

MARINHA DO BRASIL
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE MÁQUINA

MARCUS VINÍCIUS DE SÁ MOREIRA CATÃO

AVALIAÇÃO DA PRODUTIVIDADE DE UM POÇO PETROLÍFERO

RIO DE JANEIRO

2015

MARCUS VINÍCIUS DE SÁ MOREIRA CATÃO

AVALIAÇÃO DA PRODUTIVIDADE DE UM POÇO PETROLÍFERO

Monografia apresentada ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Máquinas do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha como parte dos requisitos para obtenção de Certificado de Competência Regra III/2 de acordo com a Convenção STCW 78 Emendada.

Orientador: MSc. Luiz Otavio Ribeiro Carneiro

RIO DE JANEIRO

2015

MARCUS VINÍCIUS DE SÁ MOREIRA CATÃO

AVALIAÇÃO DA PRODUTIVIDADE DE UM POÇO PETROLÍFERO

Monografia apresentada ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Máquinas do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha como parte dos requisitos para obtenção de Certificado de Competência Regra III/2 de acordo com a Convenção STCW 78 Emendada.

Orientador: MSc. Luiz Otavio Ribeiro Carneiro

Data da Aprovação: ____/____/____

Orientador: MSc. Luiz Otavio Ribeiro Carneiro

Assinatura do Orientador

NOTA FINAL: _____

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus Mestres que foram de imensurável importância na minha vida acadêmica, por me proverem do conhecimento necessário, e em especial ao Prof. MSc. Luiz Otavio Ribeiro Carneiro que foi meu orientador no desenvolvimento desta monografia.

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

A minha esposa Laiana Laura Catão, por acrescentar razão e beleza aos meus dias.

Aos meus pais Regina Catão e Carlos Catão, que pelo exemplo de amizade, carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

A minha irmã Ana Carolina Catão, pelo carinho, compreensão e pela grande ajuda nestes últimos meses.

Meus agradecimentos aos amigos da CARONA JPA, companheiros de trabalhos e irmãos na amizade que fizeram parte do meu aperfeiçoamento e que vão continuar presentes em minha vida com certeza.

Aos alunos do APMA 01-2015 que de tanto me perguntarem me fizeram pensar e, pensando, aprendi cada vez mais a buscar as respostas para satisfazer-lhes o interesse e me aperfeiçoar na matéria, com a humildade dos que aspiram à sabedoria repetindo a frase filosófica ‘Só sei que nada sei’.

RESUMO

O presente trabalho, visa mostrar a produtividade de um poço petrolífero, identificando assim, quando o mesmo é realmente caracterizado como produtivo, minimizando os custos de exploração em áreas desconhecidas, mostrando através de estudos e prospecções o potencial de produtividade do poço. Definido isto, cabe-se identificar quais os aspectos deverão ser considerados para a decisão da perfuração do poço, explicando, a importância de tais aspectos. Ainda que esteja clara a considerável sofisticação dos métodos utilizados atualmente para avaliação econômica de viabilidade de um poço petrolífero e a seleção de oportunidades de exploração, algumas empresas insistem em tomar decisões com base apenas em critérios subjetivos. Estes levam em consideração aspectos como apenas a opinião dos geólogos e geofísicos e suas argumentações técnicas envolvidas no prospecto. Este fato ainda é recorrente devido, principalmente, à dificuldade inegável em reduzir a complexidade e incerteza de todo conhecimento que envolve a atividade exploratória em termos de números convincentes.

Palavras chave: Prospecção, Exploração, Poço, Produtividade e Perfuração.

ABSTRACT

This work aims to show the productivity of an oil well, thus identifying, when it is actually characterized as productive and minimizing operating costs in unfamiliar areas, showing through studies and surveys the well production potential. Defined this, it is to identify which aspects should be considered for the decision of well drilling, explaining the importance of these aspects. While it is clear that considerable sophistication of the methods currently used for economic feasibility assessment of an oil well and the selection of exploration opportunities, some companies insist on making decisions based solely on subjective criteria. These take into account aspects such as only the opinion of geologists and geophysicists and their technical arguments involved in the prospectus. This fact is still recurring, mainly due to the undeniable difficulty in reducing the complexity and uncertainty of all knowledge involving the exploration activity in terms of convincing numbers.

Keywords: Prospecting, Exploration, Well, Productivity and drilling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES/FIGURAS

Tabela 1- Fatos históricos no Brasil	22
Tabela 2- Aspectos geológicos	30
Tabela 3- Dados dos Blocos Exploratórios	34
Tabela 4- Tipos de Contratos.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Distribuição das áreas contaminadas no estado de São PauloErro!
Indicador não definido.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Vazão x Profundidade.....	39
Gráfico 2 - Distribuição x Profundidade do poço	40
Gráfico 3 - Investimentos	50

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO E NO BRASIL	15
2.1	A Origem do Petróleo	15
2.2	O Petróleo no mundo	17
2.3	O Petróleo no Brasil.....	20
3	CADEIA DE VALORES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	26
4	PROGNÓSTICO E ESTUDO SOBRE POÇO PETROLÍFERO	29
5	MÉTODO DE ESTUDO DE VIABILIDADE DO POÇO PETROLÍFERO	33
5.1	Avaliação econômica.....	33
5.2	Produtividade de poços de petróleo.....	37
5.3	Tipos de exploração	40
6	EXEMPLOS DE SUCESSO	45
6.1	Exemplo de baixo risco	45
6.2	Exemplos de sucesso.....	50
7	CONCLUSÃO	55
8	REFERÊNCIAS	57

1 INTRODUÇÃO

Historicamente, diversos métodos têm sido desenvolvidos para garantir uma perfuração de um poço ao menor custo possível, levando sempre em considerações as variáveis como local, profundidade e as decisões estratégicas ao longo do processo.

Antigamente, alguns autores consideravam que até mesmo o momento de trocar a broca de perfuração poderia, e ainda pode, influenciar a produtividade e a sustentabilidade econômica de um poço.

Segundo Waughman (2003),

“Saber o momento de trocar uma broca desgastada, que está no poço, pode significativamente reduzir custos, o que pode ser bastante importante em locais de altos custos. Ainda assim, as técnicas correntes estão baseadas mais em especulação e esperança do que em ciência.”

Na década de 80, o mercado brasileiro não possuía mão-de-obra especializada para a prospecção de gás e petróleo, ficando distante de países que já desenvolviam explorações na década de 50. A Transpetro, em 1979, trouxe estrangeiros para exploração da Bacia do Paraná.

Assim deu-se o desenvolvimento profissionais de engenheiros e geólogos capazes de assumir a exploração e prospecção. Inicialmente houve um grande choque cultural com o desenvolvimento da engenharia de Perfuração devido aos profissionais, em sua maioria, ser aposentados.

Este breve relato pretende ratificar a importância e busca histórica de métodos consistentes de avaliação do risco no prognóstico da exploração de uma bacia petrolífera. Qual o momento em que se pode dizer que determinado poço é viável economicamente? Quais as variáveis envolvidas nesta análise? Como reduzir os riscos e os custos, obtendo resultado de retorno de investimentos positivo? Tais questões povoam a mente dos empresários, governantes e investidores quando se fala de exploração de petróleo.

O presente trabalho pretende, portanto, se não responder, permitir que tais questões sejam vistas sob outros ângulos e com outras informações. Para isso, iniciou-se um estudo histórico do petróleo no mundo e no Brasil, demonstrando sua ascendência e importância econômica no mundo.

Em seguida, por se achar muito importante, coloca-se a informação a respeito da cadeia de valores que envolvem a exploração de um poço de petróleo e a prospecção dos mesmos.

Apresenta-se, logo após, um método de estudo de viabilidade econômica de um poço de petróleo baseado no Valor Monetário Esperado, método este muito utilizado em avaliações de risco. Aprofunda-se o estudo relatando sobre a produtividade de um poço e os possíveis tipos de exploração como fator agregado ao custo de exploração.

Por fim, apresentam-se alguns casos reais de futuro sucesso como o pré-sal e casos de sucesso comprovado como a Bacia de Santos. Neste aspecto, apresenta-se o relato do próprio presidente da Petrobrás sobre a forma de estudo de viabilidade utilizada pela empresa na prospecção e processo decisório sobre a exploração de um poço petrolífero.

O presente trabalho pretende, portanto, longe de buscar concluir a discussão sobre o assunto, contribuir para futuros estudos e análises acerca do presente tema, de forma a descortinar alguns aspectos relevantes nestas questões tão complexas da economia e da natureza.

2 HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO MUNDO E NO BRASIL

Sabe-se, atualmente, através de estudos realizados e pesquisas publicadas, que a história do petróleo no mundo é muito mais antiga do que se imagina.

Quando o assunto é petróleo, muitas pessoas imaginam, de forma equivocada, que o surgimento desta substância deu-se apenas com a Revolução Industrial. No entanto, desde a Antiguidade existem relatos sobre a comprovada existência deste material em algumas civilizações.

Os egípcios, por exemplo, utilizavam esse material para embalsamar seus mortos e, ainda, os povos pré-colombianos utilizavam essa substância para pavimentar suas estradas.

Este item se propõe, portanto, a esclarecer e desmistificar o surgimento do petróleo no mundo e sua ocupação no Brasil.

2.1 A Origem do Petróleo

Ao se falar sobre a origem do petróleo, percebe-se a existência de inúmeras teorias que relatam sobre seu surgimento. A mais aceita, no entanto, é que o petróleo tenha surgido de restos mortais.

Os restos de matéria orgânica, produtos nitrogenados e bactérias existentes no petróleo fazem crer que ele é resultado da transformação da matéria orgânica acumulada, há milênios, no fundo dos mares. Localizados na parte inferior e pressionado por camadas sedimentares, estes restos se tornaram as hoje conhecidas rochas sedimentares.

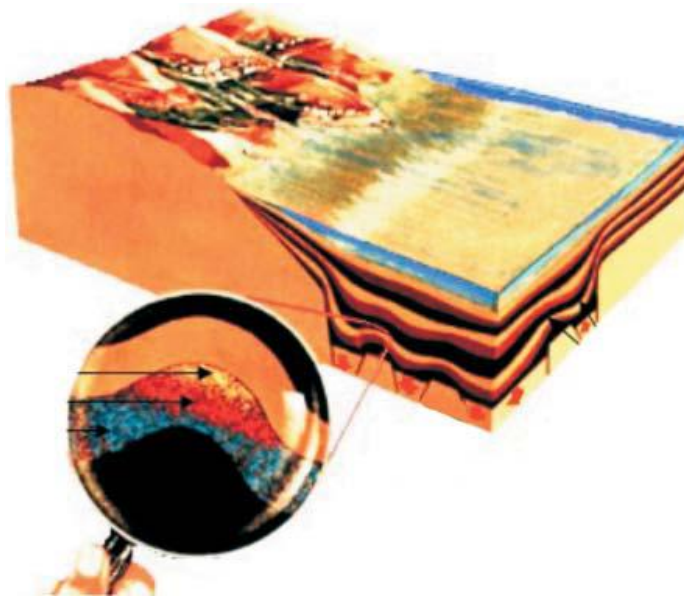
A partir daí, os produtos resultantes desta degradação, misturados aos restos orgânicos ficam na chamada rocha-mãe, quando, posteriormente, o petróleo é expurgado, através da compactação do solo, e passa a impregnar areias ou rochas mais porosas e permeáveis como arenitos e calcários.

De acordo com o volume de sedimentos orgânicos e as condições geológicas propensas ao acúmulo de óleo ou gás existe a ocorrência de petróleo ou não, influenciado, inclusive por milhões de anos.

