para o caso do Leilão de Libra, houve o recorde no valor de bônus de assinatura equivalente a R\$15 bilhões o qual a Petrobras participa de 40%.

Outras empresas assumindo uma maior parcela nos novos consórcios formados, não inviabilizaria um grande arrecadamento nos bônus de assinatura, mas sim fará com que a Petrobras não fique sobrecarregada financeiramente, o que consequentemente facilitaria novas explorações.

Além disso, com menores parcelas de participação com a Petrobras, tende a haver menos processos burocráticos internos na empresa, acelerando seus projetos exploratórios, e assim, diminuindo seus custos.

Com as mudanças na Lei da Partilha, a Petrobras tem preferência de escolha das áreas mais estratégicas para manter o seu mínimo de participação. Nas áreas em que há um menor risco exploratório, ela poderá manter-se como operadora única, enquanto em outras áreas de maior risco, outras empresas devem assumir.

Ou seja, a Petrobras passa a assumir menos riscos enquanto, outras empresas podem trazer novas técnicas e tecnologias para diminuir os mesmos pra si, e deixar assim a produção mais eficiente. Então, não sobrecarregando uma só empresa com todos os riscos.

Outro fator importante é, com a perspectiva de aumento do preço do barril de acordo com a simulação feita anteriormente, cenário 2, e ainda sem a obrigatoriedade da Petrobras ser a única operadora, o Pré-Sal volta a ser mais atrativo para um maior número de empresas como foi na época do Leilão de Libra.

Com a maior competição, as negociações da Petrobras frente à PPSA e a ANP das despesas tributáveis referentes ao Custo em Óleo e ao Óleo mínimo ofertado à União podem fazer com que haja uma diminuição do valor pago para a mesma.

A Petrobras exercendo o direito preferencial de ser operadora única de áreas estratégicas e de baixo risco exploratório, a simulação econômica demonstrou que ela terá que buscar maneiras alternativas de operar no Pré-Sal.

A produtividade nos poços do Pré-Sal na Bacia de Santos, tem se mostrado muito elevada conforme dito anteriormente. Segundo a diretora de exploração e produção da Petrobras, Solange Guedes, os poços do Pré-Sal, tem mostrado capacidade para produzir até 50.000 barris/dia. Esse volume viabiliza instalação de plataforma menores porém dedicadas a um único poço.

Segundo a diretora, a ideia seria substituir a atual estratégia, que também é utilizada nos reservatórios da camada do pós-sal, onde a empresa utiliza uma plataforma de grande porte, no caso uma FPSO, dedicada à produção simultânea de diversos poços.

Segundo dados da própria empresa, o custo médio estimado para a construção dessas grandes plataformas gira em torno de U\$2,5 bilhões, com capacidade de produzir 180.000 barris/dia. Enquanto que a plataforma de menor porte que teria a capacidade de produzir apenas os 50.000 barris/dia, o custo dessa plataforma é de U\$1 bilhão, devido ao menor número de equipamentos necessários para a operação da embarcação.

Dessa forma, a mudança de estratégia teria por objetivo alavancar o retorno financeiro da Petrobras para o curto prazo, mantendo as atividades

exploratórias no Pré-Sal com menor custo. Com isso, reduziria a dívida da empresa mais rapidamente, recuperando a credibilidade da empresa no cenário nacional e internacional, viabilizando assim novos projetos no Pré-Sal inclusive.

6. Conclusão

O Pré-Sal de fato é um patrimônio incrível para o Brasil e sua economia. Sua descoberta abriu novas portas e novos horizontes, tanto em termos econômicos como em termos técnicos e tecnológicos. Seu primeiro e único leilão até o momento, o Leilão de Libra, foi um marco para a indústria de óleo e gás, que é a principal atividade econômica do país nas últimas décadas, com bônus de assinatura de R\$15 bilhões de reais.

A Petrobras deve ser a protagonista para a exploração do Pré-Sal. Então, em 2010, criou-se um novo regime a fim de manter a empresa como operadora única da região, o Regime de Partilha. A empresa assumiu essa responsabilidade sendo a operadora única, e com 40% de toda a região nesse Leilão de Libra.

O cenário em que o leilão ocorreu foi de alta no preço do barril, valores em torno de US\$100, o que criou uma enorme expectativa com os possíveis retornos sócio-econômicos que poderia trazer ao Brasil, uma vez que as reservas estimadas eram de ordem de grandeza bem superior às já descobertas anteriormente no Pós-Sal.

Porém, nos últimos anos o que se viu foi um cenário oposto às expectativas da época do Leilão, pondo em dúvida a real lucratividade que a exploração de petróleo na região traria ao país, visto que os custos atrelados a tais atividades são bem superiores à camada Pós-Sal.

A simulação feita no software @Risk permitiu quantificar a mudança de cenário em termos financeiros e ficou comprovado que a mudança de preço do barril realmente impacta de forma muito significativa a viabilidade econômica de se explorar o Pré-Sal. Além de diminuir a margem de lucro em cima do produto final, inviabiliza a exploração em reservatórios mais desafiadoras em termos tecnológicos, diminuindo o volume de óleo extraído da subsuperfície.

Em números absolutos, pôde-se verificar que a mudança de cenário traz uma redução em mais de 50 bilhões de dólares americanos da receita líquida, quando comparamos os valores para um cenário de perspectiva de alta no preço do Brent para os próximos anos, conforme a OPEP anunciou seu interesse.

Com diversos escândalos de corrupção envolvendo a Petrobras, somado a queda do preço do barril, a empresa não está conseguindo administrar tal responsabilidade. Sua dívida aumentou muito nos últimos anos, e sua falta de recursos para explorar o Pré-Sal, fez com que houvesse mudanças no Regime de Partilha. Hoje, a Petrobras não mais necessita obrigatoriamente ser operadora única de toda a região do Pré-Sal.

Essa mudança poderá trazer ao país um retorno econômico e financeiro mais rápido, através de uma maior competição e melhores negociações nos contratos realizados pelos consórcios. Assim, deve-se desenvolver métodos

criativos de produzir e explorar os reservatórios a serem leiloados, viabilizando novos projetos na região principalmente dentro do curto prazo.

Portanto, o fim da obrigatoriedade legal da Petrobras ser a única empresa operadora dos reservatórios do Pré-Sal é benéfica ao país em termos gerais. A perspectiva de aumento do preço do barril em conjunto com esse projeto de lei resgata a possibilidade da lucratividade inicialmente especulada para Libra ser uma realidade para os próximos campos do Pré-Sal a serem leiloados, contando que novas estratégias de exploração sejam adotadas para os próximos projetos visando a diminuição dos custos.

7. Referencias Bibliográficas

ALVES, I. A. S., Aragox, A. F. L., Bastos, B.-L., Falcao, J. L., &Fartes, E, 2009, “Pre-Salt SantosBasinC: Well Construction Learning Curve Acceleration” Offshore Technology Conference, doi:10.4043/20177-MS.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) - Disponível em <www.anp.gov.br>. (Acesso: 15/01/2017)

PETROLEO BRASILEIRO S.A. (Petrobras) – Disponível em <www.petrobras.com.br>. (Acesso: 10/01/2017)

ARAUJO, Ricardo Lomba de, 2014, “Análise de Investimentos em E&P No Modelo de Partilha – Estudo de Caso: Libra”.

BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. A Pré-Sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro. Revista Direito e Liberdade, Natal, n. 1, vol. 15, p. 58-78, jan/abr. 2013.

BBC, 2015, “Oil prices will reach \$70 a barrel by 2020, says Opec”. Disponível em: <http://www.bbc.com/news/world-middle-east-35166467>.(Acesso: 15/01/2017)

Brasil-Rounds (Licitações de Petróleo e Gás) – Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br>>. (Acesso: 15/01/2017)

BONAVIDES, Paulo; AMARAL, Roberto. Textos políticos da história do Brasil. Disponível em: <http://www.cebela.org.br/txtpolit/socio/vol7/g_239.html>.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/>. (Acesso: 15/01/2017)

CASTRO, J. C. Evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatório da Formação Lagoa Feia no trend Badejo-Linguado-Pampo, bacia de Campos. Revista Geociências, São Paulo, UNESP, v. 25, n. 2, p. 175-186, 2006.

CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. “Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro”, in G. P. Raja Gabaglia & E. J. Milani (eds.). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.

CHANG, H. K. ; ASSINE, M.L.; CORRÊA, F.S. ; TINEN, J.S. ; VIDAL, A.C. ; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências, Curitiba, v.38 n.2, p. 29-46, jun. 2008. Contém suplemento: Geologia e exploração de petróleo.

CHRISTANTE, L., 2009, “Prp-Sal: Desafios Científicos e Ambientais”, Publicado em Revista Unesp Ciência, pp 26-31. Disponível em <<http://portaldoprofessor.mec.gov.br/storage/materiais/0000011898.pdf>>.

FERREIRA, D., 2005, "CURVA DE HUBBERT: UMA ANÁLISE DAS RESERVAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO", UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, Programa Interunidadesde Pós-Graduação em Energia, Disponível em <http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH04/Denilson-Ferreira_PRH04_USP_M.pdf>.

GAMBOA, L. A. P. et al. Evaporitos estratificados no Atlântico Sul: interpretação sísmica e controle tectono-estratigráfico na Bacia de Santos. In: MORIAK, W.; SZATMARI, P. ; ANJOS, S. M. C. Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras. São Paulo : Beca Ed., 2008. p. 340-359.

GUEDES, Marina de Carvalho, 2013, "Aplicação da Análise Econômica do Direito ao Novo Marco Regulatório do Pré-Sal", Publicado em Revista de Filosofia do Direito, do Estado e da Sociedade (FIDES), pp 153 – 170. Disponível em [http://www.revistafides.com/ojs/index.php/br/article/view File/405/599](http://www.revistafides.com/ojs/index.php/br/article/view/File/405/599).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Disponível em <<https://www.iea.org/>>.(Acesso: 15/01/2017)

LOMANDO, A. J. Exploration for lacustrine carbonate reservoirs: insights from West Africa. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1996, Caracas. Abstract.

PAPATERRA, G., 2010, Pré-Sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória de petróleo no Brasil. Tese de M.Sc., Instituto de

Geociência, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em:
<http://www.geologia.ufrj.br/index.php?module=documents&JAS_DocumentManager_op=viewDocument&JAS_Document_id=34>.

PETROLEOBRASILEIROS.A., Disponível em:
<http://www.petrobras.com.br/pt/>. (Acesso: 15/01/2017)

REVISTA USP (UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO), 2012, “PRÉ-SAL: GEOLOGIA E EXPLORAÇÃO”. Disponível em:
http://www.iag.usp.br/~eder/3_idade_2_2014/Revista_USP.pdf. (Acesso: 15/01/2017)

SCHMIDT, CRISTIANE BOHRER, 2014, “A INSERÇÃO INTERNACIONAL BRASILEIRA NA GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO”. Disponível em
<https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/124665/Monografia%20da%20Cristiane%20Bohrer.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

SOUSA, Francisco José Rocha de. A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras. Brasília, DF: Câmara dos Deputados, 2011.