Apresenta-se, abaixo, um bloco que demonstra a acumulação dos hidrocarbonetos e água em uma dobra de uma rocha onde se encontra petróleo. Assim, tem-se:

Gás – cor amarela; Petróleo – cor laranja; Água - cor azul

Figura 1 - Bloco de rocha ilustrativa



Fonte: www.petrobras.com.br

Historicamente, no entanto, as primeiras teorias que procuraram explicar a origem do petróleo referem-se a uma origem inorgânica, a partir de reações que ocorreriam no manto. Nos dias de hoje, ainda, existem autores que reafirmam sobre a origem inorgânica do petróleo, baseados na ideia de uma possível polimerização do metano vindo do manto e, por meio de falhas, movimentados.

Porém, diversos fatos comprovam uma origem orgânica para a grande parte dos hidrocarbonetos encontrados nas proximidades da superfície do planeta. Um dos fatores relevantes é a ocorrência do petróleo, em sua grande maioria, em rochas reservatórios de bacias sedimentares. Além disso, a ocorrência de petróleo em rochas do embasamento também estão associadas às rochas sedimentares adjacentes.

Existem, ainda, evidências químicas da origem orgânica, como a presença de estruturas moleculares formadas de igual substância às encontradas nos seres vivos no petróleo.

Assim, com base em todos os dados disponíveis atualmente indicam que o petróleo surge através da transformação da matéria orgânica acumulada nas rochas sedimentares, quando sob condições apropriadas ao seu surgimento.

Vale ressaltar, ainda, que o petróleo é encontrado na natureza não como um tipo de rio subterrâneo ou camada líquida entre rochas sólidas. O petróleo sempre ocorre impregnado nas rochas sedimentares, como os arenitos. As jazidas se formam pela contenção do petróleo por rochas impermeáveis, acumulando-o. Das jazidas conhecidas, as mais importantes estão no Oriente Médio, Rússia e repúblicas do Cáucaso, Estados Unidos, América Central e na região setentrional da América do Sul, como será relatado nos próximos itens.

2.2 O Petróleo no mundo

Devido à sua origem já comentada, que remonta milhões de anos, o surgimento de jazidas de petróleo no mundo pode parecer, para alguns, uma incoerência da natureza. A distribuição geográfica dos pontos de possível exploração do petróleo traz consigo o reforço desta aparente incoerência, pois hoje, apresenta-se em poucos países pobres de riquezas ou ainda cobertos de desertos. Sabe-se, ainda, que este fato ocorre devido à geologia e não à geografia.

Assim, a região mais rica em petróleo no mundo está no Oriente Médio, na Arábia Saudita, no Iran, no Iraque e no Kuwait, além dos Emirados árabes, Oman e Qatar.

Historicamente, portanto, a exploração de petróleo no mundo iniciou-se em 1908 com a descoberta dos recursos no Irã, sendo explorada, logo em seguida, toda a região do Golfo Pérsico. Inicia-se, assim, uma política de concessões feitas por chefes de tribos árabes e grandes empresas estrangeiras, como as americanas Texaco, Mobil, Esso e Standard Oil.

Ainda em termos históricos, relata-se que dois aspectos tornaram, definitivamente, o petróleo como produto estratégico em nosso século. Com as primeiras produções de automóveis em série, feitos por Henry Ford em 1896, trouxe junto com seu crescimento, o desenvolvimento de outros meios de transporte como o aeronáutico, alavancando a busca por novos poços de petróleo pelo aumento do seu consumo.

Em 1911, a determinação de Churchill, na Inglaterra, de substituir o carvão pelo óleo como energia propulsora de seus navios revela-se o segundo aspecto que trouxe o petróleo ao patamar tão significativo como hoje.

No período de 1908 a 1950, companhias multinacionais se unem e formam as chamadas sete grandes, verdadeiros impérios que dominavam todas as áreas de produção de petróleo no mundo, mas concentrando-se no Oriente Médio.

Neste cenário dominado pelas multinacionais, a política externa também era definida por elas com aviação e comunicação independentes. Os demais países, sem força política, por serem, em sua maioria, colônias, sucumbiram diante de tal hegemonia econômica.

Com a 2ª Guerra Mundial, no entanto, esse cenário começou a mudar. Em 1951, no Irã, ocorreu a primeira crise com a política do 1º Ministro Mossadegh que nacionalizou a British Petroleum. Em uma operação coordenada, em 1953, a CIA e o serviço secreto inglês conseguiram reverter a situação e Mossadegh foi deposto e o Xá Reza Pahlevi, pró-americano, retornou ao trono. Mossadegh, ainda que tendo fracassado, representou o início da luta nacionalista dos menos abastados, contra o poder das multinacionais.

Aos poucos, as empresas multinacionais começaram a perceber a diminuição de suas regalias sendo obrigadas a aceitar o pacto dos cinquenta mais cinquenta, que tornava os estados-nacionais sócios iguais delas.

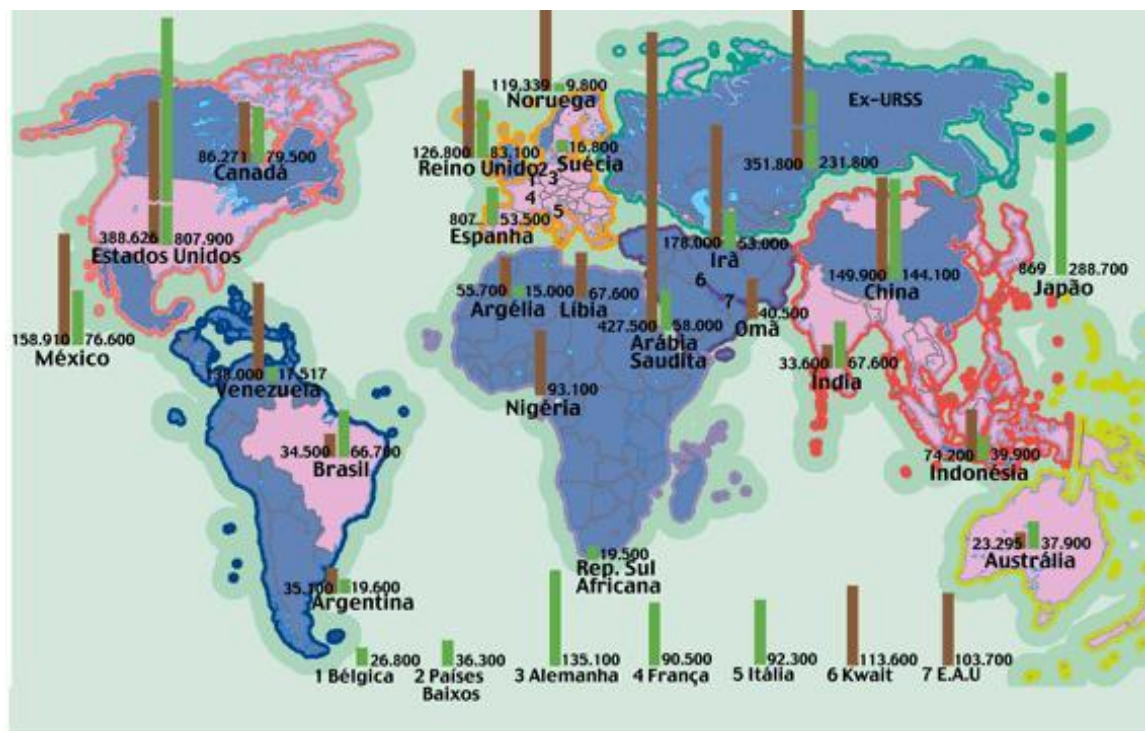
A segunda crise do petróleo ocorreu em 1956 quando o Presidente do Egito, Gamal Nasser, nacionalizou o Canal de Suez, em mãos de uma companhia anglo-francesa. Com a intervenção militar de tropas inglesas e francesas ocorreu um boicote do mundo árabe que foi contornado pela exigência dos Estados Unidos e da URSS que aquela intervenção cessasse imediatamente.

A terceira crise ocorreu durante a Guerra dos Seis Dias, quando Israel travou uma guerra fulminante com seus vizinhos. Mas a crise mais grave, a quarta crise, ocorreu durante a Guerra do Yon-Kippur, quando os árabes agora organizados no cartel da OPEP (fundada em Bagdá, em 1960), decidiram aumentar o preço do barril de petróleo (de U\$ 2,9 para U\$ 11,65), um aumento de 301%. Essa última crise demarca uma mudança conceitual neste conflito, passando para uma verdadeira luta entre produtores e consumidores.

A quinta crise mundial, por sua vez, ocorreu como resultado da espetacular deposição do Xá Reza Pahlevi, em 1979, seguida pela Revolução Xiita que desorganizou todo o setor produtivo do Irã. A crise estendeu-se até 1981, quando o preço do barril saltou de U\$ 13 para U\$ 34. Ou seja 1072% em relação ao preço de 1973.

A distribuição no mundo, apresenta-se da seguinte forma:

Figura 2 - Distribuição Petróleo no Mundo



- Produção
- Consumo
- Regiões com mais produção que consumo

Fonte: www.petrobras.com.br

2.3 O Petróleo no Brasil

Já na época do regime imperial, o petróleo no Brasil era notícia. No rio Maraú, na Bahia, houve a primeira concessão de extração de betume dada pelo Marquês de Olinda a José Barros de Pimentel. Após algumas tentativas frustradas de exploradores anônimos em buscar petróleo durante as primeiras décadas do século XX, em 1930 o então engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Bastos iniciou a mudança deste quadro.

Bastos, ao ouvir relatos de populares em bairro de Salvador sobre o uso de uma lama preta como combustível de lamparinas, realizou testes e experimentos que atestaram a existência de petróleo no local. Mas, por não possuir contatos influentes para suas pesquisas, apenas em 1932 entregou à Getúlio Vargas um laudo técnico que comprovava sua descoberta.

Em 1938, com atuação do governo e criação do CNP – Conselho Nacional do Petróleo as jazidas passaram a pertencer à União. Após um ano, o primeiro poço de petróleo brasileiro foi encontrado no bairro de Lobato em Salvador. E assim, iniciou-se a busca em território brasileiro por novas fontes de petróleo. Após o estabelecimento de um campo de exploração petrolífera em Candeias, na Bahia e as perspectivas criadas com este novo produto, em 1953 oficializou-se o monopólio estatal sobre a atividade e a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A.”, a Petrobrás.

Já em 1968, a Petrobrás desenvolve um projeto de extração em águas profundas e, em 1974, descobriu-se a maior reserva de petróleo do Brasil, na Bacia de Campos. O desenvolvimento tecnológico do Brasil na exploração em águas profundas colocou o país no domínio tecnológico. Em 1977, o então presidente Fernando Henrique Cardoso encerra o monopólio de exploração petrolífera, com o intuito de permitir maior competitividade e produtividade no setor.

Novo período de crescimento da atividade petrolífera no Brasil deu-se em 2003, com a descoberta de outras bacias importantes, passando a suprir em mais de 90% a demanda interna pelo produto. Em 2006, a produção interna brasileira atingiu seu ápice e superou sua demanda, permitindo, então, um real desenvolvimento econômico do país.

Em 2007, o governo brasileiro anunciou a descoberta de um novo campo de exploração de petróleo na chamada camada pré-sal, com reservas encontradas a sete mil metros de profundidade com excelente quantidade e qualidade de petróleo.

Em termos econômicos, portanto, as perspectivas quanto à exploração desta camada pré-sal são animadoras, podendo contribuir para uma produção em dobro da atual e com possibilidades de bom desenvolvimento do país, desde que seus governantes consigam equilibrar e planejar adequadamente este crescimento.

Resumidamente, portanto, a história da exploração de petróleo no Brasil pode ser dividida em fases ligadas à evolução da legislação brasileira. Assim, pode-se relatar a existência do período pré-Petrobrás, que vai de 1858 a 1953, englobando duas etapas principais, a primeira (1858/1938), a da livre iniciativa doméstica, do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB) e do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM); a segunda, iniciada a partir da descoberta da primeira acumulação de petróleo em 1939 (campo de Lobato, BA), e da criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), encerrando-se em 1953. Durante todo esse período, as áreas sedimentares brasileiras estiveram abertas à iniciativa privada.

Em 1858 foram registradas as duas primeiras concessões para a exploração de carvão, turfa e *betuminous shale* nos arredores do rio Maraú e em Ilhéus, no estado da Bahia, região hoje denominada Bacia de Camamú, onde algumas emanações de óleo e a ocorrência de folhelho betuminoso eram conhecidas. Em 1859 foram registradas emanações de óleo em cortes da estrada de ferro em construção no Recôncavo Baiano, arredores de Salvador.

Entre 1872 e 1874 várias concessões foram registradas no interior do estado de São Paulo, nos arredores de Rio Claro, região da Bacia do Paraná conhecida pela ocorrência de emanações de óleo e gás. Em 1876, com a fundação da Escola de Minas de Ouro Preto, em Minas Gerais, resolveu-se parcialmente o problema de mão-de-obra mais especializada para suprir, por profissionais com algum conhecimento científico, a busca pelo petróleo.

A *segunda etapa* iniciou-se com a atividade de exploração de petróleo mais organizada, porém ainda carente de recursos e de um órgão a ela dedicado. Assim, criou-se o CNP, instalado em abril de 1939. Na época, o consumo brasileiro já causava uma dependência

incômoda dos produtores estrangeiros. O CNP melhorou a estrutura da atividade de exploração de petróleo no Brasil e, aproveitando a descoberta de Lobato, preferiu inicialmente concentrar-se no Recôncavo Baiano.

Relatam-se, por fim, alguns fatos históricos marcantes na atividade petrolífera no Brasil, que valem ser comentados neste trabalho, pois poderão traçar o percurso da exploração no Brasil e suas consequências até os dias de hoje.

Tabela 1-Fatos históricos no Brasil

1919	Primeira perfuração realizada pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) no município de Mallet (PR); o poço chegou a 84 metros, mas foi abandonado no ano seguinte.
1939	Primeira descoberta de petróleo no Brasil, realizada pela Divisão de Fomento da Produção Mineral, órgão do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), no poço número 163, localizado em Lobato, no Recôncavo Baiano. A descoberta foi considerada sub comercial.
1941	Decreto-lei 3.236 resguarda à União a propriedade de todas as jazidas de petróleo e gases naturais encontradas em território nacional; descoberto em Candeias (BA) o primeiro campo comercial de petróleo do país.
1953	Getúlio Vargas assina a Lei 2004, que cria a Petrobras (3 de outubro).
1954	Petrobras inicia atividades (10 de maio).
1955	Entra em operação a Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão (SP).
1961	Entra em operação a Refinaria Duque de Caxias(RJ).
1962	Monopólio estatal é estendido à importação e exportação de petróleo e derivados.
1967	Constituída a primeira subsidiária, Petrobras Química S.A. -- Petroquisa.
1968	Perfurado o primeiro poço submarino na Bacia de Campos (RJ).

1971	Criada a subsidiária Petrobras Distribuidora S.A.
1972	Criada a Petrobras Internacional -- Braspetro S.A
1974	Descoberto petróleo na Bacia de Campos(RJ), campo de Garoupa.
1975	Exploração de petróleo no território nacional é aberta à iniciativa privada, por meio de contratos de risco.
1977	Assinado primeiro contrato de risco para exploração de petróleo, com a British Petroleum; Bacia de Campos (campo de Enchova) começa a produzir; confirmada a descoberta pela Braspetro do campo gigante de Majnoon, no Iraque.
1978	Encontrado campo de gás de Juruá, primeira descoberta com possibilidades comerciais na região amazônica.
1979	Começa a comercialização de álcool hidratado como combustível para automóveis.
1984	Alcançada a meta-desafio de produção de 500 mil barris diários de petróleo; descoberto Albacora, primeiro campo gigante do país (bacia de Campos, RJ).
1985	Descoberto campo de Marlim, o segundo campo gigante do país, também na bacia de Campos.
1986	Lançado o Procap, programa de capacitação tecnológica para produção em águas profundas e ultra profundas.
1988	Entra em produção o campo de Rio Urucu, no Alto Amazonas.
1993	Assinado acordo entre os governos do Brasil e da Bolívia para importação de gás natural boliviano e construção de um gasoduto.
1994	Petrobras passa a adotar o símbolo BR, antes utilizado apenas nos postos de serviço.

1996	Descoberta do campo gigante de Roncador, na Bacia de Campos.
1997	Fim do monopólio do petróleo: Petrobras passa a atuar no novo cenário de competição, instituído pela Lei 9.478; superada a marca de produção de 1 milhão de barris diários de petróleo; iniciada construção do gasoduto Bolívia-Brasil.
1998	Assinados primeiros acordos de parceria entre Petrobras e empresas privadas para exploração de petróleo; Petrobras participa da primeira licitação para concessão de blocos exploratórios promovida pela ANP, vencendo em cinco das sete propostas apresentadas; criada a Petrobras Transporte -- Transpetro; Petrofértil tem sua razão social alterada para Petrobras Gás- Gaspetro.
1999	Inaugurada a primeira etapa do Gasoduto Bolívia-Brasil; adquiridas duas refinarias na Bolívia.
2000	Petrobras produz petróleo a 1.877 metros de profundidade, no campo de Roncador, recorde mundial; alcança o maior lucro de sua história e da história do Brasil: 5,3 bilhões de dólares; supera a produção de 1,5 milhão de barris/dia de óleo.
2001	Petrobras recebe pela segunda vez o OTC Award, mais importante prêmio da indústria mundial do petróleo; ações da Petrobras são lançadas na bolsa de Nova York; explosão e afundamento da plataforma P-36, na bacia de Campos.
2002	Petrobras fecha o capital da Petrobras Distribuidora.
2003	Descoberta a maior jazida de gás natural na plataforma continental brasileira, na bacia de Santos; adquiridas ações da empresa argentina Perez Companc, que se transforma em Petrobras Energia S.A.; produção no Brasil e no exterior supera a marca de 2 milhões de barris de óleo equivalente por dia.
2004	Petrobras encaminha à ANP declaração de comercialidade das reservas de óleo e gás no campo de Piranema, em águas profundas da Bacia de Sergipe-

	Alagoas.
2005	Produção de óleo ultrapassa, pela primeira vez, 1,7 milhão de barris por dia (6 de abril). No dia 12 de maio, é superada a marca de 1,8 milhão de barris por dia; assinado contrato para exportação de petróleo do campo de Marlim para a China. As estimativas são de que as exportações para aquele país cheguem a 1 bilhão de dólares por ano; Petrobras bate o recorde brasileiro de profundidade de perfuração, com um poço inclinado que chegou a 6.915 metros além do fundo do mar. O poço foi perfurado na bacia de Santos, localizado a 200 km da costa sul da cidade do Rio de Janeiro (12 de agosto); aprovado o Plano de Negócios para o período 2006-2010, prevendo investimentos totais de 56,4 bilhões de dólares. A produção combinada de petróleo e gás esperada para 2010 será de 3,405 milhões de barris equivalentes por dia.
2006	Anunciado volume de reservas provadas do país, que somaram 13,232 bilhões de barris de óleo equivalente em dezembro de 2005. A produção de óleo e gás natural da Petrobras, no Brasil e no exterior, atingiu em 2005 a média diária de 2.216.596 barris de óleo equivalente; plataforma P- 50, conhecida como a plataforma da autossuficiência, segue para o campo de Albacora Leste, na bacia de Campos (março). É a maior plataforma em capacidade de processamento e produção da Petrobras.

Fonte: www.petrobras.com.br

3 CADEIA DE VALORES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

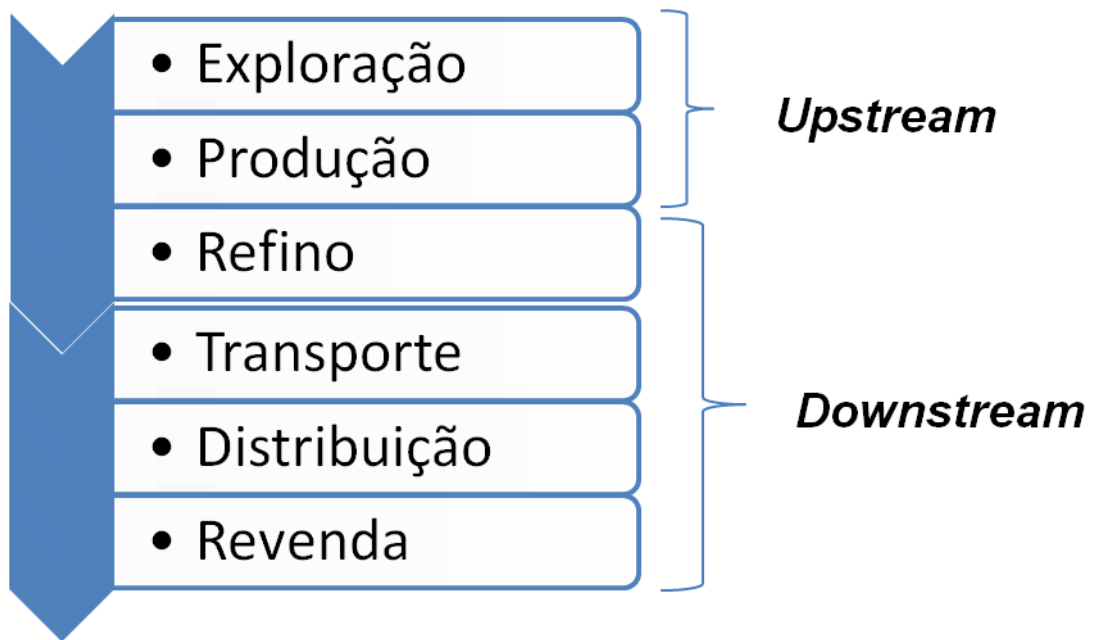
Como cadeia produtiva entende-se o processo produtivo e de valores agregados de um produto. No caso da indústria do petróleo, no entanto, a cadeia produtiva possui uma complexidade de características diferentemente de outros produtos. Uma destas características é o próprio petróleo, por ser um recurso mineral não renovável e, portanto, não podendo ser produzidos artificialmente como alguns alimentos.

O petróleo, reconhecido mundialmente por sua fonte de energia, teve seu valor exacerbado e, encontrá-lo passa a significar poderio econômico de fato. A indústria petrolífera, por sua vez, desenvolve-se nas mais diversas regiões do planeta e, com isso, possui enormes diferenças de custos e formas de exploração, trazendo diferenças de preço e mercado.

Outros riscos adicionais se perpetuam pela própria natureza do produto, das riquezas que a exploração traz, as diferenças econômicas e políticas regionais e o alto volume de investimento inicial, como será demonstrado nos próximos itens.

A cadeia produtiva do petróleo, portanto, pode ser dividida entre *upstream* e *downstream*. A parte *upstream* da cadeia de valor é o período antes do refino, com as fases de exploração e produção de óleo cru e gás natural. Segundo a Lei do Petróleo, de 1997, as licitações e consequentes concessões contratuais a exploração deixou de ser monopólio do Estado e passou à condição de livre mercado com entrada de capital privado em seu investimento. Já a parte *downstream* se refere ao período de refino, transporte, distribuição e revenda. O refino se refere à transformação do petróleo bruto em partes, através da destilação de acordo com os pontos de ebulição de seus hidrocarbonetos.

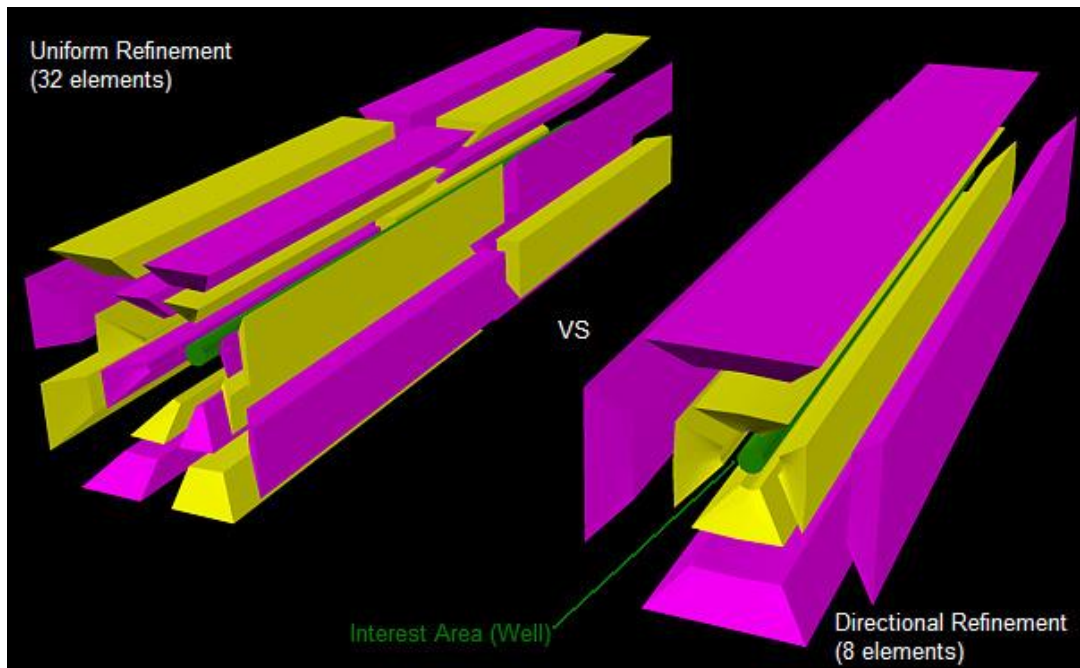
Figura 3 - Cadeia de valores da indústria do petróleo



Nesta cadeia, deve-se citar um passo muito importante na determinação de viabilidade e análise econômica do poço que é a fase do refino. Vale ressaltar que já está comprovado que a forma de refino atua de forma diretamente proporcional na produtividade e consequente viabilidade do poço.

Como demonstra a figura abaixo, sabe-se que o refinamento direcional se mostra mais adequado porque a solução distante do poço tem comportamento bidimensional, ou seja, possui pequena variação em sua direção vertical.

Figura 4 - Refinamento direcional



Fonte: www.petrobras.com.br

4 PROGNÓSTICO E ESTUDO SOBRE POÇO PETROLÍFERO

A atividade de exploração petrolífera é conhecida como atividade de alto risco, pois o petróleo encontra-se nos poros das rochas, normalmente, a milhares de metros de profundidade com grandes dificuldades de ser localizado e extraído. Estudos comprovam que apenas 20% dos poços perfurados significam, de fato, descobertas comerciais e ainda 20% destes ainda pode ser recuperado.

Portanto, os métodos investigativos que antecedem à decisão de extração são fundamentais e se baseiam na Geologia e na Geofísica. A Geologia permite o estudo da origem, da constituição e dos variados fenômenos que atuam na transformação da Terra durante milhões de anos, analisando as rochas de superfícies e prevendo o comportamento destas à grandes profundidades. Já a Geofísica estuda fenômenos essencialmente físicos da Terra, fazendo uma radiografia do subsolo por equipamentos modernos.

Segundo Wilson e Bentsen (1972),

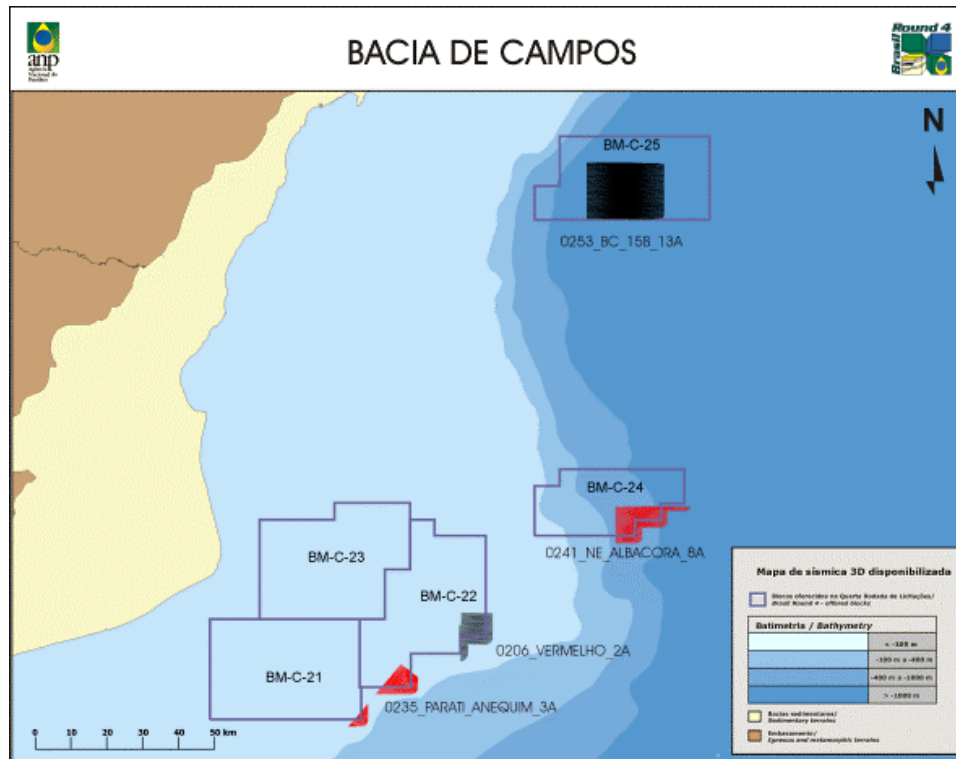
Os modelos matemáticos disponíveis em nossos tempos têm a desvantagem de incluir parâmetros que variam conforme as condições de operação, ou seja, mudanças no tipo de broca ou nas propriedades de fluidos que alteram os parâmetros. Assim, qualquer experimento interfere com os procedimentos de otimização. De todo modo, assumindo que as condições de fundo sejam mantidas de poço a poço (...) os métodos desenvolvidos, se utilizados com cuidado, podem servir como guias para boas práticas de perfuração, sendo que a economia gerada pode ser considerável.

Neste conjunto de análises, as companhias de petróleo sempre buscam aumentar a área por elas explorada ao redor do mundo e decidem, através da análise acima, decidir se participam ou não de determinado processo exploratório.

A lei de Petróleo, em seu artigo 6º, define um bloco como a parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical cuja profundidade não é determinada e com superfície poligonal encontrada pelas coordenadas geográficas dos vértices onde se exploram petróleo.

A figura abaixo demonstra os Blocos que foram licitados na Bacia de Campos.

Figura 5 - Bacia de Campos



Fonte: www.anp.gov.br

Alguns aspectos geológicos devem ser considerados na decisão de explorar ou não determinado bloco, entre eles:

Tabela 2-Aspectos geológicos

Fatores Geológicos	Descrição
Reservatório	Significa a existência de uma unidade estratigráfica de rochas que sejam capazes de acumular e produzir petróleo de forma comercial.
Capedor	Também chamado de selo, é a unidade de rocha

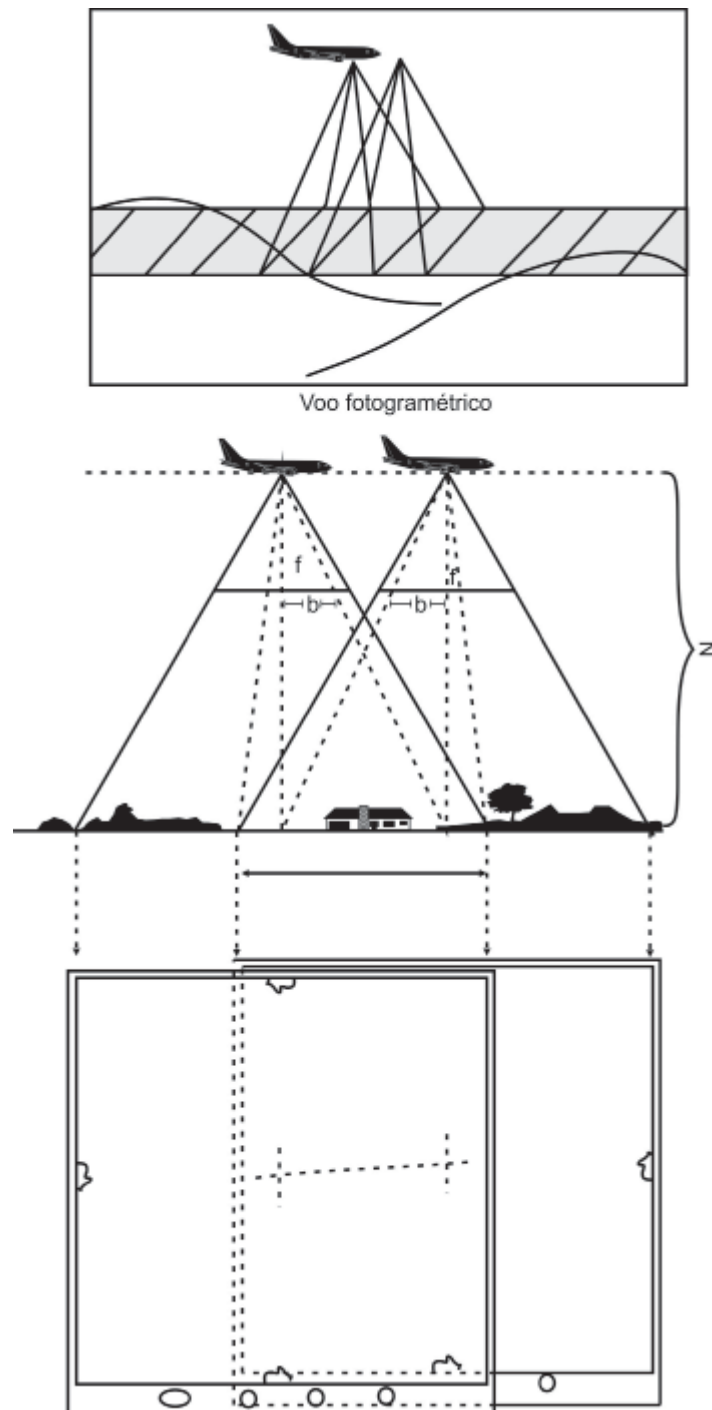
	que impede a saída do petróleo do reservatório.
Trapa	Também conhecido por geometria, são situações que provocam a concentração de petróleo em locais específicos para a produção de forma comercial.
Carga	Considerado o sistema que engloba a rocha fonte madura e sua relativa capacidade de migrar para as trapas.
Sincronismo	Desenvolvimento de um relacionamento intertemporal com todos os fatores geológicos, principalmente a trapa e a carga.

O risco de investir é questão fundamental na indústria do petróleo. Apenas a etapa de exploração provoca custos próximos de US\$ 80 milhões a US\$ 200 milhões sem garantias reais de que o local produzirá petróleo comercialmente. A fase de exploração pode corresponder a 60% do valor total de desembolso em todo o projeto de exploração, o que provoca um custo de 60% de investimento com altos riscos de retorno.

Fica claro, portanto, a dificuldade de decisão de compra de blocos de exploração devido às incertezas envolvidas. O método utilizado, desta forma, é analisar os blocos, procurando a visualização de possíveis prospectos exploratórios a partir da interpretação de seções chamadas sísmicas e dos dados dos poços. A partir desta análise, constrói-se um modelo geológico que reflete a estrutura geológica da região estudada.

Além dos métodos acima mencionados, se podem destacar, ainda, alguns outros métodos como o chamado aerofotogrametria e fotologia, usados na construção de mapas topográficos através da fotografia do terreno. A foto aérea, com avião devidamente equipado, pode determinar as feições geológicas onde se avistam as dobras, falhas e camadas geológicas.

Figura 6 - Aerofotogrametria



Fonte: www.anp.gov.br

Assim, conclui-se que o custo elevado da fase de exploração e os riscos do próprio negócio se relacionam com a dificuldade, apesar de inúmeros métodos utilizados, em determinar a existência e viabilidade de um poço de petróleo a ser explorado.

5 MÉTODO DE ESTUDO DE VIABILIDADE DO POÇO PETROLÍFERO

5.1 Avaliação econômica

Segundo Pedersen (2006),

A indústria de exploração e produção de petróleo é caracterizada por grandes aportes de capital, longos períodos de retorno e alto grau de incerteza em relação aos mais importantes fatores como preços de mercado e tamanho de reservas. A tomada de decisões neste cenário de incertezas é um ponto decisivo para se criar valor no negócio. Metodologias que auxiliam na tomada de decisões existem há bastante tempo.

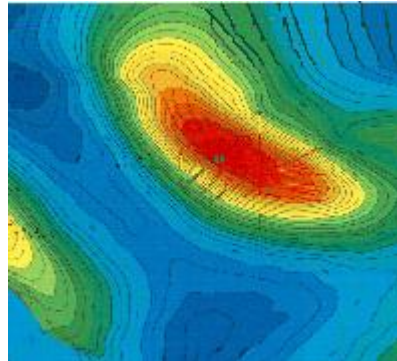
A primeira decisão para se iniciar uma avaliação sobre uma oportunidade exploratória é desenvolver um projeto exploratório que permita a visão de investimento e retorno no tempo, desde o início até o fim do projeto, segundo a abordagem de fluxo de caixa descontado.

Um dos principais métodos de avaliação do valor econômico de prospectos exploratórios utilizado pela indústria do petróleo é o chamado Valor Monetário Esperado (VME). O VME é uma medida estatística baseada na tendência central de uma distribuição de probabilidades de valores monetários, ou seja, através de um estudo probabilístico, define-se a tendência possível e provável para análise de valor.

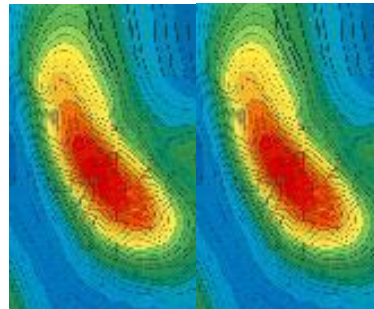
A título ilustrativo, segue-se um exemplo de cálculo probabilístico e possível decisão de investimento baseada no critério VME. A situação representada refere-se aos prospectos exploratórios A e B, onde cada caso apresenta um volume de blocos. Assim, tem-se:

Figura 7 - Blocos exploratórios

Prospecto A – 1 bloco



Prospecto B – 2 blocos



A análise econômica proposta, baseia-se nas seguintes informações:

Tabela 3-Dados dos Blocos Exploratórios

Tipo	A	Y	Vp	Vm	TAE	P	VPL	CD	OS	VME
	(km ²)	(mm ³ /m ²)	(mm ³)	(mm ³)		(\$/m ³)	(US\$ M)	(US\$ M)	(%)	(US\$ M)
A	79,2	0,67	53,06	2,67	0,22	3,84	42,57	2,11	0,14	4,15
B b1	22,70	0,59	13,39	3,55	0,16	3,84	6,05	1,17	0,40	1,72
B b2	44,60	0,47	20,96	5,13	0,13	3,84	7,90	1,01	0,40	2,56

Onde se tem:

A = Área provada do campo: extensão ocupada pela acumulação.

Y = Produtividade areal do campo: volume de petróleo por unidade de área.

V_p = Volume provado – estimado por $A*Y$, caso seja econômico (maior que V_m) pode ser chamado de reserva provada.

V_m = Valor mínimo econômico: menor volume recuperável para compensar investimentos de desenvolvimento e produção ao preço (P) de remuneração previsto durante a avaliação do prospecto.

TAE = Taxa de aproveitamento econômico – representa uma expectativa de aproveitamento econômico do petróleo descoberto.

P = Preço do petróleo, considerando o barril a US\$ 24.

VPL = Valor Presente Líquido - estimado por $(V_p - V_m) * TAE * P$.

CD = Custos diretos: compreende todos os custos associados diretamente a atividade de exploração, entre os quais o aluguel das sondas, a execução do poço pioneiro e pessoal envolvido.

PS = Probabilidade de sucesso: estimativa da chance de encontrar petróleo.

VME = Valor monetário esperado: estimado por $VPL * PS - CD * (1 - PS)$.

Assim, conclui-se que a estimativa do valor monetário dos blocos, considerando apenas o VPL resultante do sucesso, é de 42,57 MM US\$ para o tipo A e 13,95 MM US\$ para o tipo B.

Diante desta perspectiva, o tipo A demonstra-se mais atraente, pois apresenta um VPL três vezes maior que o do tipo B.

Já o VME do tipo A é 4,15 MM US\$, menor que o do tipo B que é de 4,28 MM US\$, alterando esta preferência para o tipo B.

Porém, como ambos os tipos apresentam VME positivos e com pequena diferença, o responsável na tomada da decisão, não se sente confortável para decidir pela aquisição dos blocos.

O desconforto em decidir baseado somente no VME, é devido a que este não diferencia projetos de alto risco (tipo A) de projetos de baixo risco (tipo B) e nem considera um limite orçamentário para os investimentos em exploração.

Na prática, possibilidade de grandes ganhos pode superar em importância para o investidor a possibilidade de perdas muito grandes, ou vice-versa.

Utiliza-se, então, a teoria da preferência, que procura descrever de uma forma quantitativa as atitudes e sentimentos de cada companhia em relação às consequências do risco envolvido. As descrições das preferências por risco podem ser adequadamente descritas através de uma função utilidade e representadas graficamente pela curva de preferência, curva de utilidade, ou ainda chamada de curva de decisão.

A função utilidade mais utilizada pelas empresas envolvidas na exploração de petróleo possui a seguinte expressão:

$$U(X) = 1 - e^c$$

Onde: x é uma variável independente e representa o VPL do projeto e c é o índice de aversão ao risco adotado pela companhia.

O índice de Aversão ao Risco é o inverso da Tolerância ao Risco, que nas companhias americanas é normalmente igual à quarta parte do Capital Exploratório orçado para o ano. Não existe um nível certo ou errado para a aversão ao risco, o seu propósito é estabelecer o

nível de risco que a companhia está preparada para assumir, e aplicá-lo consistentemente, a todos seus prospectos.

No exemplo apresentado, o valor do Capital Exploratório Anual da companhia é 64 MM US\$, indicando uma tolerância ao risco de 16 MM US\$ e um índice de aversão ao risco de 0,0625.

Obtém-se o Valor Esperado da Utilidade (VEU) do bloco, multiplicando os valores da utilidade correspondente a cada VPL obtidos a partir da função utilidade pelas respectivas probabilidades de ocorrência.

Assim:

$$\text{VEU (bloco1)} = 0,14 * 0,93 + 0,86 * (-0,140) = 0,01$$

$$\text{VEU (bloco2)} = 0,40 * 0,58 + 0,60 * (-0,145) = 0,14$$

Analisando estes valores, verifica-se que, considerando o nível de aversão ao risco da companhia, o tipo B é bastante mais interessante que o tipo A, recomendando a aquisição do tipo B e indicando uma análise mais detalhada do tipo A, frente às necessidades estratégicas da companhia.

Com isso, conclui-se que o método exemplificado, ainda que tenha suas limitações, é bastante utilizado pelas companhias que precisam de um referencial na decisão a respeito do risco exploratório e avaliação econômica.

5.2 Produtividade de poços de petróleo

Fazendo-se uma revisão de literatura, percebe-se que o tema produtividade, e consequente viabilidade, em poços petrolíferos é uma questão constantemente estudada.

Este trabalho pretende descrever algumas formas mais utilizadas e recentes a respeito do cálculo do índice de produtividade de poços de petróleo em regime permanente, considerando-se escoamento monofásico.

O índice de produtividade (IP) é definido como a razão entre a vazão de produção e a diferença de pressão entre o reservatório e o poço. O cálculo do índice de produtividade de poços verticais, assumindo-se escoamento monofásico e área de drenagem circular, tem solução analítica.

Entretanto, para poços horizontais, o mesmo não ocorre. Para isso, encontram-se, na literatura, diversas expressões semi analíticas que permitem estimar seu valor.

Como alternativa, pode-se também calculá-lo através de simulação numérica. Ressalta-se que a maioria das equações semi analíticas considera a condutividade do poço como sendo infinita, o que não se observa na prática. A condutividade pode afetar o valor do índice de produtividade de forma substancial.

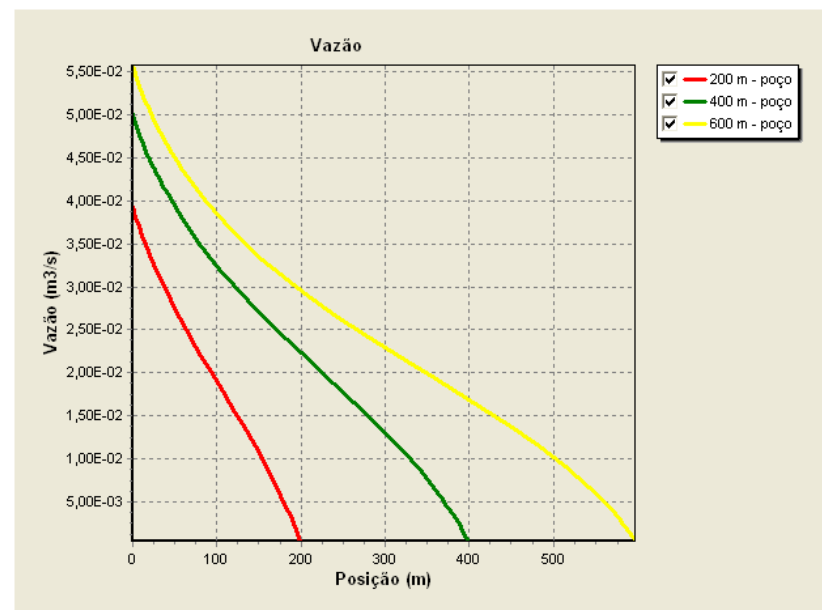
Além disso, a consideração de condutividade infinita implica que a distribuição do fluxo de entrada de óleo é simétrica ao longo da extensão do poço, enquanto que, na realidade, o fluxo de entrada próximo ao calcanhar (heel) pode ser significativamente maior do que nas proximidades de sua extremidade (toe).

O escoamento em torno de poços horizontais tem comportamento tridimensional sendo, portanto, a simulação tridimensional a mais adequada. Para garantir a viabilidade do estudo, foram utilizadas e desenvolvidas tecnologias de mapeamento de geometrias não-lineares, refinamento de malhas de elementos finitos HP adaptativas, com utilização de refinamento direcional tanto para a ordem de aproximação quanto refinamento espacial.

Os gráficos expostos a seguir permitem a visualização da relação da produtividade de um poço e suas principais variáveis.

Assim, tem-se, no primeiro gráfico, a relação de Vazão x Profundidade do poço, onde fica claro que quanto maior a profundidade, maior a capacidade de vazão.

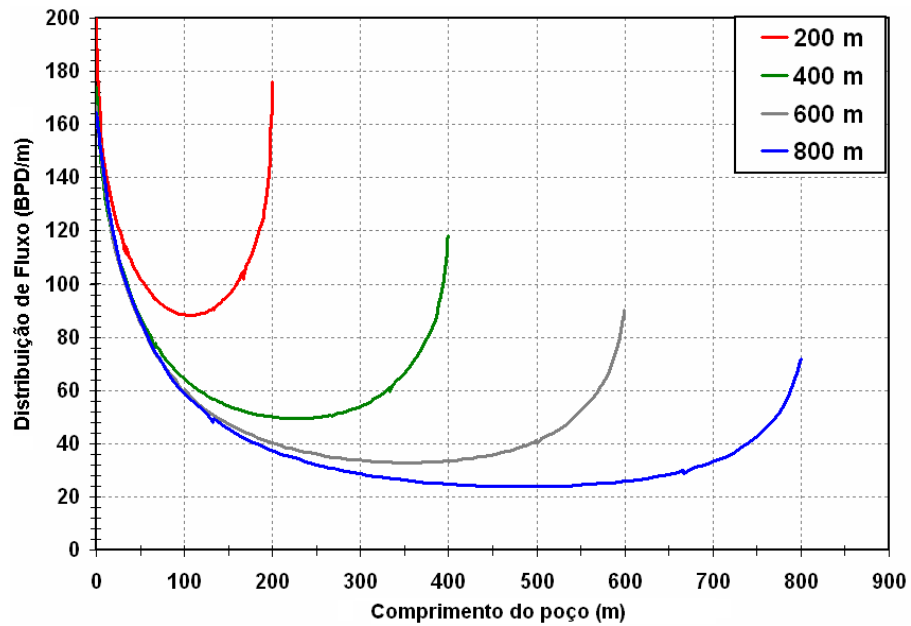
Gráfico 1 - Vazão x Profundidade



Fonte: www.petrobras.com.br

Abaixo, tem-se a relação da distribuição do fluxo de petróleo explorado com a profundidade do poço, tentando demonstrar a profundidade ideal para maior produtividade.

Gráfico 2 - Distribuição x Profundidade do poço



5.3 Tipos de exploração

O presente item pretende deixar transparente as formas contratuais de exploração do petróleo, que são concessão e partilha, pois, apesar de não parecer, está intimamente ligado à análise de viabilidade de exploração de um poço de petróleo, na medida em que considera custos adicionais de acordo com o tipo de exploração, como se segue.

Resumidamente, pode-se dizer que, na exploração e a produção de petróleo as seguintes regras devem ser consideradas:

- a) As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo serão exercidas apenas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação;
- b) Os blocos do contrato de concessão serão definidos pela ANP;
- c) Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção; incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, para determinação de sua comercialidade; a fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

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, depois de extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

O contrato de concessão possui duas fases:

- a) Fase de exploração, com período de tempo definido, com o intuito de proceder à descoberta, e que se encerra com a declaração de comercialidade do campo;
- b) Fase de produção, também com período de tempo definido, a qual engloba avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo.

A fase de exploração tem por objetivo viabilizar a descoberta de jazidas e, em seguida, permitir que o concessionário avalie tal descoberta. Entre as obrigações do concessionário, está a de cumprir o programa exploratório mínimo proposto na oferta 13 vendedora, com período variável entre três e oito anos. Nesse período, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis.

A avaliação da descoberta será realizada integral e necessariamente durante a fase de exploração. E antes do término da fase de exploração, o concessionário poderá, a seu critério exclusivo, efetuar a declaração de comercialidade da descoberta.

Os royalties constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedadas quaisquer deduções. A alíquota básica é de dez por cento do valor da produção de petróleo ou gás natural, podendo ser reduzida em até cinco por cento, conforme será detalhado adiante.

A alíquota de dez por cento poderá ser reduzida em até cinco por cento pela ANP, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes. Tal redução deve ser prevista no edital de licitação correspondente.

No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos royalties.

O valor dos *royalties*, apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, será pago até o último dia útil do mês subsequente.

Já pelo contrato de partilha de produção, a propriedade do petróleo extraído é exclusiva do Estado, em contraste com a propriedade exclusiva do concessionário, no caso da concessão. Cabe ao contratante explorar e extrair o petróleo, às suas expensas, em troca de uma parte do petróleo extraído. As reservas não extraídas permanecem na propriedade do Estado.

O contratante assume todos os custos e riscos da exploração, bem como é o único que opera a exploração, não possuindo qualquer direito de indenização contra o Estado caso o campo explorado não seja comerciável. Tais custos e riscos são assumidos pelo contratante em troca de uma partilha da produção resultante.

A partilha da produção é realizada da seguinte maneira: uma parte da produção é retida pelo contratante a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é chamada de *cost oil*. De acordo com a experiência internacional, gastos a título de depreciação normalmente não são admitidos, isto é, não são considerados custos do contratante. Quando admitidos, possuem prazos diferidos para o lançamento, o que faz aumentar o retorno do Estado e estimulará a companhia a produzir por longos períodos, a fim de que possa lançar as depreciações ocorridas.

A parcela restante de petróleo é chamada de *profit oil*, a qual é dividida entre Estado e contratante por uma fórmula estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.

O *profit oil*, em regra, costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratante. Mas tal fração pode variar, em atenção aos seguintes aspectos:

- a) O volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado;
- b) O preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado;
- c) A taxa de retorno esperada pelo investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances.

Em certos contratos de partilha de produção, conhecidos como “modelo egípcio”, a parte de *cost oil* não utilizada para cobrir custos (é o que ocorre se os custos efetivos forem menores do que os estimados), chamada de *unused cost oil*, é reclassificada para *profit oil* e, então, partilhada entre contratante e Estado como *profit oil*.

Há também outro tipo de contrato de partilha de produção, conhecido como “modelo peruano”, em que a parte devida ao contratante é calculada sobre o volume total de produção, sem que o petróleo, portanto, seja dividido em *cost oil* e *profit oil*.

Resumindo os principais fatores de risco e tipos de exploração, tem-se:

Tabela 4-Tipos de Contratos

Tipo de contrato	Alto risco	Risco médio	Baixo risco
Concessão	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (imposto de renda)	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários
Partilha de produção	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit</i>	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i>

		<i>oil</i> do contratante	do contratante e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i>
--	--	---------------------------	---

6 EXEMPLOS DE SUCESSO

6.1 Exemplo de baixo risco

Atualmente, o principal exemplo de baixo risco existente no que diz respeito à exploração de petróleo em novos blocos é a descoberta do pré-sal.

O pré-sal corresponde a uma área que vai da divisa de Santa Catarina, avança pelo Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro, em forma de trapézio, e termina no Espírito Santo. É, portanto, uma região extremamente grande.

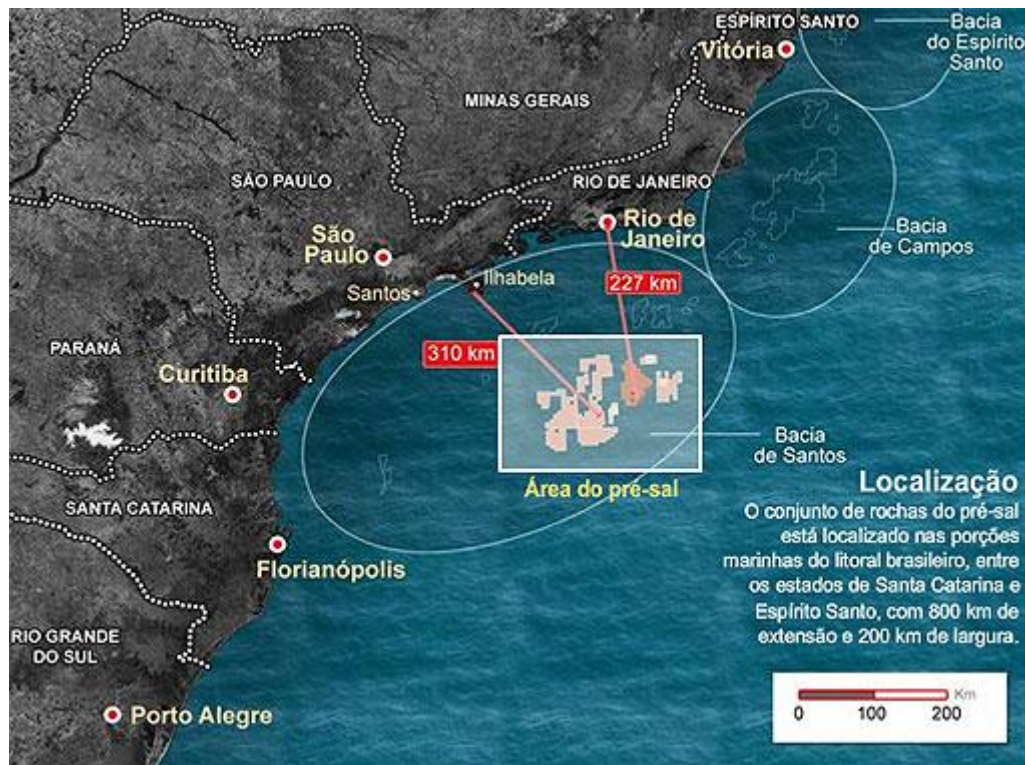
O risco exploratório no Brasil, que era alto em 1998, hoje é considerado baixo. E, além disso, deve-se observar que o volume de produção na área do pré-sal também é relevante, por ser elevado, isto é, trata-se de um cenário de alto potencial de produção.

A Resolução n. 06, de 2007, do CNPE26, admite a necessidade de estudos para mudanças necessárias no marco legal, que contemplem a exploração de petróleo na camada do pré-sal. Os contratos em vigor serão mantidos, a fim de garantir a imagem brasileira de estabilidade institucional no setor, mas os novos contratos serão dotados, provavelmente, de regras diferenciadas, como, por exemplo, a adoção dos contratos de partilha de produção, os quais são comuns em países com elevados volumes de petróleo.

Não há uma correlação unívoca, entretanto, entre países de alto ou baixo risco exploratório com os modelos de concessão ou partilha. Também não há correlação entre esses modelos e o fato de o país ser importador ou exportador. E, por fim, a rentabilidade, para o Estado, pode ser obtida da mesma forma em um ou outro modelo, isto é, não há um tipo que seja, intrinsecamente, mais rentável.

O campo está localizado em águas pouco profundas na Bacia Hidrográfica de Santos, como demonstrado no mapa abaixo.

Figura 8 - Área do Pré-sal



Fonte: www.petrobras.com.br

Estima-se que cada poço de extração de petróleo no pré-sal deverá ter um custo aproximado de US\$ 100 milhões para que chegue ao ponto produtivo, sendo o custo estimado com base na exploração de um poço na profundidade abaixo de 2 mil metros, como ocorre com o pré-sal.

Segundo o ex-presidente da Petrobrás, Sr. José Sérgio Gabrielli explicou que,

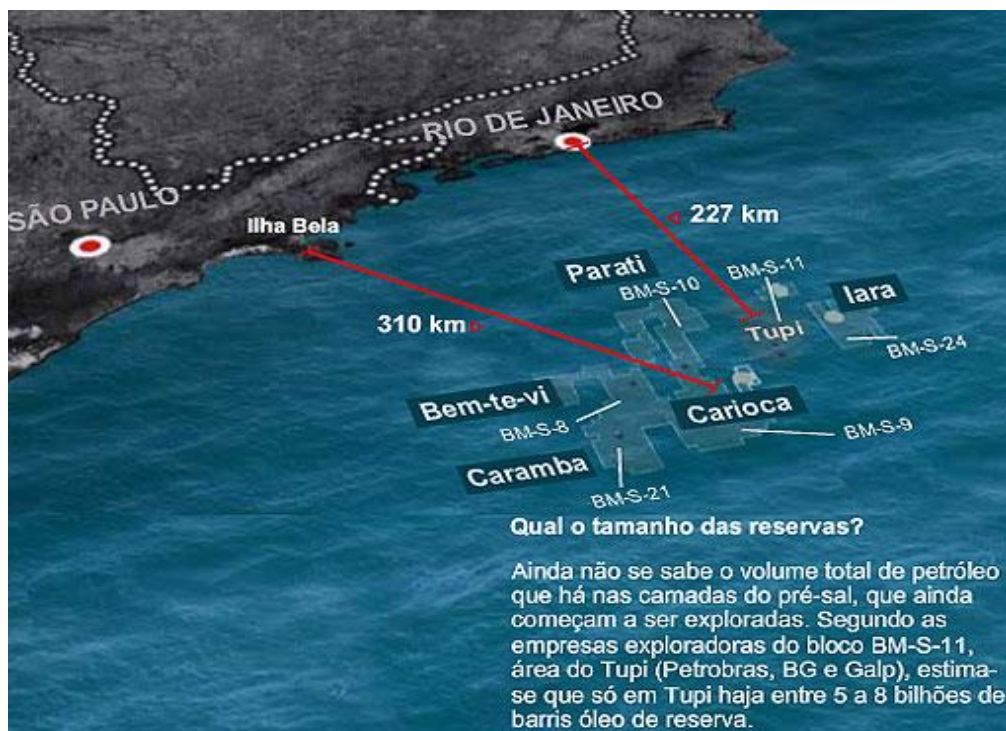
“Primeiro tem que identificar o poço, depois contratar uma sonda, tem que perfurar. Para isso, você utiliza equipamentos, você tem que completar esse poço e depois ele tem que ser preparado para entrar em produção. Isto custa em torno de US\$ 100 milhões por poço.”

A Petrobrás, de acordo com informações de seu presidente, trabalha, normalmente, com uma projeção do barril de petróleo a US\$ 45 para que o poço seja economicamente viável, na análise de viabilidade de poço realizado pela empresa em seu portfólio de produtos. Consideram, portanto, o valor de US\$ 45 o barril como ponto de equilíbrio na análise de viabilidade.

Além disso, consideram o mapeamento a parte fundamental de análise de produtividade e consequente viabilidade econômica. O processo baseia-se em mapear, definindo onde existe o petróleo, e, em seguida, desenvolvem uma curva de produção que permitirá a dedução sobre o valor a ser investido. Com este valor a ser investido, projeta-se o fluxo de investimentos e encontram o preço do barril, sendo este o principal processo decisório da Petrobrás.

O mapa abaixo demonstra a distribuição das reservas do pré-sal.

Figura 9 - Área Pré-sal 2



Fonte: www.petrobras.com.br

Obviamente, este é apenas um estudo preliminar, seguido de um estudo mais aprofundado de viabilidade econômica do transporte de gás do pré-sal, já encomendados e que ficarão prontos em dezembro de 2010. Apenas em março de 2011, a companhia vai decidir sobre o modelo de exploração de gás, dificultado pelas longas distâncias entre os blocos e a Costa.

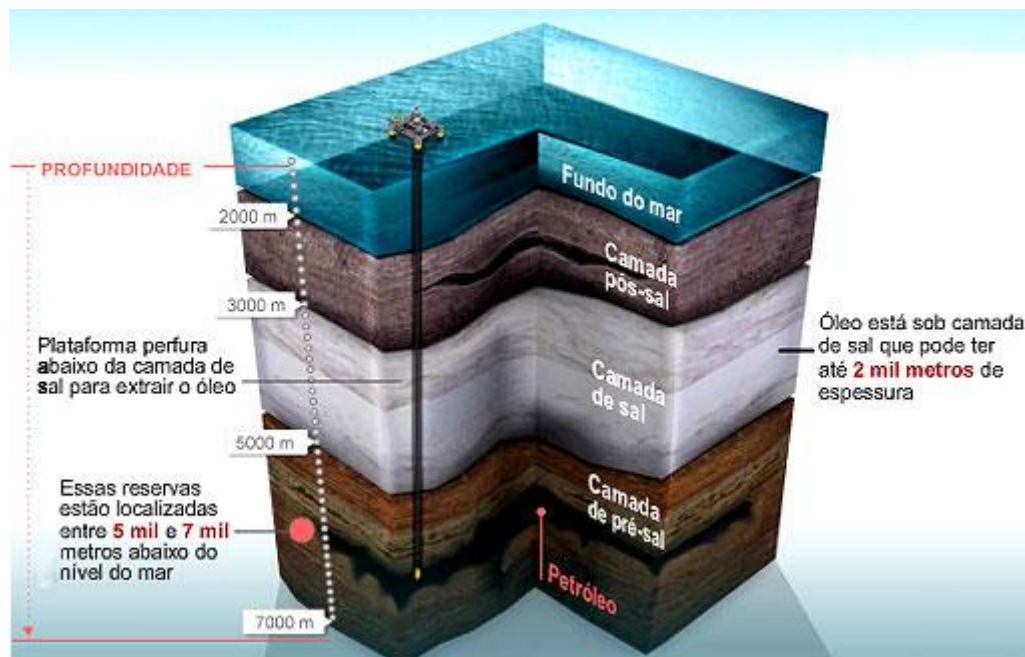
A estimativa principal é que a camada do pré-sal possua o equivalente a cerca de 1,6 trilhão de metros cúbicos de gás e óleo. O número supera em mais de cinco vezes as reservas

atuais do país. Somente no campo de Tupi (porção fluminense da Bacia de Santos), pode haver cerca de 10 bilhões de barris de petróleo - isto é, o suficiente para elevar as reservas de petróleo e gás da Petrobras em até 60%.

Caso a expectativa seja confirmada, o Brasil ficaria entre os seis países que possuem as maiores reservas de petróleo de todo o planeta, ficando atrás somente de Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes.

A figura abaixo ilustra, de forma bastante clara, as camadas a serem vencidas até a chegada do petróleo no pré-sal.

Figura 10 - Camadas do Pré-sal

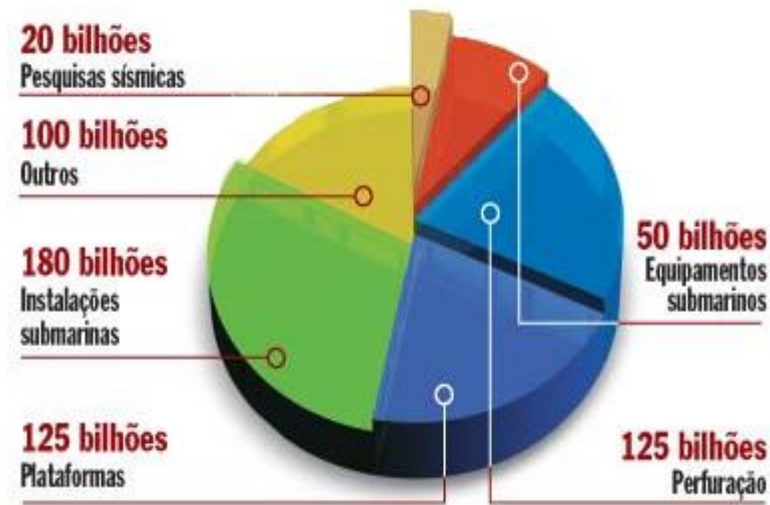


Fonte: www.petrobras.com.br

Sabe-se, no entanto, que, ainda que o pré-sal possua um baixo risco de investimento, chegar ao pré-sal é bastante difícil e retirar o petróleo e o gás desta profundidade, então, é o grande desafio. De acordo com alguns estudos já realizados, estima-se a necessidade de US\$ 600 bilhões para extrair a maior parte do petróleo que se imagina existir nestas profundidades.

O gráfico abaixo desenha, de forma bastante expressiva, como estariam distribuídos estes investimentos em suas mais diversas áreas e fases.

Gráfico 3 - Investimentos



Fonte: www.petrobras.com.br

Acredita-se, portanto, que, para o Brasil se tornar o sexto maior país em reservas de petróleo, deverá enfrentar de forma segura e responsável tal desafio e permitir um crescimento e desenvolvimento de todo o país.

6.2 Exemplos de sucesso

Cabe ressaltar, ainda, que existem inúmeros exemplos de sucesso em termos de exploração de petróleo no Brasil.

Em abril de 2009, a Repsol e a Petrobrás confirmaram às autoridades brasileiras a viabilidade econômica da descoberta realizada em Janeiro no poço de Piracucá, no bloco BM-S-7, nas águas da Bacia de Santos, no Brasil.

Trata-se de uma jazida de crude ligeiro e de gás, com um volume preliminar “in situ” de 550 milhões de barris equivalentes, de acordo com o estimado pela Petrobrás, a empresa que opera o campo.

O bloco BM-S-7 está localizado a 218 quilômetros a sul da cidade de Santos, na costa do Estado de São Paulo, a uma profundidade de 3.967 metros, com uma lâmina de água de 214 metros.

O consórcio responsável por esta descoberta, formado pela Repsol, com 37% de participação e pela Petrobrás com 63% e que é operadora do mesmo, apresentou à Agência Brasileira de Petróleo a Declaração de Comercialização do bloco BM-S7, no prazo definido no Plano de Avaliação submetido à referida Agência.

A empresa realizou, em Janeiro de 2009, outra descoberta de petróleo na Bacia de Santos, no poço chamado Panoramix (S-M-674), na área BM-S-48, a 180 quilômetros da costa de São Paulo, a 170 metros de profundidade, encontrando-se atualmente em fase de avaliação.

O desenvolvimento do offshore da Bacia de Santos, no Brasil, é um dos dez projetos-base incluídos no plano estratégico da Repsol 2008 – 2012. O grande potencial exploratório da área converteu-a num dos principais vetores de crescimento da empresa. A Repsol, atualmente, é a segunda maior empresa no mercado brasileiro, depois da Petrobrás, nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, participando em 24 blocos e operando 11 destes. A Repsol está, juntamente com a Petrobrás, a liderar a atividade exploratória na Bacia de Santos, onde estão localizados 19 desses 24 blocos.

Cronologicamente, vale destacar alguns estudos de viabilidade que foram sucesso após início dos trabalhos de exploração. São eles:

- **7 de Abril de 2009:** Repsol e Petrobrás confirmam a viabilidade econômica do poço Piracucá (anteriormente denominado de Pialamba), com um volume total de crude ligeiro e gás estimado em 550 milhões de barris equivalentes de petróleo.
- **15 de Janeiro de 2009:** A Repsol anuncia a descoberta no poço Panoramix (S-M-674), na área BM-S-48, a 180 quilômetros da costa de São Paulo a uma profundidade aquática de 170 metros na bacia hidrográfica de Santos.

- **3 de Setembro de 2008:** A Repsol começa a campanha de perfuração dos poços operados pela companhia. A plataforma Sovereign Explorer chega ao Brasil para iniciar as perfurações nos blocos off-shore.
- **13 de Junho de 2008:** A Repsol anuncia a descoberta de Guará com um enorme potencial de recursos de petróleo de alta qualidade, de acordo com os testes preliminares. Localizado no Bloco BM-S-9, a descoberta confirma a Bacia de Santos como uma das áreas de águas profundas com mais potencial no mundo.
- **25 de Fevereiro de 2008:** Chega ao Brasil o Stena DrillMax I. O navio sonda de 6ª geração, único no mundo, desenvolvido pela Samsung Heavy Industries South Korea, é contratado por quatro anos.
- **10 de Setembro de 2007:** A Repsol anuncia a descoberta de Carioca. Um campo de petróleo situado nas águas profundas da Bacia de Santos (Brasil), localizado no Bloco BM-S-9 a 273 quilómetros da costa de São Paulo, a 2140 quilómetros de profundidade aquática.

A Bacia de Santos, por sua vez, é considerada, hoje, uma das áreas mais prolíferas em hidrocarbonetos do mundo, como demonstram os mapas a seguir.

Figura 11 - Bacia de Santos

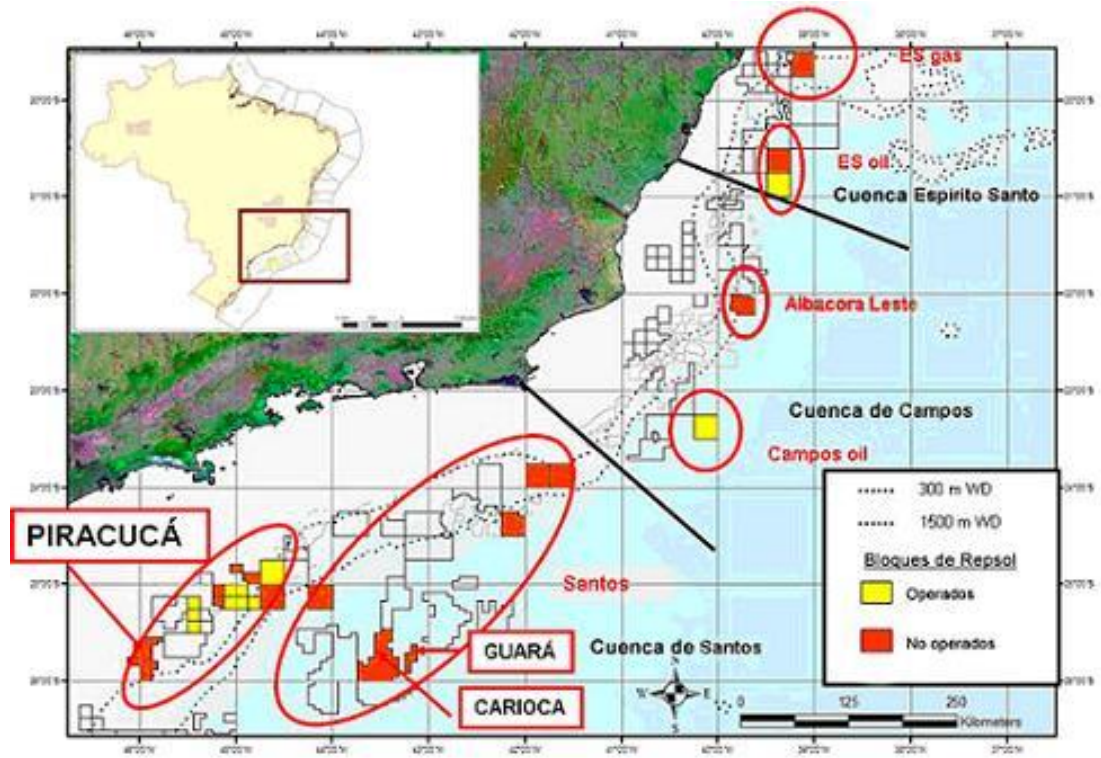
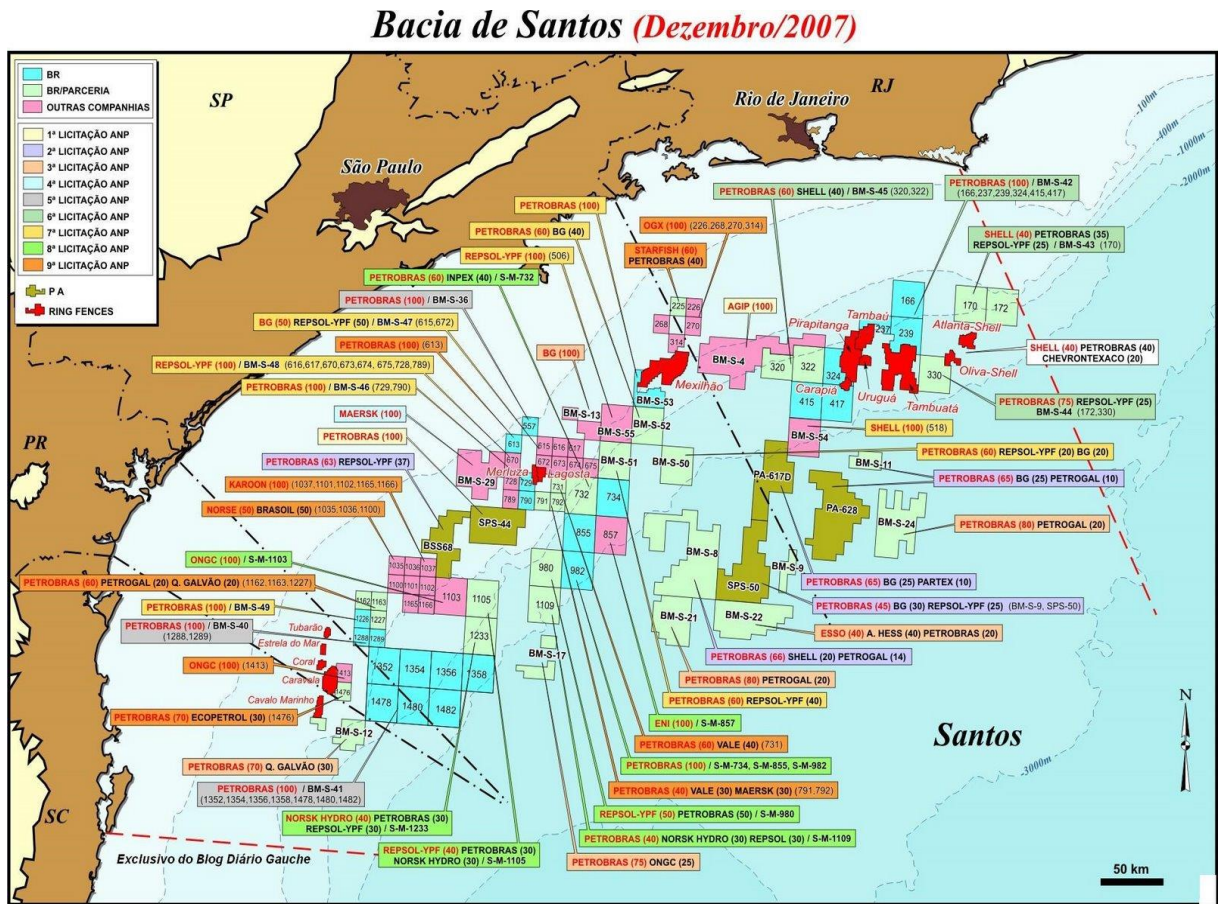


Figura 12 - Bacia de Santos



Fonte: www.petrobras.com.br

7 CONCLUSÃO

Historicamente, os métodos de avaliação sobre a produtividade e o investimento em determinado bloco petrolífero trouxe consigo inúmeras informações geológicas que sempre contribuíram de forma decisiva neste processo. A dificuldade em construir um método eficaz de medida de produtividade de um poço de petróleo antes de iniciar sua exploração é extrema e continua a ser objeto de estudo de muitos pesquisadores.

Ainda que esteja clara a considerável sofisticação dos métodos utilizados atualmente para avaliação econômica de viabilidade de um poço petrolífero e a seleção de oportunidades de exploração, algumas empresas insistem em tomar decisões com base apenas em critérios subjetivos. Estes levam em consideração aspectos como apenas a opinião dos geólogos e geofísicos e suas argumentações geológicas envolvidas no prospecto. Este fato ainda é recorrente devido, principalmente, à dificuldade inegável em reduzir a complexidade e incerteza de todo conhecimento que envolve a atividade exploratória em termos de números convincentes.

O método aqui apresentado de Valor Médio Esperado busca apoiar as decisões de compra de blocos, tendo em vista que considera, além das próprias probabilidades envolvidas, fatores de influência no processo de decisão como algumas questões até psicológicas em relação à expectativa de retorno.

Além disso, demonstrou-se, aqui, a existência de uma ferramenta computacional capaz de criar inúmeras simulações sobre as variáveis que influenciam a produtividade de um poço, entre elas a profundidade e a pressão para a vazão. Ainda que não tivesse sido aprofundado este aspecto, o intuito de apresentá-lo, mesmo que superficialmente, é de contribuir para futuros estudos de softwares capazes de auxiliar os investidores em suas decisões.

Além da própria questão de prognóstico da viabilidade de um poço, não se deve esquecer a forma de exploração que também determina tal viabilidade. Apresentou-se, portanto, os tipos de concessão e partilha identificando suas vantagens e desvantagens.

Por fim, construiu-se o desenvolvimento de alguns exemplos de sucesso exploratórios no Brasil, confirmando a conclusão de que, ainda que os processos decisórios sobre a produtividade de um poço sejam questionáveis, a abundância das bacias brasileiras são

capazes de transformar alguns estudos pessimistas em realidades promissoras, dependendo, porém, da forma como os governantes intervêm neste crescimento e em quanto os cidadãos brasileiros são beneficiados com essa riqueza natural.

8 REFERÊNCIAS

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobras**, CPDOC/SERINST, Fundação Getúlio Vargas -Petrobras, 213p.

FEIJÓ, F. J., 1994a. **Bacia de Barreirinhas**. **Boletim de Geociências da Petrobras** 8(1): 103-109.

FEIJÓ, F. J., 1994b. **Bacia de Pernambuco-Paraíba**. **Boletim de Geociências da Petrobras** 8(1): 143-147. 1993.

FERNANDES, P.D.; SILVA, M.G.F.; BEDRIKOVETSKY, P. **Uniformização de fluxo em poços horizontais**. ENAHPE 2006. Pedra Azul, Domingos Martins, 29 a 31 de agosto, 2006.

GRAU, Eros Roberto. **A ordem econômica na Constituição de 1988 (interpretação e crítica)**. 8. ed. São Paulo: Malheiros, 2000.

_____. **O direito posto e o direito pressuposto**. 3. ed. São Paulo: Malheiros, 2000.

LUCCI, P. C. A. **Descrição Matemática de Geometrias Curvas por Interpolação Transfinita**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. Campinas-SP, Brasil. 2009.

NEPOMUCENO, F. **Tomada de decisão em projetos de riscos na exploração de petróleo**. Tese de Doutorado. Campinas, 1997. 243p. Instituto de Geociências, Departamento de Administração e Política de Recursos Minerais, Universidade estadual de Campinas.

PEDERSEN, D.E. **A How far can a state-of-the-art NPV model take you in decision making?** Richardson, SPE, 2006. Vienna, Áustria.

REVISTA PETRO E GÁS. Ano 3 ed7 Out/2009.

SOUZA, Washington Peluso Albino de. **Direito econômico**. São Paulo: Saraiva, 1980.

SOUZA, R. G. **Petróleo, Histórias das Descobertas e o Potencial Brasileiro**, Niterói, ed. Muiraquitã, 272 p.1997.

WAUGHMAN, R. ***Real-time specify energy monitoring enhances the understanding of when to pull worn PDC bits SPE Drilling & Completion***. V.18, n1, p.56-67, Mar, 2003.

WILSON, D.C.; BENTSEN, R.G. ***Optmizacion techniques for minimizing drilling costs***. New York. AIME/SPE, 1972, 16p. Paper n.3983-MS. Apresentado ao Fall meetig of the Society of Petroleum Engineers of AIME, oct. 1972, San Antonio, Texas.